



Universidad
de La Laguna

ESCUELA DE INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE GRADO

Diseño de una planta de generación de energía basada
en energías renovables para abastecer una pequeña
población aislada

Autores: Iñaki Ballester Gorostiza
Víctor Vilbazo Negrín

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

Tutor: Dr. José Francisco Gómez González

Fecha: Julio 2015

ÍNDICE GENERAL

I. MEMORIA	
II. ANEXO I - Cálculos.....	
III. ANEXO II - Estudio del flujo lumínico	
IV. ANEXO III - Estudio de la estructura soporte de los módulos fotovoltaicos	
V. ANEXO IV - Análisis de viabilidad mediante software <i>HOMER</i>.....	
VI. ANEXO V - Fichas técnicas.....	
VII. PLANOS.	
VIII. PLIEGO DE CONDICIONES	
IX. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	
X. PRESUPUESTO.....	

RESUMEN

La idea del presente proyecto surge como una manera de solucionar un problema existente desde hace una década en el pueblo de Pedro Barba situado en la isla de La Graciosa. Este problema reside en la imposibilidad de hacer llegar hasta él la energía eléctrica desde el pueblo principal de la isla, Caleta de Sebo. Estos pueblos están separados por kilómetros de terreno protegido y no es posible extender un cableado aéreo o subterráneo de un lugar a otro.

Las 17 viviendas que forman el pueblo de Pedro Barba fueron propiedad de pescadores, más tarde fueron viviendas de uso exclusivamente vacacional y actualmente se tiende al uso de estas viviendas como villas de alquiler vacacional de lujo durante todo el año, orientadas especialmente para turistas extranjeros.

Estas casas están equipadas actualmente con los electrodomésticos básicos y todos ellos han funcionado mediante grupos electrógenos individuales para cada vivienda. Esto supone una contaminación ambiental, acústica, y visual importante. Además, el transporte del combustible que usan estos grupos electrógenos se realiza con vehículos o embarcaciones desde Caleta de Sebo o desde Lanzarote hasta Pedro Barba de manera intermitente y según la demanda, lo que supone un coste añadido.

Según la normativa del Parque Natural del Archipiélago Chinijo y el documento BOC N° 185 de la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación Territorial, no es posible edificar más viviendas pero se permite una ampliación limitada de las mismas, lo que se traduce en un aumento de consumo de combustible y nuevos grupos electrógenos individuales en el futuro para poder cubrir la demanda energética.

Es por ello por lo que la instalación de una planta capaz de generar energía a partir de fuentes renovables soluciona estos problemas, además de convertir a Pedro Barba en un destino turístico de lujo, fomentar el uso de energías renovables, proteger al parque natural de La Graciosa y su ecosistema además de servir como ejemplo para situaciones similares. Con esta idea como base, se desarrolla el presente proyecto el cual consta en diseñar una planta híbrida de generación de energía basada en energías renovables aprovechando el recurso eólico y solar de la ubicación.

En primer lugar se han estudiado cuáles son las condiciones del entorno en la que se ubicará la planta para continuar con el estudio de la potencia y del consumo de las viviendas. A

continuación se ha realizado un estudio del flujo lumínico necesario en el poblado con el fin de conocer la cantidad de luminarias necesarias que se deben instalar según la normativa vigente y por tanto la potencia que estas requerirán.

Ha sido seleccionada la proporción fotovoltaica-eólica que se instalará. A continuación se han dimensionado y seleccionado los componentes óptimos de la instalación así como el cableado que los conectará comparando entre los componentes existentes en el mercado. Se ha diseñado mediante perfiles normalizados de aluminio la estructura soporte de los módulos fotovoltaicos capaz de soportar 3 de los módulos fotovoltaicos simultáneamente sin perder el ángulo de inclinación óptimo de los mismos.

Por último se ha elaborado un presupuesto, un pliego de condiciones y un documento básico de seguridad y salud además de realizar un análisis de viabilidad económica del diseño efectuado de la planta híbrida de generación de energía.

ABSTRACT

The idea of this project comes as a way to solve a 10 years problem in the town of Pedro Barba, which it's located on the island of La Graciosa. This problem is the inability to reach the electric power from the main village of the island, Caleta de Sebo to Pedro Barba. These villages are separated by kilometers of protected land and they can't extend aerial or underground power lines from one place to another. The 17 houses located at the village of Pedro Barba were owned by fishermen. Later, these houses were used by families exclusively in holidays and now these families wants to put them for rent as luxury villas, usually dedicated to foreign tourists.

These houses are equipped with basic appliances and all of them have worked with individual diesel generators for each apartment. These causes an important environmental, acoustic and visual pollution. In addition, the fuel transportation for the engines is done intermittently with vehicles or boats from Caleta de Sebo or Lanzarote to Pedro Barba, what brings the added cost of this transport. Furthermore, the fact that these generators are constantly in a saline and humid environment decrease their useful life.

According to regulations of the Archipelago Chinijo Nature Park and the document BOC No. 185 of the Ministry of Environment and Spatial Planning, more houses can't be built, but you can expand them with some limits, which means an increase in fuel consumption fuel and new individual generators in the future to supply the energy demand.

For this reasons the installation of a hybrid power generation solves these problems, and turns Pedro Barba into a luxury tourist destination, promoting the uses of renewable energy, protect the natural park of La Graciosa and its ecosystem and serving as an example for similar situations. With this idea as a basis, the project consists in designing a hybrid power generation plant based on renewable energy, taking advantage of the wind and solar resources.

First we have studied the environmental conditions where the plant will be located, continuing with the power and consume study of the houses. Then a study was made of the necessary luminous flux in the village in order to know the number of luminaries needed to be installed according to current regulations. With this information we can know the power needed in the street lightning.

It has been selected a photovoltaic-wind proportion to install. Then the components were sized and selecting the best ones in the market. We also sized and choose the necessary cabling.

An aluminium bear has been designed in order to support 3 photovoltaic modules simultaneously without losing the optimum angle of inclination.

Finally, we have created a budget, a specification and a basic safety and health document. In addition an analysis of economic feasibility of the design made of hybrid power generation plant have been made .

MEMORIA

ÍNDICE MEMORIA

1.0.- Hoja de identificación.....	1
1.1.- Objeto del proyecto.....	1
1.2.- Antecedentes.....	2
1.3.- Situación y emplazamiento.	3
1.4.- Alcance del proyecto.....	4
1.5.- Normas y referencias.....	5
1.5.1.- Disposiciones legales y normativas aplicadas.	5
1.5.2.- Bibliografía.....	8
1.5.3.- Programas de cálculo.....	10
1.6.- Nomenclatura y Abreviaturas.	12
1.7.- Planta Híbrida generadora de energía	15
1.7.1.- Elementos principales de la instalación.....	16
1.7.1.1.- Módulo Fotovoltaico.....	16
1.7.1.2.- Aerogenerador.	18
1.7.1.3.- Acumulador.....	20
1.7.1.4.- Inversor.	21
1.7.1.5.- Regulador.....	23
1.7.1.6.- Conductores.....	25
1.7.1.7.- Sistemas de protección.....	26
1.7.1.8.- Grupo electrógeno.....	27
1.8.- Requisitos de Diseño.	27
1.8.1.- Consumo energético.....	27
1.8.2.- Potencia a Instalar.....	31
1.8.3.- Parámetros meteorológicos.	32
1.9.- Consideraciones iniciales.....	35
1.10.- Procedimiento de dimensionado.....	37
1.10.1.- Placas fotovoltaicas.....	37
1.10.1.1.- Cálculo de sombras.....	40
1.10.1.1.- Distribución de los módulos.	42
1.10.2.- Aerogeneradores.....	44
1.10.2.1- Distribución de los Aerogeneradores.	46
1.10.3.- Acumuladores.....	46
1.10.4.- Caja de Interruptores de conexión.	49

1.10.5.- Sistemas de protección.....	50
1.10.6.- Grupo electrógeno.....	53
1.10.7.- Conductores.	53
1.11.- Análisis de soluciones y resultados finales	57
1.11.1.- Módulo fotovoltaico y generador.....	57
1.11.1.2.- Distribución de los módulos.	59
1.11.2.- Aerogeneradores.....	60
1.11.2.1 -Distribución de los Aerogeneradores.....	64
1.11.3.- Acumuladores.....	65
1.11.4.- Caja de Interruptores.....	68
1.11.5.- Sistemas de protección.....	69
1.11.6.- Grupo electrógeno.....	73
1.11.7.- Conductores.	74
1.12.- Resumen del presupuesto y diagrama de Gantt.....	78

1.0.- Hoja de identificación

Título: Diseño de una planta de generación y del sistema de distribución de energía basado en energías renovables para abastecer una pequeña población aislada.

Autores: - Iñaki Ballester Gorostiza → DNI: 42241919-G
- Víctor Vilbazo Negrín → DNI: 54060812-W

Teléfono: - 686843390
- 618070866

Correo electrónico: - ballester93@gmail.com
- victorvilbazo@gmail.com

1.1.- Objeto del proyecto.

El objeto de este proyecto consiste en el abastecimiento de energía eléctrica a partir de energías limpias de un pueblo aislado situado al noreste del islote de La Graciosa, llamado Pedro Barba.



Figura 1.- Foto panorámica de La Graciosa.

Pedro Barba es el menor de dos pueblos que existen en el islote de La Graciosa. Ambos pueblos quedan separados por 7 km de terreno protegido y catalogados como suelo rústico de protección paisajística genérica. Es por ello que el paso de unas líneas de tensión desde

Caleta de Sebo hasta Pedro Barba no puede contemplarse. Por tanto existe una necesidad real de una fuente de energía que pueda abastecerlo mediante energía eléctrica.

La instalación de un planta híbrida, en el pueblo de Pedro Barba, es un acierto en la actualidad y aún más en un futuro próximo, ya que muchas de las viviendas que fueron propiedad de pescadores en el pueblo, han pasado a ser explotadas como viviendas de alquiler vacacional. Debido al carácter de protección ambiental de la zona, no pueden construirse nuevas viviendas en el pueblo por lo que esta instalación no corre el riesgo de requerir de grandes cambios o ampliaciones en un futuro.

Además se pretenden alcanzar objetivos secundarios: crear un sistema autosuficiente mediante el uso de energías alternativas que permita seguir con el reciente modelo equilibrado de conservación y sostenibilidad de la isla y del archipiélago canario en general. Se contribuiría así un aumento del turismo en la zona con el correspondiente impacto económico.

Por otro lado, supone una contribución a la reducción de gases de efecto invernadero y al ahorro de energías no renovables, sobre todo energía fósil, amortiguando así el impacto ambiental generado por este tipo de energías.

1.2.- Antecedentes.

El agotamiento de los combustibles fósiles, el efecto invernadero, el cambio climático, el impacto ambiental, el desequilibrio y las tensiones sociales llevan hoy en día a pensar en energías limpias como un medio hacia un cambio social, cultural y ambiental.

El abastecimiento de la demanda de energía mediante fuentes renovables (sol, viento, agua, etc.) presenta innumerables ventajas. Por un lado, los impactos ambientales que se derivan de la utilización de estas fuentes son muy inferiores a los que originan los combustibles convencionales. Por otro lado se trata en general de recursos disponibles en el lugar de aprovechamiento, por lo que su uso disminuye la dependencia del exterior y la vulnerabilidad de los sistemas energéticos, al tiempo que los aísla de las tensiones de precios en los mercados internacionales.

Canarias, por tanto supone un lugar estratégico para este tipo de energías. Una implantación generalizada de sistemas de energías renovables tendría repercusiones positivas en muchos ámbitos: se reduciría la dependencia energética externa; mejoraría la imagen exterior del

archipiélago (con los consiguientes beneficios para la industria turística); se favorecería el desarrollo de la industria local y se generaría empleo.

1.3.- Situación y emplazamiento.

La planta de generación de energía basada en energías renovables estará ubicada en el pueblo costero de Pedro Barba perteneciente al islote de La Graciosa en las Islas Canarias. Concretamente, la planta generadora se sitúa en una latitud $29^{\circ}15'41'' N$ y en una longitud $13^{\circ}28'42'' O$.



Figura 2.- Foto panorámica de Pedro Barba, la Graciosa.

El islote de la graciosa cuenta con dos pueblos. En el principal, Caleta de Sebo, ya existe un núcleo poblacional fijo formado en su mayoría por pescadores, agricultores y personas encargadas de los negocios principalmente turísticos de la zona. En cambio, en el pueblo del presente proyecto Pedro Barba, los habitantes que existen durante el año son exclusivamente turistas.

En este pueblo, existe una zona cuya ocupación está catalogada dentro del grupo de “Urbanizado Construido” rodeado de una zona perteneciente al grupo de “Suelo Desnudo mineral” catalogado como “zona de uso moderado en suelo rústico de protección paisajística genérica”. En este suelo catalogado como suelo ya construido la planta generadora podría instalarse.



Figura 3.- Zona catalogada como suelo urbanizado y construido (color rojo).

Por tanto uno de los requisitos que debe tener la instalación es que debe adecuarse a este terreno por lo que no podrá tener más de determinadas dimensiones.

La zona de colocación de los módulos fotovoltaicos corresponde a una antigua parcela (ver apartado "dimensionado de módulos fotovoltaicos") mientras que los aerogeneradores podrán distribuirse dentro de la parcela de manera que no se interfieran los flujos de aire ni interrumpen la normal actividad del pueblo y los turistas.

1.4.- Alcance del proyecto.

El ámbito de aplicación del presente proyecto es el diseño de la planta híbrida de generación de energía basada en energías renovables. En él se desarrollarán exclusivamente los siguientes objetivos:

- ⇒ Diseño y dimensionado de una planta híbrida de generación de energía eléctrica obtenida a través de energía fotovoltaica y energía eólica, con el fin de abastecer la demanda energética total del pueblo.
- ⇒ Estudio de la potencia y del consumo energético del pueblo.
- ⇒ Estudio del flujo lumínico necesario en el pueblo.
- ⇒ Selección de las luminarias adecuadas en el alumbrado público y su distribución en el terreno.

- ⇒ Dimensionado y selección de los componentes que conforman la planta híbrida de generación de energía.
- ⇒ Distribución de los componentes de la planta en la parcela destinada a ello.
- ⇒ Dimensionado y selección del cableado que unen los componentes de la instalación.
- ⇒ Diseño de la estructura soporte de los módulos fotovoltaicos sin determinar las sujeciones al terreno que se efectuarán en obra.
- ⇒ Comprobación de la viabilidad económica del diseño de la instalación.

Todos los puntos no incluidos en estos objetivos no serán objeto de estudio en el presente proyecto.

1.5.- Normas y referencias.

1.5.1.- Disposiciones legales y normativas aplicadas.

- ✓ REAL DECRETO 1492/2011, DE 24 DE OCTUBRE, POR EL QUE SE APRUEBA EL REGLAMENTO DE VALORACIONES DE LA LEY DE SUELO.
- ✓ BOC N° 069. LUNES 13 DE ABRIL DE 2009. DOCUMENTO NORMATIVO DEL PLAN RECTOR DE USO Y GESTIÓN DEL PARQUE NATURAL DEL ARCHIPIÉLAGO CHINIJO, TÉRMINO MUNICIPAL DE TEGUISE, LANZAROTE.
- ✓ REGLAMENTO EFICIENCIA ENERGÉTICA EN INSTALACIONES DE ALUMBRADO EXTERIOR.
- ✓ REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO DE BAJA TENSIÓN. INSTRUCCIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS.
- ✓ DECRETO 32/2006, DE 27 DE MARZO, POR EL QUE SE REGULA LA INSTALACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS EN EL ÁMBITO DE LA COMUNIDAD AUTÓNOMA DE CANARIAS
- ✓ NORMA TÉCNICA PARTICULAR PARA INSTALACIONES EN BAJA TENSIÓN - UNELCO ENDESA

- ✓ BOC N° 185 21/09/2006 DIRECCIÓN GENERAL DE ORDENACIÓN DEL TERRITORIO. PLAN RECTOR DE USO Y GESTIÓN DEL PARQUE NATURAL DEL ARCHIPIELAGO CHINIJO.
- ✓ ITC-BT-07 Redes subterráneas para distribución en Baja Tensión.
- ✓ ITC-BT-08 Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica.
- ✓ ITC-BT-09 Instalaciones de alumbrado exterior
- ✓ ITC-BT-10 Previsión de cargas para suministros en Baja Tensión
- ✓ ITC-BT-11 Redes de distribución de energía eléctrica. Acometidas.
- ✓ ITC-BT-16 Contadores: Ubicación y sistemas de instalación.
- ✓ ITC-BT-17 Instalaciones de enlace. Dispositivos generales e individuales de mando y protección. Interruptor de control de potencia.
- ✓ ITC-BT-22 Instalaciones interiores o receptoras. Protección frente a sobreintensidades.
- ✓ ITC-BT-23 Instalaciones interiores o receptoras. Protección frente a sobretensiones.
- ✓ ITC-BT-24 Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra los contactos directos e indirectos.
- ✓ ITC-BT-25 Instalaciones interiores en viviendas. Número de circuitos y características.
- ✓ ITC-BT-40 Instalaciones generadoras de baja tensión.
- ✓ ITC-BT-47 Instalación de receptores. Motores.
- ✓ DB-HE-Ahorro de energía.
- ✓ UNE-EN 60947-2 - Interruptores automáticos con capacidad de seccionamiento.
- ✓ UNE-EN 60898 - Interruptores automáticos (uso doméstico y análogo)
- ✓ UNE-EN 60269-2 - Fusibles

- ✓ UNE -EN 60269-3 - Fusibles
- ✓ UNE-EN 614643-11 Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias
- ✓ EN 50539-11 Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias para uso en aplicaciones fotovoltaicas
- ✓ UNE-EN 50550 Dispositivos de protección contra sobretensiones temporales (uso doméstico y análogo)
- ✓ UNE-EN 50550 Interruptores diferenciales
- ✓ UNE-EN 61009 Interruptores diferenciales con dispositivo de protección contra sobreintensidades incorporado
- ✓ UNE-EN 60947-3 Interruptores seccionadores y combinados fusibles
- ✓ UNE-EN ISO 9000 - Sistemas de Gestión de la calidad. Fundamentos y vocabulario (ISO 9000: 2000).
- ✓ UNE 1027 - Dibujos técnicos. Plegado de planos.
- ✓ UNE 1032 - Dibujos técnicos. Principios generales de representación.
- ✓ UNE 1035 - Dibujos técnicos. Cuadro de rotulación.
- ✓ UNE 1039 - Dibujos técnicos. Acotación. Principios generales, definiciones, métodos de ejecución e indicaciones especiales.
- ✓ UNE 1089-1 - Principios generales para la creación de símbolos gráficos. Parte 1: Símbolos gráficos colocados sobre equipos.
- ✓ UNE 1089-2 - Principios generales para la creación de símbolos gráficos. Parte 2: Símbolos gráficos para utilizar en la documentación técnica de productos.
- ✓ UNE 1135 - Dibujos técnicos. Lista de elementos.
- ✓ UNE 1166-1 - Documentación técnica de productos. Vocabulario. Parte/: Términos relativos a los dibujos técnicos generalidades y tipos de dibujo.

- ✓ UNE-EN ISO 3098-0 - Documentación técnica de productos. Escritura. Requisitos generales. (ISO 3098-0: 1997).
- ✓ UNE-EN ISO 3098-2 - Documentación técnica de producto. Escritura. Parte 2: Alfabeto latino, números y signos.
- ✓ 4 UNE 157001:2002 (ISO 3098-2:2000). UNE-EN ISO 3098-3 - Documentación técnica de producto. Escritura. Parte 3: Alfabeto griego. (ISO 3098- 3:2000).
- ✓ UNE-EN ISO 3098-4 - Documentación técnica de producto. Escritura. Parte 4: Signo., diacríticos y particulares del alfabeto latino. (ISO 3098-4:2000).
- ✓ UNE-EN ISO 3098-5 - Documentación técnica de productos. Escritura. Parte 5: Escritura en diseño asistido por ordenador (DA O), del alfabeto latino, las cifras y lo., signos. (ISO 3098-5: /997).
- ✓ UNE-EN ISO 3098-6 - Documentación técnica de producto. Escritura. Parte 6: Alfabeto cirílico. (ISO 3098- 6:2000).
- ✓ UNE-EN ISO 5455 - Dibujos técnicos. Escalas. (ISO 5455: /979).
- ✓ UNE-EN ISO 5456-1 - Dibujos, técnicos. Métodos de proyección. Parte 1: Sinopsis. (ISO 5456-1: /996).
- ✓ UNE-EN ISO 5456-2 - Dibujos técnicos. Métodos de proyección. Parte 2: Representaciones ortográficas. (ISO 5456-1: /996).
- ✓ UNE-EN ISO 5456-3 - Dibujos técnicos. Métodos de proyección. Parte 3: Representaciones axonométricas. (ISO 5456-3: /996).

1.5.2.- Bibliografía.

LIBROS

- José Luis Valentín Labarta, S.A. Donostiarra 2012- “Instalaciones Solares Fotovoltaicas”.
- Roldan, Editorial Paraninfo 2010 -“Instalaciones Solares Fotovoltaicas”.
- Editorial McGraw Hill 2013- “Instalaciones Solares Fotovoltaicas”.

R. Amenedo, Burgos Díaz, A.Gómez, 2003 -“Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica”.

Editorial McGraw Hill 2012-“Reglamento electrotécnico para baja tensión 1 Edición”.

ABB, 2011 -“Cuaderno de Aplicaciones técnicas nº5 – Interruptores para corriente continua”-

ABB, 2011 -“Cuaderno de Aplicaciones técnicas nº10 – Plantas fotovoltaicas”.

Oscar Perpiñán Lamigueiro, Editorial Progensa 2012 -“Energía Solar Fotovoltaica”-.

Instituto Tecnológico de Canarias S.A, 2011 - “Energías Renovables y eficiencia Energética”.

Javier maría Méndez Nuñez, Rafael Cuervo García, FC editorial- “Energía Solar Fotovoltaica”.

WEB

<http://www.sma-iberica.com/es.html>

<http://www.tabspain.com/>

<http://www.enair.es/energia/minieolica>

<http://www.himoinsa.com/>

<http://www.atersa.es/home.asp>

<http://www.generalcable.es/>

<http://www.homerenergy.com/>

<http://www.idae.es/>

<http://www.itccanarias.org/web/>

1.5.3.- Programas de cálculo.

HOMER

El modelo HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewable) se trata de un modelo gráfico de diseño rápido de un sistema híbrido con energías renovables desarrollado por NREL (National Renewable Energy Laboratory). Es muy útil como herramienta de optimización a la hora de buscar una combinación adecuada de eólica, fotovoltaica, baterías, generador diesel, pilas de combustible, electrolizadores, etc., atendiendo a su viabilidad técnica y económica. Evalúa las posibles combinaciones para sistemas energéticos conectados o no a la red, sistemas aislados, generación distribuida o generación centralizada. Los algoritmos de análisis de la optimización y de la sensibilidad de HOMER hacen más fácil evaluar las muchas configuraciones de sistema posibles.



Figura 4.- *Logo del programa Homer Energy.*

SOLIDWORKS.

SolidWorks es un software CAD (diseño asistido por computadora) para modelado mecánico en 3D, desarrollado en la actualidad por SolidWorks Corp.

El programa permite modelar piezas y conjuntos y extraer de ellos planos técnicos y diferentes estudios que permitirán obtener la información necesaria para la producción de la piezas. Es un programa que funciona con base en las nuevas técnicas de modelado con sistemas CAD. El proceso consiste en trasvasar la idea mental del diseñador al sistema CAD, "construyendo virtualmente" la pieza o conjunto. Posteriormente todas las extracciones (planos y ficheros de intercambio) se realizan de manera bastante automatizada.



Figura 5.- *Logo del programa Solidworks.*

DIALUX

Dialux es un software de cálculo y simulación luminotécnica usado por diseñadores de iluminación, consultores, arquitectos, técnicos de iluminación, ingenieros, etc. Puede ser utilizado para el cálculo de iluminación interior y exterior. Permite la importación de archivos de Autocad para su estudio. Se caracteriza por ser capaz de calcular los niveles de iluminación debidos a luz directa e indirecta. El método de cálculo es denominado cálculo por radiosidad. Se basa en el principio de conservación de la energía, que asume que la luz que es proyectada sobre una superficie y no es absorbida por ésta, será remitida. La superficie también puede ser luminosa por sí misma.



Figura 6.- Logo del programa DIALux.

EXCEL

Excel es un programa informático desarrollado y distribuido por Microsoft Corp. Se trata de un software que permite realizar tareas contables y financieras, así como cálculos y gráficos de bases de datos, gracias a sus funciones, desarrolladas específicamente para ayudar a crear y trabajar con hojas de cálculo.



Figura 7.- Logo del programa Excel.

AUTOCAD

Autodesk AutoCAD es un software CAD utilizado para dibujo 2D y modelado 3D. Actualmente es desarrollado y comercializado por la empresa Autodesk. El nombre AutoCAD surge como creación de la compañía Autodesk, en que Auto hace referencia a la empresa creadora del software y CAD a Diseño Asistido por Computadora (por sus siglas en inglés "Computer Aided Design"), teniendo su primera aparición en 1982. AutoCAD es un software reconocido a nivel internacional por sus amplias capacidades de edición, que hacen

posible el dibujo digital de planos de edificios o la recreación de imágenes en 3D; es uno de los programas más usados por arquitectos, ingenieros, diseñadores industriales.



Figura 8. - Logo del programa Autocad.

1.6.- Nomenclatura y Abreviaturas.

E_p = Energía entregada por un panel.

HPS = Horas de Sol Pico o HPS.

P_r = Proporción de trabajo de la instalación entendido como rendimiento energético de la instalación.

P_p = potencia pico del módulo fotovoltaico a instalar.

$P_{GF_{MIN}}$ = Potencia mínima a instalar en el generador fotovoltaico.

E_{GF} = Energía mínima necesaria que han de abastecer el generador fotovoltaico, que corresponde al 60% del consumo del pueblo de Pedro Barba.

$N_{R_{MÁX}}$ = Número máximo de ramas por entrada del inversor.

$I_{MÁX,INV}$ = Corriente máxima a la entrada del inversor.

I_p = Corriente del módulo fotovoltaico.

$N_{P_{PARALELO}}$ = Número de paneles o ramas en paralelo por inversor.

$N_{P_{SERIE}}$ = Número de paneles en serie.

N_p = Número total de paneles a instalar.

N_R = Número de ramas por strings.

N_S = Número de strings por entrada del inversor

N_E = Número de entradas del inversor.

$P_{INV(IN)}$ = Potencia a la entrada del inversor.

N_{INV} = Número de inversores.

P_{GF} = Potencia nominal del generador fotovoltaico a instalar

d_{min} = Distancia mínima entre paneles que permite 4 horas libres de sombra alrededor del mediodía.

L_y = Longitud máxima de paneles en serie.

W = Ancho del módulo fotovoltaico.

$E_{AE(diaría)}$ = Energía diaria capaz de entregar un aerogenerador en un día.

$E_{PB(diaría)}$ = Energía consumida por el pueblo de Pedro Barba.

N_{AE} = Número de aerogeneradores necesarios para cubrir el 40% de la demanda del pueblo.

$P_{INV,min}$ = Potencia mínima del conjunto de inversores para eólica.

P_{AE} = Potencia del aerogenerador.

D = Distancia entre aerogeneradores.

Dr = Diámetro del rotor.

E_A = Energía que han de suministrar el conjunto de acumuladores.

D_{aut} = Días de autonomía.

k_t = Coeficiente de pérdidas total en el sistema.

k_A = Pérdidas debido a la autodescarga diaria de la batería, dada a los 20°C.

k_B = Pérdidas debido al rendimiento de la batería.

k_C = Pérdidas debido al inversor.

k_R = Pérdidas debido al regulador.

k_x = Otras pérdidas.

D_{aut} = Días de autonomía.

p_D = Profundidad de descarga de la batería.

E_C = Energía que ha de suministrar una celda del acumulador.

C_C = Capacidad de la celda de un acumulador.

V_C = Voltaje de la celda de un acumulador.

$N_{C_{SERIE}}$ = Número de celdas en serie.

$I_{INV(IN)}$ = Intensidad máxima a la entrada del inversor.

I_C = Intensidad de la celda para la capacidad prevista.

N_{TC} = Número total de celdas a instalar.

N_{INV} = Número de inversores.

I_C = Intensidad de cálculo.

I_{nm} = Intensidad normalizada del magnetotérmico.

I_{COND} = Intensidad máxima que puede resistir el conductor.

V_{prot} = Tensión del protector de sobretensión transitoria para fotovoltaica.

V_{inv} = Tensión máxima de cada inversor de fotovoltaica.

V_{trab} = Tensión en circuito abierto de cada rama de módulos fotovoltaicos.

I_b = Intensidad de corriente que suministra el panel en el punto de máxima potencia.

I_{nc} = Intensidad de corte del fusible.

I_z = Intensidad que es capaz de soportar el cable.

P_{Pico} = Potencia pico total estimada en el pueblo.

P_{GE} = Potencia del grupo electrógeno.

S_{CC} = Sección del conductor en corriente continua.

S_{CA} = Sección del conductor en corriente continua

L_R = Longitud máxima del conductor desde el panel más alejado del ramal hasta el punto de conexión al inversor.

L_{CA} = Longitud máxima del conductor desde el inversor de fotovoltaica hasta el regulador.

I_{CC} = Corriente de cortocircuito del ramal fotovoltaico.

V_{ramal} = Tensión del ramal fotovoltaico.

k = Conductividad del material conductor.

$\cos\varphi$ = Factor de potencia marcado por del inversor.

$I_{MAX(INV)}$ = Corriente máxima a la salida del inversor de fotovoltaica.

$I_{N(INV)}$ = Corriente nominal del inversor de los acumuladores.

V_N = Tensión nominal en CA.

θ = Pérdidas en el conductor.

1.7.- Planta Híbrida generadora de energía .

Un sistemas híbrido de generación de energía es el sistema capaz de generar energía eléctrica a partir de dos o más fuentes de energía renovable simultáneamente. Existen varios tipos entre los que destacan, fotovoltaica-eólica, fotovoltaica-celdas de combustible y eólica-térmica. El presente proyecto versará sobre el primero de ellos.

El sistema híbrido fotovoltaica-eólica consta de un conjunto de módulos fotovoltaicos generadores que trabajan junto con uno o más aerogeneradores para transformar la energía solar y eólica respectivamente en energía eléctrica. Normalmente ambos sistemas de energía

generan corriente continua que tras pasar por inversores de corriente se obtiene corriente alterna que transportar por la red hasta las cargas, en este caso, viviendas y alumbrado público.

Estas plantas cuentan con frecuencia con un grupo electrógeno de apoyo que entrará en funcionamiento en aquellas ocasiones que haya un exceso de demanda que no se pueda cubrir con las otras tecnologías instaladas o suceda alguna contingencia que impida generar la energía suficiente.

1.7.1.- Elementos principales de la instalación.

1.7.1.1.- Módulo Fotovoltaico.

DEFINICIÓN

Las células fotovoltaicas son dispositivos contruidos con materiales semiconductores, en el que se emplea el efecto fotoeléctrico para transformar directamente la energía contenida en la radiación solar en energía eléctrica.

El principio de funcionamiento de las células solares se basa en que cuando la luz incide sobre ciertos materiales semiconductores, los fotones que la componen son capaces de transmitir su energía a los electrones de valencia del semiconductor, de modo que éstos rompen el enlace que les mantiene ligados a sus átomos respectivos. El electrón queda así libre para desplazarse por el material. El hueco que deja en el átomo al que pertenece también puede desplazarse por el material, comportándose como una partícula de carga positiva, al desplazarse los electrones de los átomos adyacentes a ocupar el hueco, y a su vez dejando un nuevo hueco libre al hacerlo. En condiciones normales, los pares electrón-hueco, formados por la absorción de la energía cedida por los fotones, desaparecen al recombinarse entre sí. Sin embargo, si se aplica un campo eléctrico externo al semiconductor, se logra separar los electrones de los huecos, impidiendo su recombinación, y si se establece un circuito externo para la circulación de los electrones, se establece una corriente eléctrica con ellos, de modo que la energía cedida por los fotones en el semiconductor se pueda aprovechar en el circuito externo.



Figura 9.- *Módulo fotovoltaico.*

TIPOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS

La materia prima para la fabricación de las células fotovoltaicas más utilizada actualmente es el silicio. El silicio es el material más abundante en la Tierra después del oxígeno. Dado que la combinación de ambos forma el 60% de la corteza terrestre.

Este sistema de producción eléctrica renovable dispone de un combustible infinito, la luz solar, y de una tecnología que utiliza una materia prima practicante inagotable.

El silicio utilizado actualmente en la fabricación de las células que componen los módulos fotovoltaicos se presenta en tres formas diferentes:

a) Silicio monocristalino. En este caso el silicio que compone las células de los módulos es un único cristal. La red cristalina es la misma en todo el material y tiene muy pocas imperfecciones. El proceso de cristalización es complicado y costoso, pero, sin embargo, es el que proporciona la mayor eficiencia de conversión de luz en energía eléctrica.

b) Silicio policristalino. No está formado por un solo cristal. El proceso de cristalización no es tan cuidadoso y la red cristalina no es la misma en todo el material. En este caso el proceso es más barato que el anterior pero se obtienen rendimientos ligeramente inferiores.

c) Silicio amorfo. En el silicio amorfo no hay red cristalina y se obtienen un rendimiento inferior a los de composición cristalina. Sin embargo posee la ventaja, además de su bajo coste, de ser un material muy absorbente por lo que basta una fina capa para captar la luz solar.

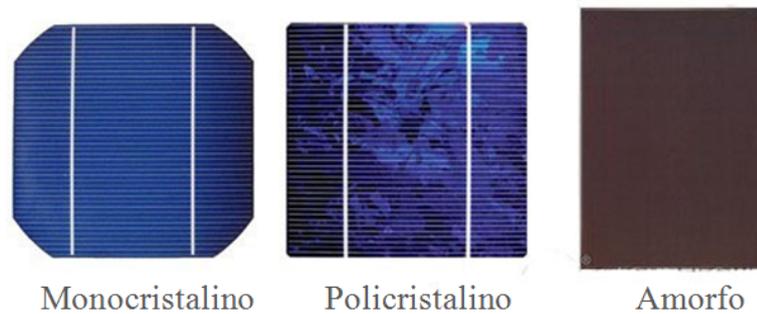


Figura 10.- *Tipos de células fotovoltaicas.*

También existen otras tecnologías o procesos de aceptable rendimiento, no todas basadas en el silicio, que se encuentran en fase de desarrollo en laboratorio o iniciando su fabricación en pequeñas plantas. Este es el caso del Teluro de Cadmio, Arseniuro de Galio, Células Bifaciales, etc.

1.7.1.2.- Aerogenerador.

DEFINICIÓN

El aerogenerador por definición es el aparato que transforma la energía eólica en energía eléctrica mediante rotores de palas.

TIPOS DE AEROGENERADORES

Los aerogeneradores pueden dividirse en dos grandes tipos que difieren entre ellos según la posición del eje del rotor.

- ✓ Aerogenerador de eje vertical.
- ✓ Aerogenerador de eje horizontal.

A su vez dentro de estos macro grupos, podemos clasificar a los aerogeneradores según el tipo de sus palas, la dirección y diseño de las mismas, el tipo de torre y según la potencia que suministran.

En el caso que concierne a este proyecto, los aerogeneradores que se contemplan son de eje horizontal por su mayor presencia en el mercado y menor coste. A su vez, para las potencias

en las que trabajaremos, los aerogeneradores a utilizar serán aerogeneradores mini eólicos de potencias inferiores a los 10 kW.

El aerogenerador de eje horizontal consta principalmente de varios componentes que se detallan en las siguientes imágenes:

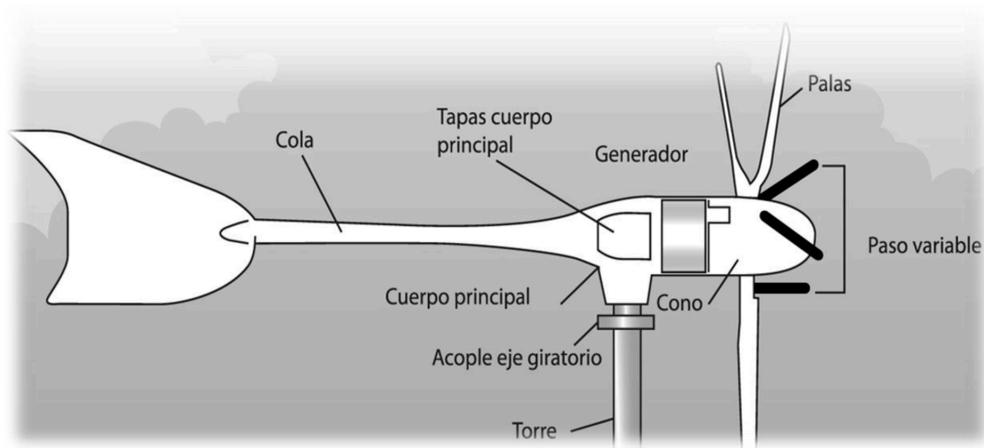


Figura 11.- Partes de un aerogenerador minieólico.

En aerogeneradores minieólicos, como ocurre en este caso, en ocasiones dispone de un sistema de paso variable de palas que permite controlar de forma analógica el ángulo de inclinación del borde de ataque de las palas, en función de la incidencia con el viento. Este sistema cuenta con una serie de mejoras como:

- ⇒ Aleación anticorrosiva
- ⇒ Pistón Hidráulico de retorno
- ⇒ Regulador de presión
- ⇒ Sincronización a la micra del conjunto de palas

Todo ello permite que el aerogenerador se desacelere en caso de altas velocidades de viento y evite que se produzcan sobre-intensidades que perjudiquen tanto al generador como a la electrónica del conjunto.

Este sistema utiliza la fuerza centrífuga producido por el giro del aerogenerador para cambiar al ángulo de ataque de las palas.

1.7.1.3.- Acumulador.

DEFINICIÓN

Un acumulador electroquímico es una batería secundaria o recargable, capaz de almacenar energía eléctrica mediante una transformación en energía electroquímica. Se compone esencialmente de dos electrodos sumergidos en un electrolito donde se producen las reacciones químicas en los procesos de carga o descarga.

Es capaz de dar autonomía al sistema híbrido al satisfacer los requerimientos de consumo en cualquier momento, independientemente de la generación. También contribuye al buen funcionamiento del sistema al aportar picos de intensidad superiores a los que proporciona el generador fotovoltaico-eólico y al estabilizar el voltaje del sistema, evitando fluctuaciones dañinas en los equipos de consumo.

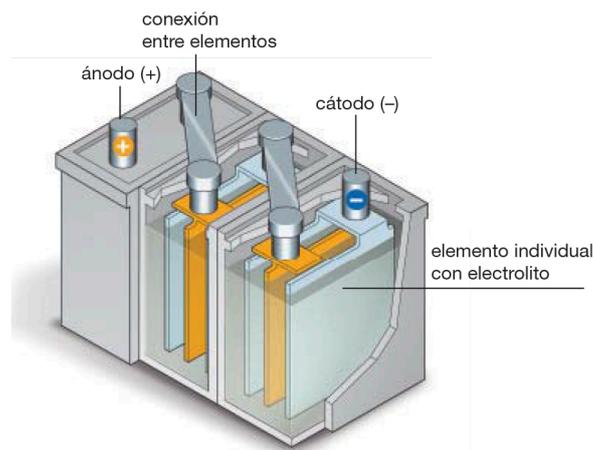


Figura 12.- Estructura de un acumulador.

TIPOS DE ACUMULADORES

Existen dos tipos de acumuladores idóneos para aplicaciones solares: los estacionarios de plomo-antimonio (Pb-Sb) y los de plomo-calcio (Pb-Ca). Los primeros se encuadran dentro del tipo de ciclo profundo, por lo que deben ser usados en aquellas aplicaciones en que la descarga pueda llegar a límites bajos de una forma obligatoria y, en general, donde el ciclo diario supere el 15% de la capacidad de la batería. Ofrecen un buen funcionamiento, presentan una vida elevada y en algunos modelos se incorpora una gran reserva de electrolito que hace su mantenimiento menos constante.

Otro tipo de acumulador solar es el constituido por una aleación en las placas de Pb-Ca. Estos acumuladores presentan en algunos de sus modelos la ventaja de no tener mantenimiento, hecho que es particularmente importante en aquellas instalaciones remotas o de difícil acceso. A diferencia de los estacionarios, que se presentan generalmente en elementos de 2 V, los de Pb-Ca suelen construirse en tipo monobloc de 12 V y con unas capacidades máximas de 150 Ah (a 100 h), lo que los hacen interesantes para pequeñas instalaciones donde el ciclo de descarga diario no supere el 10% y, en emergencias, el 50% como máximo.

Existen otros tipos de acumuladores como los de gel o los de níquel-cadmio (Ni-Cd), pero su elevado coste hace imposible su instalación, dado el número de baterías que son necesarias a instalar.

Puesto que en los sistemas aislado la variada gama de acumuladores se basa, casi en su totalidad, en la tecnología ácido-plomo. Es por estas razones descritas, que se tomará este tipo de batería para el diseño de la planta de generación.

1.7.1.4.- Inversor.

DEFINICIÓN

Los inversores son dispositivos electrónicos de potencia cuya función es transformar la corriente continua en corriente alterna, además de ajustarla en frecuencia y en tensión eficaz para su consumo. Hoy en día, con la ayuda de la electrónica de potencia moderna se consigue esta transformación con muy pocas pérdidas.

En la instalación de la planta híbrida de generación de energía a partir de energías renovables sobre la que trata el proyecto, se distinguirá entre tres tipos de inversores. Estos inversores varían según la parte de la instalación que estén controlando. Existirán inversores para gestionar la corriente procedente de los aerogeneradores de minieólica, los módulos fotovoltaicos y la correspondiente a los acumuladores.

En el caso particular de los inversores fotovoltaicos, estos son los encargados del seguimiento del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico maximizando de esta forma la producción de energía sean cuales sean las condiciones meteorológicas. Hay que tener en cuenta que la producción fotovoltaica varía mucho dependiendo de una serie de factores

externos como pueden ser la temperatura, las nubes y la irradiación, con lo cual es necesario tener algún sistema para mantener al panel en el punto más favorable para la generación.

Los inversores actuales suelen desempeñar las siguientes funciones:

- ✓ Transformación de la corriente y tensión continua producida en el generador fotovoltaico, eólico o en acumuladores en una corriente y tensión alterna de acuerdo a las condiciones de la red.
- ✓ Ajuste del punto de trabajo del inversor al punto de máxima potencia del generador fotovoltaico y eólico.
- ✓ Recogida de datos y señalización (por ejemplo indicaciones, almacenaje de datos, retransmisión de datos).
- ✓ Elementos de seguridad en la parte de corriente continua y alterna (por ejemplo protección de la polaridad, protección contra una sobretensión, protección contra una sobrecarga, elementos de mantenimiento y otras protecciones).

Casi todos los fabricantes de inversores de conexión a red ofrecen funciones de recogida de datos directamente integradas en el aparato o como una ampliación opcional. Los datos se leen mediante un display o mediante señalización a través de LED'S y/o son analizados por medio de un PC. Con ello la instalación fotovoltaica es supervisada y analizada incluso en tiempo real.

- ⇒ Los datos medidos suelen ser:
- ⇒ A la entrada: Tensión, corriente y potencia.
- ⇒ A la salida: Tensión, corriente, potencia y frecuencia .
- ⇒ Tiempo de funcionamiento del inversor.
- ⇒ Cantidad de energía producida.
- ⇒ Estado del aparato y perturbaciones.

El inversor tiene una serie de funciones de protección tanto para la protección de las personas como para la autoprotección del equipo:

- ⇒ Protección contra fallos de aislamiento: el inversor monitoriza la conexión a tierra de la parte fotovoltaica y muestra un mensaje de error si hay un error de aislamiento.

- ⇒ Protección contra sobrecorriente a la salida.
- ⇒ Protección contra inversión de polaridad en la parte CC. El inversor está protegido contra inversiones de polaridad desde los paneles.
- ⇒ Protección contra sobrecalentamientos: el inversor dispone de unos ventiladores que regulan su velocidad según la temperatura interna del mismo para evitar sobrecalentamientos que puedan destruir el equipo. En caso de que los ventiladores no consigan reducir la temperatura a límites razonables el inversor puede reducir la energía entregada a la red para protegerse.
- ⇒ Protección contra sobrecarga de paneles: si se han instalado demasiados paneles para un solo inversor, el inversor se protegerá produciendo menos energía a la salida.

1.7.1.5.- Regulador.

DEFINICIÓN

Para un correcto funcionamiento de la instalación, hay que instalar un sistema de regulación de carga en la unión entre el generador fotovoltaico, los aerogeneradores y las baterías. Este elemento recibe el nombre de regulador.

Un regulador de carga es un equipo electrónico capaz de evitar la sobrecarga y la descarga excesiva de un acumulador cuando se alcanzan determinados umbrales, generalmente determinados por la tensión en bornes de la batería. A la vez que limita la tensión de la batería a unos valores adecuados para alargar su vida útil y controlar así el mantenimiento. Su programación elaborada permite un control capaz de adaptarse a las distintas situaciones de forma automática, permitiendo la modificación manual de sus parámetros de funcionamiento para instalaciones especiales.

Básicamente, cumple una serie importante de controles de funcionamiento en el conjunto de la instalación fotovoltaica. como:

- ⇒ Regula la corriente circulante desde paneles a baterías.
- ⇒ Regula la carga y descarga de las baterías de acumulación.

- ⇒ Protege al conjunto de acumulación (baterías) contra los efectos de sobrecargas y sobredeseargas, más allá de los límites admitidos por estos elementos.
- ⇒ Conviene instalar alarmas que avisen de problemas en el equipo de baterías de acumulación.
- ⇒ El regulador estará reglado de acuerdo con las características del equipo de baterías de acumulación de energía.
- ⇒ El regulador de carga controla y gestiona un ciclo de carga por etapas: carga profunda, ecualización, absorción y flotación.
- ⇒ Dispone de un microprocesador que optimiza la gestión de la regulación.
- ⇒ Presenta protección electrónica contra cortocircuitos.
- ⇒ Presenta protección contra sobretensiones.
- ⇒ Presenta protección contra descarga profunda.
- ⇒ Presenta protección contra inversión de polaridad (paneles y baterías).
- ⇒ Presenta protección contra elevadas temperaturas.
- ⇒ La batería se desconecta cuando se superan los límites de reglaje.
- ⇒ Dispone de diodo de bloqueo.

TIPOS DE REGULADORES

a) Regulador serie

La desconexión del circuito de generación se hace por medio de un relé mecánico que está controlado por un circuito de control de la carga, que abre su contacto cuando se ha cargado el equipo acumulador y que cierra su contacto cuando la batería o baterías inician la descarga.

Este sistema no disipa energía, por lo que se emplea para instalaciones de mayor potencia de generación. Cada instalación de generación elegirá el tipo de regulador que mejor se adapte al conjunto de elementos y utilización que se haga del conjunto generador y acumulador de energía.

b) Regulador shunt o paralelo

El sistema consiste en un diodo zéner y una resistencia disipadora del calor. Se utiliza para pequeñas instalaciones de generación fotovoltaica. Puede incorporar un diodo de bloqueo (si no lo tiene el panel), para impedir que los acumuladores se descarguen sobre el generador, cuando no hay generación de electricidad.

Otros tipos de regulación

Existen otros sistemas de regulación que utilizan los principios anteriores. introduciendo variantes para mejorar sus prestaciones.

-Reguladores de doble circuito. Desvían la corriente de uno a otro circuito cuando el anterior ya ha cumplimentado su misión.

-Reguladores con dos niveles de carga. Proporcionan cargas profundas y mantienen las baterías en flotación.

-Reguladores multietapa. Se emplean en grandes instalaciones y permiten la carga y su control por etapas de módulos.

-Relé de estado sólido. Es una variante del regulador serie. en el que el relé con contacto mecánico se sustituye por un relé electrónico estático, que no tiene el problema de generar chispas en la desconexión (ruptura).

1.7.1.6.- Conductores.

DEFINICIÓN

El cableado de una instalación es fundamental para su funcionamiento, puesto que a través de ellos se transporta la energía eléctrica. Los conductores se componen de:

- ⇒ Un metal conductor. Puede ser el cobre o el aluminio. aunque en la práctica totalidad de los rasos se escoge el cobre. Su sección es el dato fundamental, y más adelante veremos el modo de escogerla.
- ⇒ Un material de aislamiento. Puede ser termoplástico o termoestable (PVC, etilenopropileno, polietileno reticulado. olefinas. etc.).

⇒ Un sistema de instalación (en bandejas, en tubos protectores, en canaletas, en conductos específicos...).

Los conductores escogidos han de satisfacer una serie de condicionantes eléctricos, como tensiones de aislamiento, intensidades admisibles, caídas de tensión; condicionantes térmicos, como la temperaturas máximas admisibles, tanto del metal conductor como ambiental; y condicionantes mecánicos, como cargas máximas de tracción, radio de curvatura y resistencia a la abrasión.

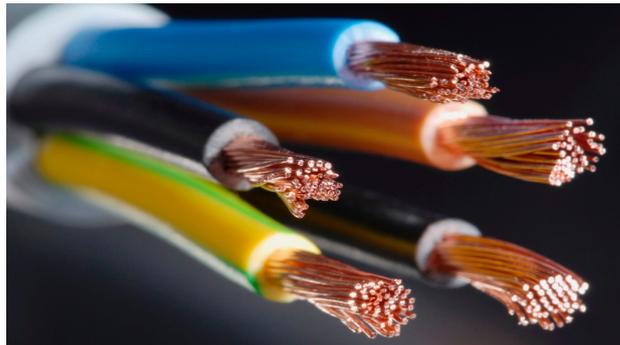


Figura 13.- *Conductores*

La intensidad máxima admisible de un conductor depende de su material conductor y de aislamiento, de su sección nominal, de la forma de agrupamiento e instalación y de la temperatura ambiente.

1.7.1.7.- Sistemas de protección.

A la hora de diseñar correctamente una instalación híbrida de generación de energía ha de garantizarse, por un lado, la seguridad de las personas, y por otro, que el normal funcionamiento del sistema fotovoltaico y eólico no afecte a la operación ni a la integridad de otros equipos y sistemas conectados a dicha red.

Según el reglamento de baja tensión, concretamente en la Guía-BT-40 se indica que las protecciones mínimas a disponer en instalaciones generadoras de baja tensión serán las siguientes:

⇒ De sobrecorriente, mediante relés directos magnetotérmicos o solución equivalente.

- ⇒ De mínima tensión instantáneos, conectados entre las tres fases y neutro y que actuarán, en un tiempo inferior a 0.5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 85% de su valor asignado.
- ⇒ De sobretensión, conectado entre una fase y neutro, y cuya actuación debe producirse en un tiempo inferior a 0,5 segundos a partir de que la tensión llegue al 110% de su valor asignado.
- ⇒ De máxima y mínima frecuencia, conectado entre fases, y cuya actuación debe producirse cuando la frecuencia sea inferior a 49 Hz o superior a 51 Hz durante más de 5 períodos.

1.7.1.8.- Grupo electrógeno.

Un grupo electrógeno está compuesto por un motor diesel, de gas o de gasolina y por un alternador, cuyo montaje permite producir energía eléctrica. Los grupos electrógenos se utilizan principalmente en aplicaciones denominadas "de emergencia", para paliar los problemas de los cortes de corriente. Aunque también se utilizan en lugares aislados como fuente principal de corriente cuando falla la red eléctrica.

En el presente proyecto, el grupo electrógeno realizará esta primera aplicación. Solo se usará en caso de falla del sistema o que por motivos meteorológicos exista una demanda de energía mayor que la que la planta puede suministrar. Una de las prioridades de la instalación es asegurar que toda la energía suministrada sea generada por sistemas renovables de producción de energía.

1.8.- Requisitos de Diseño.

1.8.1.- Consumo energético.

Para el diseño de la planta de generación, es necesario conocer el consumo energético que tiene el pueblo de Pedro Barba, que principalmente proviene de las 17 casas distribuidas en la zona y de las luminarias públicas que se desean instalar de acuerdo al estudio realizado en el anexo correspondiente al estudio del flujo lumínico del pueblo.

Consumo energético de una vivienda

Para el estudio de consumo energético de una vivienda se ha estimado, en primer lugar, la potencia eléctrica instalada en una vivienda. Se hará una estimación del consumo eléctrico mensual de una vivienda y se supondrá que el periodo de mayor consumo se concentra entre los meses de junio y julio.

Se ha considerado que las cargas típicas en un sistema doméstico son: televisor; ordenador; iluminación; lavadora; plancha; frigorífico; microondas; vitrocerámica; aire acondicionado; pequeños electrodomésticos y termo eléctrico.

En el ANEXO I de cálculos se detalla el consumo eléctrico por mes de cada carga, para ello se ha tenido en cuenta su potencia, así como el uso que recibe durante cada mes. Para el cálculo se ha empleado la siguiente ecuación:

$$C_{V_i(x1)mensual} = \sum P_i \cdot n_i \cdot H_{c_i} \rightarrow ec. 1.0$$

Siendo

$C_{V_i(x1)mensual}$ = Consumo de cada mes del año en [kWh/mes].

P_i =Potencia instalada del elemento "i" [kWh].

n_i =cantidad de elementos "i" instalados.

H_{c_i} =horas de consumo de cada elemento en un mes [h].

Luego se calculará del consumo medio mensual a lo largo del año, que viene dado por la siguiente expresión:

$$C_{V_m(x1)mensual} = \frac{\sum C_{V_i(x1)mensual}}{12} \rightarrow ec. 1.1$$

Siendo

$C_{V_m(x1)mensual}$ =Consumo medio mensual de una vivienda [kWh/mes]

D_{MES} =Días del mes.

El consumo anual, será por tanto el sumatorio de los consumos mensuales, y viene expresado en la siguiente ecuación:

$$C_{V(x1)anual} = \sum C_{V_i(x1)mensual} \rightarrow ec. 1.2$$

Siendo

$C_{V_m(x1)anual}$ = Consumo anual de una vivienda [*kWh/año*].

Para el cálculo del consumo medio diario de cada mes y el consumo medio diario a lo largo del año será:

$$C_{V_m(x1)diario/mes} = \frac{\sum C_{V_i(x1)mensual}}{D_{MES}} \rightarrow ec. 1.3$$

$$C_{V_m(x1)diario/anual} = \frac{C_{V_m(x1)diario/mes}}{12} \rightarrow ec. 1.4$$

Los datos obtenidos se recogen en la siguiente tabla:

CONSUMO VIVIENDA (x1)		
Año [<i>kWh/año</i>]	Mes [<i>kWh/mes</i>]	Día [<i>kWh/día</i>]
4978,1	414,8	13,6

Tabla 1.- *Consumo anual, mensual y diario estimado de una vivienda.*

De acuerdo con el ITC la potencia eléctrica habitualmente instalada en una vivienda media (una familia de unos 4 miembros) en las islas Canarias es de aproximadamente *7kW*, y la energía consumida anualmente es de unos *4900 kWh/año*. Para nuestro diseño se ha estimado un consumo de casi *5000 kWh/año*, por lo que es un valor válido de diseño.

Gráficamente se muestra el consumo mensual, a lo largo del año, considerando, como ya se ha dicho, que los meses de mayor demanda son en junio julio y agosto, es decir el periodo vacacional.

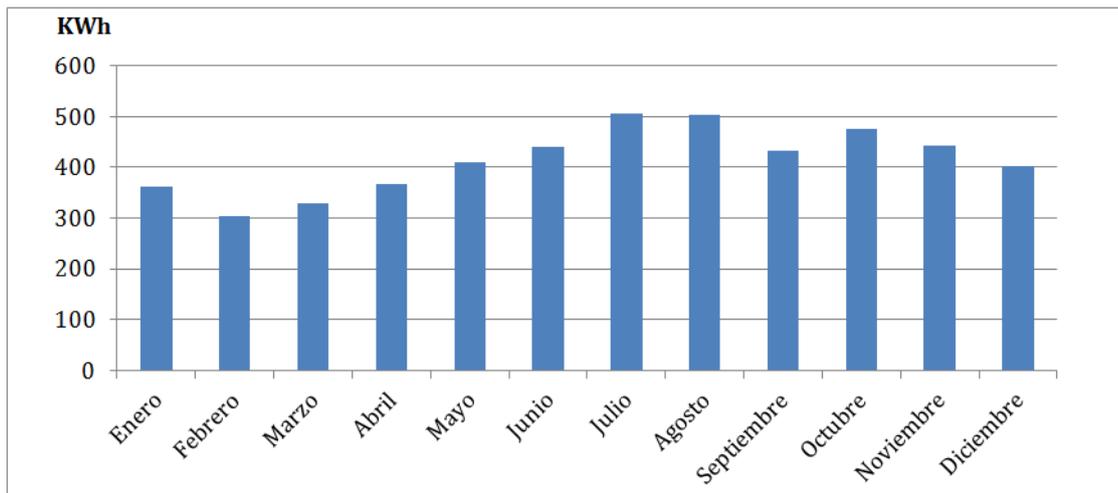


Gráfico 1.- Perfil de consumo anual estimado para 17 viviendas.

Sabiendo que el pueblo de Pedro Barba se compone de 17 viviendas, se estima el consumo total de viviendas.

CONSUMO VIVIENDAS (x17)		
Año [kWh/año]	Mes [kWh/mes]	Día [kWh/día]
84628,1	7052,3	231,5

Tabla 2.- Consumo anual, mensual y diario estimado de 17 viviendas.

Consumo del alumbrado público.

De acuerdo en el estudio realizado en el software *Dialux*, se conoce que la potencia total a instalar destinada al alumbrado público es de 2,1 kW. Determinaremos a partir la media anual de horas de luz solar cuáles son las horas necesarias donde el alumbrado tendrá un consumo de energía. De acuerdo con el Instituto de Astrofísica de Canarias (IAC) se estima que la media anual de horas de luz es de 15 horas, por lo que supondremos que las luminarias estarán conectadas 9 horas desde del ocaso.

CONSUMO ALUMBRADO		
Año [kWh/año]	Mes [kWh/mes]	Día [kWh/día]
6898,5	574,9	18,9

Tabla 3.- Consumo anual, mensual y diario estimado del alumbrado público.

Consumo total de Pedro Barba.

Por tanto, el consumo total del pueblo de Pedro Barba, se obtendrá sumando el consumo estimado del conjunto de viviendas y el consumo del alumbrado. El consumo anual, mensual y diario se recoge en la siguiente tabla.

CONSUMO PEDRO BARBA		
Año [kWh/año]	Mes [kWh/mes]	Día [kWh/día]
91526,6	7627,22	250,44

Tabla 4.- *Consumo anual, mensual y diario estimado del pueblo de Pedro Barba.*

1.8.2.- Potencia a Instalar.

La potencia necesaria en el conjunto de viviendas de la urbanización ha sido calculada realizando un breve estudio sobre los electrodomésticos que existen en las viviendas así como las horas de un día promedio de verano en las que estos se usan. Se ha escogido el mes de Julio debido a que es el mes con mayor afluencia de turistas y por tanto mayor demanda energética.

Debido al hecho de que no toda la potencia de los electrodomésticos se requiere en su totalidad durante su funcionamiento, se ha multiplicado cada potencia por un factor de utilización. Como referencia este factor se ha tomado de la tabla de características eléctricas de los circuitos, perteneciente al apartado Instalaciones interiores en viviendas, número de circuitos y características correspondiente a la guía técnica de aplicación en instalaciones interiores del reglamento de baja tensión (ITC-BT-25).

Se ha elaborado una tabla donde se recogen estos datos junto con el sumatorio de las potencias en cada hora del día, dicha tabla se muestra en el apartado de cálculos.

Estos datos han sido representados en una gráfica de manera que se pueda observar el perfil de potencia a lo largo de un día en el poblado.

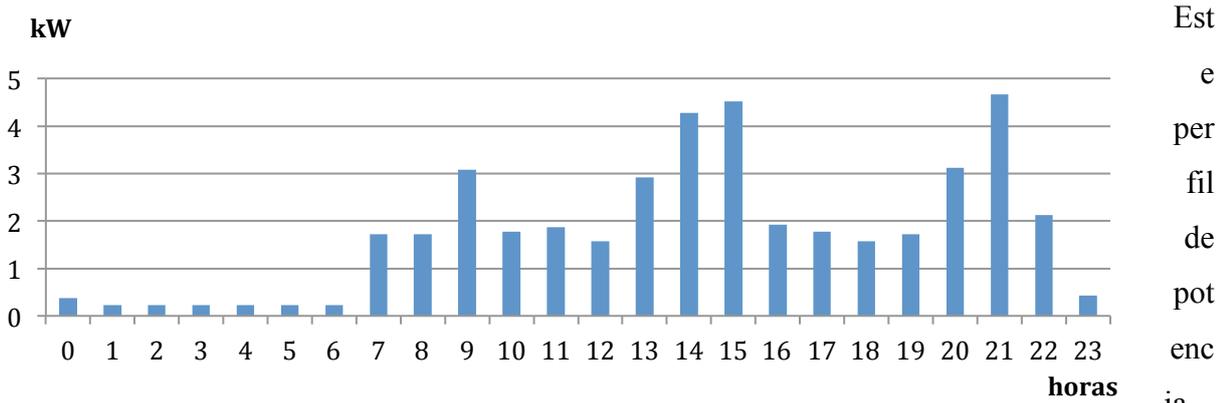


Gráfico 2. - Perfil de potencia diario de una vivienda.

esario extrapolarlo al conjunto de casas del poblado de manera que se pueda obtener una potencia pico máxima que será la mayor potencia que tendrá que soportar cualquiera de los componentes de la instalación. Se obtendrá multiplicando el pico máximo de potencia de una sola vivienda por el número de viviendas existentes. Se tomará como referencia el reglamento de baja tensión ITC-BT-10 en el que se indica que para un conjunto de 17 viviendas es recomendable multiplicar la carga por un coeficiente de simultaneidad de 13,1.

$$P_p = P \cdot F_u \cdot C \rightarrow ec - 1.5$$

Siendo

P_p = Potencia pico de la instalación [kW].

P = Potencia mayor registrada en una vivienda en un día medio [kW].

C = Coeficiente de simultaneidad.

El resultado de esta potencia necesaria es de 61,2 kW a la que será necesario añadir la carga de 2,1 kW correspondientes al alumbrado público. En total la potencia pico de la instalación será de 63,34 kW. En estos rangos de potencia, convendrá trabajar con trifásica.

1.8.3.- Parámetros meteorológicos.

Los datos meteorológicos que se han evaluado para poder dimensionar la planta se basan en el recurso eólico y solar de la zona.

Para el *recurso solar* se han tomado los datos de radiación solar del mapa solar elaborado por el instituto tecnológico de canarias el cual ofrece una serie de valores según las coordenadas que se indiquen.

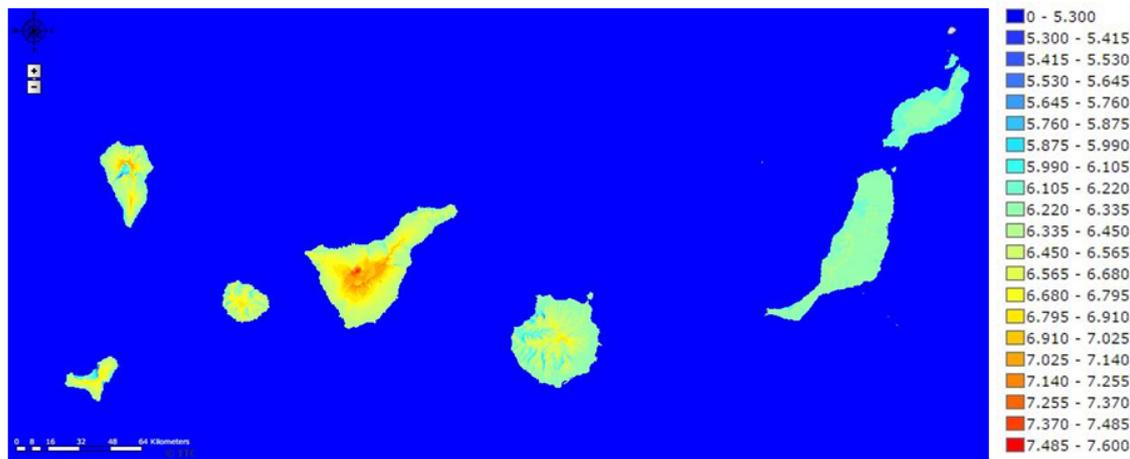


Figura 14.- Radiación solar según ITC.

Estos datos han sido contrastados con los datos de radiación ofrecidos por la aplicación "visor" que ofrece la web del sistema de información geográfica GRAFCAN.

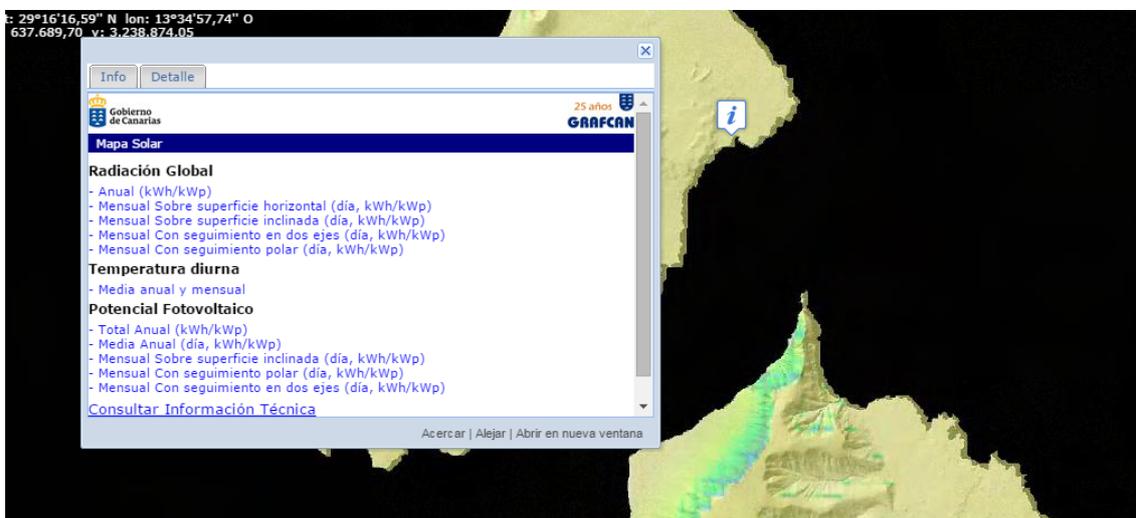


Figura 15.- Radiación solar según GRAFCAN.

Por último, a través de esta misma página se han conocido las coordenadas de la ubicación de la planta de generación y poniendo estos datos de longitud y latitud en la página web "eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/" perteneciente a La Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio, más conocida como NASA, se obtienen otros datos como se aprecia en la imagen.

Coordenadas de Pero Barba	Latitud	Longitud
	290 15' 41,74 " N	130 28' 45,91" O

ATMOSPHERIC SCIENCE DATA CENTER		NASA Surface meteorology and Solar Energy: RETScreen Data		NASA				
Latitude 29.15 / Longitude 13.28 was chosen.								
	Unit	Climate data location						
Latitude	°N	29.15						
Longitude	°E	13.28						
Elevation	m	523						
Heating design temperature	°C	4.61						
Cooling design temperature	°C	36.96						
Earth temperature amplitude	°C	24.65						
Frost days at site	day	0						
Month	Air temperature	Relative humidity	Daily solar radiation - horizontal	Atmospheric pressure	Wind speed	Earth temperature	Heating degree-days	Cooling degree-days
	°C	%	kWh/m ² /d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
January	10.2	49.1%	3.35	96.0	3.7	11.1	235	34
February	12.0	41.4%	4.52	95.9	4.0	13.7	166	70
March	16.1	35.8%	5.70	95.6	4.2	18.7	74	199
April	20.9	29.1%	6.79	95.3	4.5	24.4	14	336
May	25.7	26.9%	6.87	95.4	4.7	29.5	0	490

Figura 16.- Radiación solar según la NASA.

En el caso del *recurso eólico* se han tomado los datos de la aplicación web "atlaseolico.idae.es/meteosim" la cual está desarrollada por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía IDAE. Además se ha contrastado la información con páginas web dedicadas a medición de vientos como son es la página web "windguru" además de los propios datos de medias de viento de los últimos años según el cabildo de Lanzarote.

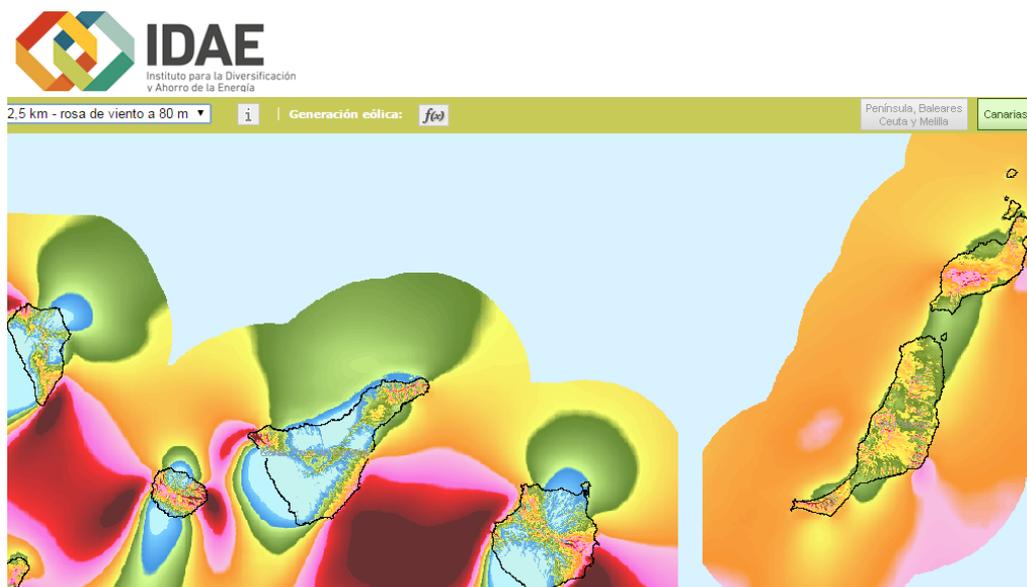


Figura 17.- Velocidades de viento según el IDAE.

En definitiva, se han obtenido los siguientes datos de radiación y velocidad del viento para la ubicación escogida.

	Radiacion Solar Maxima		Radiacion Solar Minima		Radiacion Solar Media	
	Wh/m2/dia	kWh/m2/dia	Wh/m2/dia	kWh/m2/dia	Wh/m2/dia	kWh/m2/dia
Enero	3452	3,452	2888	2,888	3170	3,17
Febrero	4447	4,447	3702	3,702	4074,5	4,0745
Marzo	5686	5,686	4812	4,812	5249	5,249
Abril	6510	6,51	5832	5,832	6171	6,171
Mayo	7181	7,181	6571	6,571	6876	6,876
Junio	7470	7,47	6786	6,786	7128	7,128
Julio	7392	7,392	6443	6,443	6917,5	6,9175
Agosto	6817	6,817	6184	6,184	6500,5	6,5005
Septiembre	5884	5,884	5126	5,126	5505	5,505
Octubre	4748	4,748	4109	4,109	4428,5	4,4285
Noviembre	3678	3,678	3082	3,082	3380	3,38
Diciembre	3157	3,157	2542	2,542	2849,5	2,8495

Tabla 5.- Datos recabados de radiación solar.

MES	Velocidad media mensual del viento (m/sg)	Número de días con velocidad del viento $\geq 55\text{km/h}$
Enero	4,2	3
Febrero	5,6	6
Marzo	5,8	9
Abril	5,6	6
Mayo	5,3	5
Junio	8,1	16
Julio	9,2	20
Agosto	8,3	19
Septiembre	6,1	7
Octubre	5,3	2
Noviembre	5	4
Diciembre	5,6	3

Tabla 6.- Datos recabados de velocidad del viento.

1.9.- Consideraciones iniciales.

Como criterio a la hora de seleccionar el porcentaje de energía necesaria en el poblado a generar por la parte eólica y la parte fotovoltaica, se han realizado una serie de estimaciones

según el área del que se dispone y la observación de otras instalaciones híbridas en condiciones climatológicas muy similares. Por ejemplo la estación híbrida de generación de energía situada en una aldea aislada en Cabo Verde, la planta mixta situada en el instituto tecnológico de Canarias (ITC) o la planta mixta del grupo Primaflor en el sur de España. Todas estas instalaciones pueden consultarse en la página web de la empresa de aerogeneradores ENAIR.

En este criterio inicial se estima que el **60%** de la energía total a generar por la planta será aportada por los módulos fotovoltaicos, mientras que el **40%** será aportada por los aerogeneradores. Este criterio inicial surge a raíz de varios aspectos:

- ✓ El uso de módulos fotovoltaicos genera menor impacto visual en la zona que los aerogeneradores, además de no suponer un peligro para las aves que habitan el entorno.
- ✓ La instalación de módulos fotovoltaicos se ve limitada por el terreno catalogado como suelo construido del que se dispone.
- ✓ Uno de los requisitos de la instalación consiste en utilizar el grupo electrógeno como elemento de apoyo y usarlo solo en casos de avería o cambios climatológicos muy inusuales. Por lo que es necesario instalar un mínimo de aerogeneradores capaces de producir energía eléctrica en las horas durante las que no exista radiación solar.

Esta consideración inicial estará sujeta a cambio durante todo el proceso de dimensionado. Se comprobará si con dichos porcentajes el área que ocupa el total de la instalación es válida según la normativa correspondiente de protección del territorio, también se comprobará si la separación entre aerogeneradores permiten su funcionamiento a pleno rendimiento sin interferir en la actividad normal del pueblo y por último se comprobará mediante el software de estudio económico *HOMER*, si dicha configuración es viable (*ver ANEXO III "Análisis de viabilidad software HOMER"*).

La segunda consideración inicial que se ha tenido en cuenta es que los acumuladores de los que dispone la planta de generación, tendrán 1.5 días de autonomía. Una mayor capacidad de acumulación supondría un coste muy elevado de la planta mientras que colocar menos acumuladores supondría un uso excesivo del grupo electrógeno, con el consecuente coste medioambiental y de combustible.

1.10.- Procedimiento de dimensionado.

1.10.1.- Placas fotovoltaicas.

Para el dimensionamiento del generador fotovoltaico, entiendo como generador la asociación eléctrica de módulos fotovoltaicos diseñada para adaptarse a las condiciones de funcionamiento necesarias para abastecer la demanda del pueblo. Tal y como indicó en el apartado 1.9, tomaremos como requisito de diseño que un 60% del consumo del pueblo sea abastecido gracias al generador fotovoltaico.

Conocida el porcentaje de demanda que ha de abastecer el generador fotovoltaico, se calculará la energía en kWh que es capaz de suministrar un solo módulo. Para ello se deberá conocer la radiación media del mes, la potencia pico del panel y considerando un ratio de trabajo, de acuerdo con las recomendaciones de trabajo del Instituto Tecnológico de Canarias.

$$E_p = HPS \cdot Pr \cdot Pp \rightarrow ec. 2.0$$

Siendo:

E_p =Energía entregada por un panel [kWh].

HPS = Horas de Sol Pico o HPS [horas]. Se puede definir como el número de horas en que disponemos de una hipotética irradiancia solar constante de $1000 W/m^2$. Dicho en otras palabras, es un modo de contabilizar la energía recibida del sol agrupándola en paquetes, siendo cada “paquete” de 1 hora recibiendo $1000 W/m^2$.

P_r = Proporción de trabajo de la instalación o rendimiento energético de la instalación, definido como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, donde se tienen en cuenta las siguientes pérdidas originadas: pérdidas por dispersión de potencia de los módulos; pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas; pérdidas debida a la acumulación de suciedad en los módulos; pérdidas por sombras; pérdidas por degradación de los módulos y pérdidas eléctricas. El ratio de trabajo oscila ente $0,75\sim 0,88$, para el diseño se tomará un valor de $P_r = 0,75$ suponiendo el caso más desfavorable.

P_p = potencia pico del módulo fotovoltaico a instalar [W].

Se hallará la potencia mínima a instalar en el generador fotovoltaico ($P_{GF_{MIN}}$) en kW , teniendo en cuenta la energía suministrada por un panel, su potencia pico y la energía total necesaria para abastecer el 60% del consumo del pueblo.

$$P_{GF_{MIN}} = \frac{E_{GF}}{E_P} \cdot P_P \rightarrow ec. 2.1$$

Siendo:

$P_{GF_{MIN}}$ = Potencia mínima a instalar en el generador fotovoltaico [kW]

E_{GF} = Energía mínima necesaria que han de abastecer el generador fotovoltaico, que corresponde al 60% del consumo del pueblo de Pedro Barba [kWh].

Una vez conocida la potencia mínima instalada necesaria para abastecer la demanda estimada, se deberá elegir la combinación y el número de inversores capaz de entregar la potencia mínima calculada del generador fotovoltaico. Además deberemos tomar como criterio de elección aquella combinación de inversores más óptima y rentable para nuestra instalación. Se tendrá en cuenta que la suma de las potencias a la salida del inversor en CA ($P_{INV(OUT)}$) ha de ser mayor a la potencia mínima a instalar en el generador fotovoltaico ($P_{GF_{MIN}}$).

El número máximo de ramas ($N_{R_{MÁX}}$) por entrada quedará determinado por la corriente de cortocircuito del módulo y la corriente máxima admisible por entrada que el fabricante aconseja en las fichas técnicas de los inversores.

$$N_{R_{MÁX}} \leq \frac{I_{MÁX,INV}}{I_P} \rightarrow ec. 2.2$$

Siendo

$N_{R_{MÁX}}$ = Número máximo de ramas por entrada del inversor.

$I_{MÁX,INV}$ = Corriente máxima a la entrada del inversor [A].

I_P = Corriente del módulo fotovoltaico [A].

La elección del/los inversor/es determinará la distribución de los módulos fotovoltaicos, para ello se deberá estudiar la opción de trabajo más óptima, tomando como criterio el voltaje y la

corriente de trabajo de la/s entrada/s de los inversores, así como el voltaje y la corriente de los módulos. El número de ramas en paralelo N_R se escogerá con el fin de garantizar el menor número de módulos, sin que la E_{GF} disminuya, y que la tensión de trabajo de las ramas de los módulos esté dentro del rango que estima el fabricante de los inversores.

Entonces, el número de paneles en paralelo por inversor será:

$$N_{P_{PARALELO}} = N_R \cdot N_S \cdot N_E \rightarrow ec. 2.3$$

Siendo:

$N_{P_{PARALELO}}$ = Número de paneles o ramas en paralelo por inversor.

N_R = Número de ramas por strings.

N_S = Número de strings por entrada del inversor

N_E = Número de entradas del inversor.

El número de paneles en serie será:

$$N_{P_{SERIE}} = \frac{P_{INV(IN)}}{P_{GF_{MIN}}} \cdot \frac{E_{GF}}{E_P} \cdot \frac{1}{N_{P_{PARALELO}}} \rightarrow ec. 2.4$$

Siendo:

$N_{P_{SERIE}}$ = Número de paneles en serie.

$P_{INV(IN)}$ = Potencia a la entrada del inversor [kW].

Por último se calculará el número total de paneles a instalar

$$N_P = N_{P_{PARALELO}} \cdot N_{P_{SERIE}} \cdot N_{INV} \rightarrow ec. 2.5$$

N_P = Número total de paneles a instalar.

$N_{P_{PARALELO}}$ = Número de paneles o ramas en paralelo por inversor.

N_{INV} = Número de inversores.

Se deberá comprobar que la tensión de trabajo del ramal entra dentro del rango de trabajo del inversor.

La potencia nominal del generador fotovoltaico a instalar será:

$$P_{GF} = N_p \cdot P_p \rightarrow ec. 2.6$$

Siendo:

P_{GF} = Potencia nominal del generador fotovoltaico a instalar [kW].

1.10.1.1.- Cálculo de sombras.

El efecto más evidente que el sombreado parcial produce sobre un generador fotovoltaico es la reducción más o menos importante en la producción: según el área sombreada, la época del año en la que se produce el sombreado, la configuración eléctrica de los módulos y el generador fotovoltaico, y de la amplitud del rango de búsqueda de MPP del inversor, por citar algunos condicionantes.

Una de las tareas que debe afrontar el diseñador es decidir la ubicación de las diferentes partes que componen el generador resolviendo un compromiso entre la adecuada ocupación del terreno disponible y la minimización del impacto de sombras arrojadas sobre los módulos.

A continuación se mostrará el procedimiento de cálculo empleado para la estimación de sombras mutuas, es decir, las sombras arrojadas entre módulos. Puesto que la instalación se realizará en un lugar abierto y sin obstáculos que puedan producir sombras sobre el espacio no se tendrán en cuenta las sombras de objetos externos (sombras lejanas).

Como recomendación general es de uso común respetar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno libres de sombra. La longitud de la sombra de un obstáculo se mide a partir de la siguiente expresión.

$$d = \frac{h}{\tan \gamma_s} \rightarrow ec. 2.7$$

$$h = L \cdot \text{sen}(\beta) \rightarrow ec. 2.8$$

Siendo h la altura de fila adyacente que depende de la longitud del panel (L) (véase ficha

técnica del panel), y β su ángulo de inclinación óptimo. Si se observan las posiciones del Sol al amanecer, mediodía y atardecer en cualquier lugar del hemisferio norte, se verá cómo el Sol sale por el este, se desplaza en dirección sur y se pone por el oeste. Es por eso por lo que para aprovechar al máximo la luz solar la orientación de los paneles se hace hacia el norte en Canarias. La inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos depende básicamente de la latitud del lugar donde se desea hacer la instalación y la tipología, según sea una instalación conectada aislada de la red eléctrica.

Puesto que hablamos de una instalación aislada donde se ha de garantizar el suministro de electricidad durante todo el año, y considerando que la diferencia de radiación entre las estaciones de invierno y verano son pequeñas. Por tanto los módulos se inclinan un ángulo igual que la latitud. En la Graciosa, la inclinación óptima se estima entorno a los 30° .

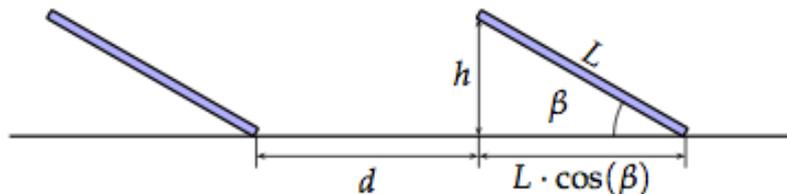


Figura 18.- Dimensiones y distancias entre filas de un sistema estático.

Se ha tomado aquella disposición donde la distancia entre los módulos sea mínima, para ello se tomará como longitud del panel la dimensión del panel más pequeña, nos referiremos a ella como la longitud del panel (L), y a la distancia más grande como el ancho del panel (W).

En el mediodía del solsticio de invierno la altura solar es $\gamma_s = 90^\circ - 23,45^\circ |\phi| \approx 67^\circ - |\phi|$. Siendo ϕ la latitud a la que se encuentra nuestra instalación. (ver apartado 1.3. Situación y emplazamiento).

Por tanto, la distancia mínima que permite 4 horas libres de sombra alrededor del mediodía es:

$$d_{\min} = \frac{h}{\tan(67^\circ - |\phi|)} \rightarrow ec. 2.9$$

1.10.1.1.- Distribución de los módulos.

Se ha estudiado la viabilidad de instalar el conjunto de módulos fotovoltaicos en una parcela limitada por muros, que actualmente se encuentra en desuso. Esta parcela se adecuaría para realizar la instalación en ella.

La parcela está situada a 53 metros de la vivienda más cercana y a 385 metros de la más alejada. Para una correcta optimización del sistema fotovoltaico, como norma general, deben ir orientados hacia el sur como ya se explico en el apartado 1.10.1.1 de cálculo de sombras. Conocidos el número de paneles total a instalar, su inclinación y la distancia mínima entre módulos en paralelo se comprobará cuantos paneles caben en el parcela seleccionada.

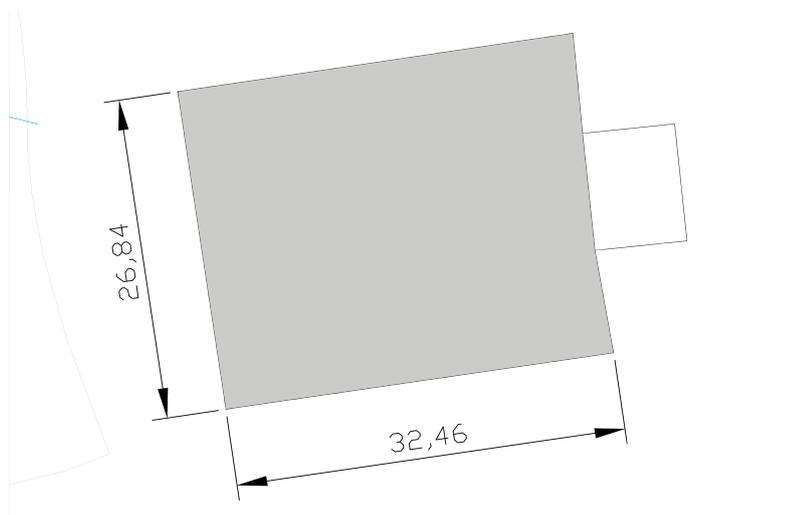


Figura 19.- Área de la superficie de la parcela prevista para la instalación.

Se conoce que la parcela tiene unas dimensiones de $26,84 \times 32,46 \text{ m}^2$, puesto que la orientación de la parcela es Noroeste, delimitaremos el área de la instalación reduciendo el área la parcela, para orientar todos los paneles en dirección sur, tal y como se indica en la figura 17. Se comprobará cuántos paneles en paralelo y en serie caben dentro de esta área, teniendo en cuenta los criterios de inclinación, orientación y sombra.

Para conocer la superficie real máxima de instalación fotovoltaica se hará uso del programa de diseño Autocad y del plano real de la parcela y su orientación.

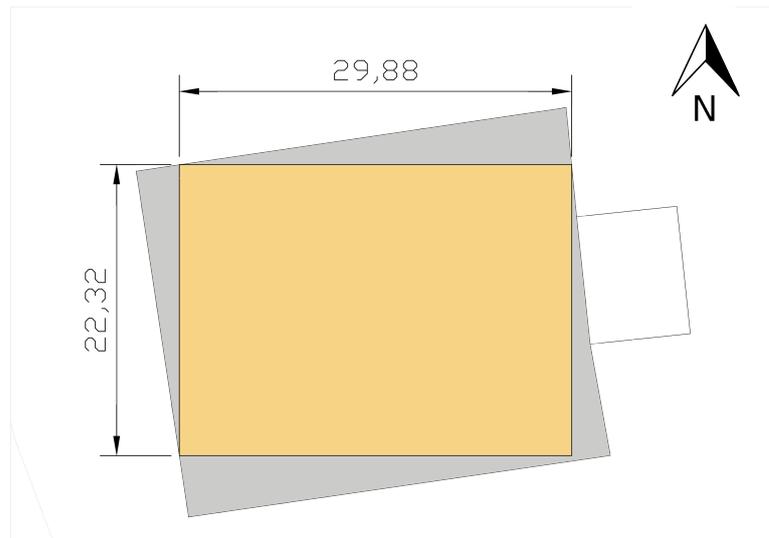


Figura 20.- Área delimitada de la parcela.

Conocida el área de la superficie donde se desea instalar el generador fotovoltaico, se calculará el número de ramales en paralelo máximos que entran dentro del área delimitada de color marrón.

$$N_{PARALELO} \leq \frac{L_y}{d_{mín} + L \cdot \cos\beta} \rightarrow ec. 2.10$$

Siendo

L_y =Longitud vertical del área limitada de la parcela [m].

N_{SERIE} =Número de paneles en serie.

$(L \cdot \cos\beta)$ =Superficie horizontal que ocupa el panel. (Ver figura 15)

Suponiendo que los paneles de líneas de ramas paralelas se instalarán una en sucesión de otra, de manera que la distancia entre paneles en serie es despreciable. Conociendo la longitud del área (L_x) se calculara el número máximo de paneles en serie que podrían instalarse dentro del área de color marrón (ver figura 17).

$$N_{SERIE} \leq \frac{L_x}{W} \rightarrow ec. 2.11$$

Siendo

W = El ancho del panel [m].

L_x = Longitud horizontal del área limitada de la parcela [m].

Se comprobará que el número de paneles que caben dentro del área es menor que el número de paneles total a instalar. En el caso de que no se cumpla se estudiará colocar filas de paneles en el área de color gris.

1.10.2.- Aerogeneradores.

La energía eléctrica que demanda el pueblo debe quedar cubierta por la aportación del sistema fotovoltaico y eólico. Como se ha comentado con anterioridad, esta demanda está cubierta en un 60% por la energía procedente de los módulos fotovoltaicos mientras que el 40% quedará cubierta por la acción de los aerogeneradores.

Teniendo en cuenta los costes, diseño, tamaño, rendimiento y otros factores relevantes para la instalación, se elegirá el correspondiente aerogenerador. Las opciones planteadas y la justificación de la selección del aerogenerador queda recogido en el apartado de 1.11.2 dentro de análisis de soluciones .

Conociendo la velocidad media del viento en el pueblo (6.3 m/s), según la curva de potencia que normalmente nos suministra el fabricante, podemos conocer cuánto genera al día realizando la simplificación de tomar dicha velocidad constante a lo largo del año y del día además de entender que el aerogenerador es capaz de generar energía las 24 horas del día. Además de esto, se debe considerar el rendimiento del propio generador puesto que existen unas pérdidas por fricción y por la transformación de la energía mecánica en eléctrica.

En este caso, la empresa distribuidora del aerogenerador ya ofrece unos datos de producción energética anual con todas las consideraciones requeridas que optimizan el cálculo. Estos datos de producción energética anual quedan representados en la tabla de producción anual del aerogenerador.

A partir de la tabla de producción anual se observa que el aerogenerador es capaz de producir una determinada energía anual a la velocidad media del viento correspondiente en la zona. Por tanto la energía media diaria que suministrará un aerogenerador será esta producción anual entre los 365 días de un año:

$$E_{AE} (diaria) = \frac{E_{AE}(anual)}{365 \text{ días}} \rightarrow ec. 3.0$$

Siendo

$E_{AE} (diaria)$ = Energía diaria capaz de entregar un aerogenerador e un día [$kWh/día$]

Conociendo la energía diaria que es capaz de generar el aerogenerador y el 40% de la energía total demandada por el pueblo, se calcula el número de aerogeneradores necesarios para cubrir dicho porcentaje de demanda.

$$N_{AE} = \frac{E_{PB}(diaria) \cdot 0,4}{E_{AE}(diaria)} \rightarrow ec. 3.1$$

N_{AE} = Número de aerogeneradores necesarios para cubrir el 40% de la demanda del pueblo.

$E_{PB}(diaria)$ = Energía consumida por el pueblo de Pedro Barba [$kWh/día$].

Una vez se conoce el número de aerogeneradores necesarios para suministrar la energía demandada, se tendrá que adecuar la instalación de manera que la separación entre ellos sea máxima para que las turbulencias que puede generar en el flujo de aire en la parte posterior del generador de cualquiera de ellos no afecte al resto.

Para la elección del inversor tomaremos la potencia instalada en los generadores eólicos a partir de las curvas características de trabajo ofrecidas por el fabricante.

$$P_{INV,mín} = N_{AE} \cdot P_{AE} \rightarrow ec. 3.2$$

Siendo

$P_{INV,mín}$ = Potencia mínima del conjunto de inversores para eólica [kW]

P_{AE} = Potencia del aerogenerador [kW]

Obtenida la potencia que debe ser gestionada por los inversores, se escogen estos de manera que la suma de las potencias de salida sea igual o mayor que $P_{I.Ae}$

Conocido el rango de tensión e intensidad en los que debe trabajar el inversor, se conectarán los aerogeneradores de manera que los inversores trabajen en el punto óptimo de este rango sin sobrepasarlo.

1.10.2.1- Distribución de los Aerogeneradores.

Según el Decreto 32/2006, de 27 de marzo, por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias, La distancia mínima entre dos aerogeneradores de una misma línea no será inferior a dos diámetros de rotor y la distancia entre dos líneas de un mismo parque ha de ser como mínimo de cinco diámetros de rotor.. Por lo que según el modelo se comprobará el diámetro y se espaciarán lo suficiente como para que no exista interferencia ente los mismos.

$$D \geq 5 \cdot Dr \rightarrow ec. 3.3$$

Siendo

D = Distancia entre aerogeneradores [m].

Dr = Diámetro del rotor [m].

1.10.3.- Acumuladores.

Para el diseño de los acumuladores, se tendrá que analizar los día de autonomía del sistema. Se conoce que los acumuladores constituyen un alto porcentaje del coste en las instalaciones, por lo que a mayor número de días u horas de autonomía mayor número de baterías, lo que supone un mayor coste. Es por tanto que se deberá estudiar la combinación más rentable teniendo en cuenta que se hará uso de un grupo electrógeno diesel en la planta híbrida como apoyo.

Conociendo los días de autonomía D_{aut} se calculará la energía que han de almacenar las baterías para abastecer el consumo del pueblo durante este periodo.

$$E_A = E_{PB(diaria)} \cdot D_{aut} \rightarrow ec. 4.0$$

Siendo

E_A = Energía que han de suministrar el conjunto de acumuladores [Wh].

$E_{PB(diaria)}$ = Energía consumida por el pueblo de Pedro Barba en [$kWh/día$].

D_{aut} = Días de autonomía. [días]

A continuación se deberá seleccionar la marca y el modelo del acumulador, que nos indicará la capacidad de trabajo de los acumuladores.

La energía que ha de suministrar un acumulador vendrá determinado por la capacidad de la batería, la profundidad descarga y el coeficiente de pérdidas.

El coeficiente de pérdidas en el acumulador viene dado por la siguiente expresión:

$$k_t = [1 - (k_b + k_c + k_r + k_x)] \cdot \left[1 - \frac{(k_a \cdot D_{aut})}{P_d} \right] \rightarrow ec. 4.1$$

Donde:

- k_t , coeficiente de pérdidas total.
- k_A , son las Pérdidas debido a la autodescarga diaria de la batería, dada a los 20°C.
- k_B , son las Pérdidas debido al rendimiento de la batería.
- k_C , son las Pérdidas debido al inversor.
- k_R , son las Pérdidas debido al regulador.
- k_x , son las Otras perdidas.
- D_{aut} , son los días de autonomía.
- p_D , es la profundidad de descarga de la batería.

La máxima profundidad de descarga de la batería/celda vendrá definido por el fabricante, es decisión del proyectista seleccionar un valor de profundidad de descarga óptima, ya que este determinará la vida útil de los acumuladores.

Teniendo en cuenta la capacidad nominal y la tensión de la celda, la profundidad de carga/descarga y el coeficiente de pérdidas, se calculará la energía que puede suministrar una celda:

$$E_C = C_C \cdot V_C \cdot p_D \cdot k_t \rightarrow ec. 4.2$$

Siendo:

E_C = La energía que ha de suministrar una celda [Wh].

C_C = Capacidad de la celda [Ah].

V_C = Voltaje de la celda [V].

De acuerdo con la potencia pico instalada en el pueblo de Pedro Barba, indicado en el apartado 1.9, se deberá seleccionar el número de inversores necesarios para nuestra instalación, teniendo en cuenta que el sumatorio de las potencias de salida en CA de los inversores deberá ser igual o mayor a la potencia instalada en el pueblo, teniendo en cuenta las posibles pérdidas.

El/los inversor/es seleccionados determinarán la distribución de las baterías. Se tomará como parámetro de diseño la tensión de entrada del inversor, de tal forma que el número de celdas en serie será el necesario para cubrir dicha tensión, tal y como se expresa en la siguiente expresión:

$$N_{C_{SERIE}} = \frac{V_{INV}}{V_C} \rightarrow ec. 4.3$$

$N_{C_{SERIE}}$ = Número de celdas en serie.

V_C = Voltaje de la celda [V].

Para la distribución del número de paneles en serie, se deberá conocer el número de ramas máximo de paneles en paralelo por inversor $N_{R_{MÁX}}$. Para ello se tendrá en cuenta la intensidad de trabajo máxima del inversor, y la corriente de trabajo de las baterías/celdas para la capacidad prevista (en función de las horas de autonomía).

$$N_{R_{MÁX}} \leq \frac{I_{INV(IN)}}{I_C} \rightarrow ec. 4.4$$

Siendo

$I_{INV(IN)}$ = Intensidad máxima a la entrada del inversor [A].

I_C = Intensidad de la celda para la capacidad prevista [A].

Como se ha dicho la intensidad de trabajo de la batería viene en función de su capacidad nominal que depende a su vez de los días/horas de autonomía que hemos estimado. Este dato se obtiene a partir de las especificaciones técnicas del fabricante de la batería. A menor horas de autonomía mayor capacidad de trabajo, por lo que se deberá tener en cuenta que se puede producir una descarga mayor en un menor número de horas, lo que haría que la capacidad aumentase y en consecuencia la intensidad de trabajo. Es por ello que se deben tomar las medidas de control necesarias y dejar un cierto rango de seguridad de tal manera que la corriente que entregan las batería a la entrada del inversor es menor que la corriente máxima permitida.

Una vez seleccionado el número de ramas por inversor se deberá hallar el número de baterías o ramas en paralelo por inversor.

$$N_{C_{PARALELO}} = \frac{E_A}{N_{INV} \cdot E_C \cdot N_{C_{SERIE}}} \rightarrow ec. 4.5$$

Siendo:

N_{INV} = Número de inversores.

Por tanto el número de celdas a instalar, será:

$$N_{TC} = N_{C_{SERIE}} \cdot N_{C_{PARALELO}} \cdot N_{INV} \rightarrow ec. 4.6$$

N_{TC} = Número total de celdas a instalar.

N_{INV} = Número de inversores.

1.10.4.- Caja de Interruptores de conexión.

A la hora de seleccionar un regulador se deberá tener estudiar las especificaciones técnicas del regulador de carga. Las principales consideraciones que se han de tener en cuenta se detallan a continuación:

1. Será necesario conocer el número de fases con el que trabaja el regulador (trifásico o monofásico).
2. El rango de tensión de trabajo del regulador.

3. La potencia máxima asignada al generador fotovoltaico y eólico que permite el regulador, así como su corriente asignada.
4. La potencia máxima del conjunto de inversores de acumuladores que puede conectarse al regulador.
5. El número de inversores de acumuladores que se puede conectar al regulador.
6. La potencia máxima del grupo electrógeno que puede conectarse al regulador.
7. La potencia máxima capaz de entregar a las cargas consumidoras.

1.10.5.- Sistemas de protección

PROTECCIONES CA

A la salida de los inversores fotovoltaicos se instalarán como protecciones antes de la entrada al regulador, un magnetotérmico y un relé diferencial. Estos han sido dimensionado según el procedimiento siguiente:

Interruptor magnetotérmico

La elección del magnetotérmico se hará de acuerdo a la siguiente condición. La intensidad de cálculo será menor o igual que la nominal del magnetotérmico y estará por debajo de la máxima admisible que soporte el conductor. Si no se cumple, habrá que elevar la sección.

$$I_C < I_n < I_{COND} \rightarrow ec. 5.0$$

Siendo

I_C = Intensidad de cálculo [A].

I_n = Intensidad normalizada del magnetotérmico [A].

I_{COND} = la intensidad máxima que puede resistir el conductor [A].

Por cuestiones de simplificación para el presente proyecto, no se realizarán las comprobaciones de protección frente a sobrecargas, elección del poder de corte, protección frente a cortocircuito ni las condiciones de protección frente a cortocircuito. La sensibilidad escogida (30 mA).

Diferencial

De la misma manera que en el dimensionado del magnetotérmico, se realizará una simplificación de manera que conociendo la intensidad máxima en el conductor seleccionaremos el interruptor diferencial.

PROTECCIONES CC

Los módulos fotovoltaicos están conectados a inversores trifásicos fotovoltaicos, los cuales ya llevan sus propias protecciones. No obstante, se ha protegido el cableado que une los inversores con los módulos colocando entre ellos un cuadro de conexiones en el que se incluyen las siguientes protecciones:

Protección contra sobretensiones transitorias

Las sobretensiones transitorias son picos de tensión que alcanzan valores de decenas de kilovoltios y de corta duración, causan la destrucción de los equipos conectados a la red provocando:

- ✓ Daños graves o destrucción de los equipos.
- ✓ Interrupción del servicio.

Las protecciones se colocarán para proteger la parte continua de los sistemas fotovoltaicos contra sobretensiones transitorias. Se escogerá esta protección teniendo en cuenta cuál es la tensión máxima que puede soportar el inversor y su rango de tensión de trabajo.

$$V_{trab} < V_{prot} < V_{inv} \rightarrow ec. 5.1$$

Siendo

V_{prot} = Tensión del protector de sobretensión transitoria para fotovoltaica [V].

V_{inv} = Tensión máxima de cada inversor de fotovoltaica [V].

V_{trab} = Tensión en circuito abierto de cada rama de módulos fotovoltaicos [V].

Fusibles

Para conocer el tipo de fusible adecuado es necesario saber el significado de la nomenclatura de los fusibles.

CLASES DE CURVAS DE FUSIÓN		
1ª Letra	g	<i>Cartucho fusible limitador de la corriente que es capaz de interrumpir todas las corrientes desde su intensidad asignada (I_n) hasta su poder de corte asignado. Cortan intensidades de sobrecarga y de cortocircuito</i>
	a	<i>Cartucho fusible limitador de la corriente que es capaz de interrumpir las corrientes comprendidas entre el valor mínimo indicado en sus características tiempo-corriente ($k_2 I_n$) y su poder de corte asignado. Cortan solo intensidades de cortocircuito</i>
2ª Letra	G	<i>Cartuchos fusibles para uso general</i>
	M	<i>Cartuchos fusibles para protección de motores</i>
	Tr	<i>Cartuchos fusibles para protección de transformadores</i>
	B	<i>Cartuchos fusibles para protección de líneas de gran longitud</i>
	R	<i>Cartuchos fusibles para la protección de semiconductores</i>
	D	<i>Cartuchos fusibles con tiempo de actuación retardado</i>

Tabla 7.- Clases de curvas de fusión.

Como simplificación para el presente proyecto, se seleccionan fusibles **tipo gG** para protección de sobretensiones y estos se dimensionarán teniendo en cuenta la intensidad de salida de cada módulo y la que es capaz de soportar el cable. La intensidad de rotura del fusible deberá estar entre estos dos valores:

$$I_b < I_n < I_z \rightarrow ec. 5.2$$

Siendo

I_b = Intensidad de corriente que suministra el panel en el punto de máxima potencia [A].

I_n = Intensidad de corte del fusible [A].

I_z = Intensidad que es capaz de soportar el cable [A].

En el caso de los aerogeneradores y baterías, solo se han colocado fusibles en el cuadro de conexiones.

1.10.6.- Grupo electrógeno.

La planta de generación de energía basada en energías renovables ha sido dimensionada de manera que su producción energética cubra la demanda de energía eléctrica de todo el pueblo.

Esto a pesar de ser una prioridad, no implica que por situaciones adversas pueda existir una parada en el suministro de energía a causa de avería o fallo del sistema. Es necesario entonces garantizar un suministro eléctrico en el pueblo en caso de estas circunstancias.

Para ello se ha instalado un grupo electrógeno cuya potencia sea capaz de cubrir la potencia pico del pueblo, aproximadamente 64 kW.

$$P_{Pico} \geq P_{GE} \rightarrow ec. 6.0$$

Siendo

P_{Pico} = la potencia pico total estimada en el pueblo [kW].

P_{GE} = la potencia del grupo electrógeno [kW].

1.10.7.- Conductores.

Una vez determinadas las características del generador fotovoltaico y del inversor, han de dimensionarse los elementos auxiliares, entre los que se encuentra el cableado para la conexión de los diferentes equipos.

El dimensionado del cableado se debe realizar teniendo en cuenta las indicaciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Para ello, hay que determinar el tipo de conductor, nivel de aislamiento, sección y tipo de instalación.

El nivel de aislamiento requerido depende de las tensiones que deben soportar así como del tipo de montaje. En general, las tensiones que deben soportar los cables no suelen superar los 0,6 / 1 kV, por lo que éste debe ser el nivel de aislamiento exigible al cable.

Conductores CC entre módulos e inversor.

En primer lugar, se deberá dimensionar el cableado, para ello se calculará la sección del conductor y se aproximará a los valores de secciones comerciales. A la hora de calcular la

sección del conductor se tomará como intensidad el valor máximo de trabajo, que en el caso de fotovoltaica corresponde con la tensión de circuito abierto del ramal.

De acuerdo con el reglamento de baja tensión ITC-BT-19 y la norma UNE 20460-5-523, se seleccionará el tipo de instalación y se comprobará que para la sección de conductor calculado, el valor de corriente máxima de trabajo es menor que la corriente máxima del cable a partir de la tabla 52-B1.

Siempre que proceda se deberá aproximar la sección al valor que se detalla en la ficha técnica del fabricante del panel fotovoltaico, con el fin de garantizar el correcto conexionado y su buen funcionamiento. Por lo general, se suele considerar que la caída de tensión máxima desde el generador fotovoltaico hasta la entrada al inversor debe ser inferior al 1%. La experiencia demuestra que esta recomendación del 1% en las instalaciones fotovoltaicas en las que la tensión de entrada al inversor es mayor de 120 V se alcanza con secciones normales sin ninguna dificultad. Por tanto la sección del conductor vendrá dado por la siguiente expresión:

$$S_{CC} = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_{CC}}{1 \% \cdot V_{ramal} \cdot k} \rightarrow \text{ec. 7.0}$$

Siendo

S_{CC} = Sección del conductor en corriente continua [mm^2].

L_R =Longitud máxima del conductor desde el panel más alejado del ramal hasta el punto de conexionado al inversor [m].

I_{CC} =Corriente de cortocircuito del ramal fotovoltaico [A]

V_{ramal} =Tensión del ramal fotovoltaico[A].

k =Conductividad del material conductor. [$m/\Omega mm^2$]

Es cierto que la conductividad del material conductor varía con la temperatura, para el dimensionamiento se tomará el valor de la conductividad para una temperatura de 20 °C y se despreciaran las variaciones con la temperatura.

Luego se comprobará para la sección del cable escogido las pérdidas son menores que el 1% estimado, de acuerdo con la siguiente expresión.

$$\theta = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_{CC}}{S_p \cdot V_{ramal} \cdot k} < 1\% \rightarrow ec. 7.1$$

Conductores CC entre aerogeneradores e inversor.

Para el dimensionado del conductor de los aerogeneradores deberemos seguir el mismo procedimiento de dimensionado que en los módulos fotovoltaicos, se tomará la distancia máxima del aerogenerador más lejano del punto de conexión con el inversor. Para el cálculo se escogerá una intensidad máxima de trabajo de acuerdo con las especificaciones del aerogenerador y los datos de trabajo máximos que permite el inversor a la entrada.

Se consideraran unas pérdidas del 1% y se comprobará que la sección del cable corresponde con las secciones de diseño que recomienda el fabricante del aerogenerador, para ello se deberá tener en cuenta su voltaje de configuración. Se usaran por tanto las ecuaciones 6.1 y 6.2 para el dimensionamiento.

Conductores CC entre acumuladores e inversor.

Para los conductores de las baterías se deberán dimensionar de acuerdo a las ecuaciones, descritas anteriormente ecuaciones 6.1 y 6.2 y se aproximarán a los valores de las secciones que estipula el fabricante. Se tomará como intensidad máxima de trabajo la máxima que permite el inversor. Por otro lado, se deberá tener en cuenta la unión de los ramales de las baterías y dimensionar la unión y el cable de entrada al inversor.

Conductores CA entre el inversor de fotovoltaica y el regulador.

Con el fin de hallar la sección del conductor se deberá conocer la corriente máxima a la salida del inversor de fotovoltaica, así como el factor de potencia y su tensión nominal en CA, para ello se deberá ir a la ficha técnica del fabricante del inversor.

Se supondrá que la caída de tensión del inversor al regulador es de un 1% y conociendo que a la salida de los inversores se trabaja en CA y trifásica, la sección del cable vendrá definida como:

$$S_{CA} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{MÁX(INV)} \cdot \cos\varphi}{1\% \cdot V_N \cdot k} \rightarrow ec. 7.2$$

Siendo:

$\cos\varphi$ = Factor de potencia marcado por del inversor.

Para la sección calculada se hallará las pérdidas del conductor a partir de la siguiente expresión:

$$\theta = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{N(INV)} \cdot \cos\varphi}{S_{CA} \cdot V_N \cdot k} < 1\% \rightarrow ec. 7.3$$

Se comprobará que el sumatorio de las pérdidas de los conductores de cada inversor hasta el regulador son menores del 1%.

Conductores CA de conexionado ente el inversor de eólica y el regulador.

Se seguirá el mismo procedimiento que en el caso anterior, haciendo uso de las ecuaciones 6.3 Y 6.4.

Conductores CA de conexionado entre inversor de batería y regulador.

Puesto que los inversores de la baterías trabajan en CA a su salida y su conexión al regulador se realizará en monofásica, se deberá dimensionar la sección del cable atendiendo a la siguiente ecuación.

$$S_{CA} = \frac{2 \cdot L_{CA} \cdot I_{MÁX(INV)} \cdot \cos\varphi}{1\% \cdot V_N \cdot k} \rightarrow ec. 7.4$$

Para la sección calculada se hallará las pérdidas del conductor a partir de la siguiente expresión:

$$\theta = \frac{2 \cdot L_{CA} \cdot I_{N(INV)} \cdot \cos\varphi}{S_{CA} \cdot V_N \cdot k} < 1\% \rightarrow ec. 7.5$$

1.11.- Análisis de soluciones y resultados finales

1.11.1.- Módulo fotovoltaico y generador.

MÓDULO FOTOVOLTAICO

Debemos estudiar nuestro caso y elegir el módulo fotovoltaico que mejor nos conviene para tener una mayor eficiencia en nuestra instalación. Se ha elegido un módulo fotovoltaico con célula monocristalina, porque presenta rendimiento energético superior a la equivalente policristalina. Si esto es así, a igualdad de potencia, se necesitará menor área de captación. Para un área de captación determinada, las monocristalinas ofrecerán mayor potencia a igualdad de irradiación. Sabiendo que en el mercado hay diferentes modelos de módulos monocristalinos, nosotros nos fijaremos en los de mayor potencia ya que queremos que la instalación sea lo menos costosa y económica.

Se ha seleccionado un módulo de la marca ATERSA un modelo A-315M GS con una potencia de 315 W, este modelo ofrece una alta eficiencia del módulo, una potencia estable y un buen funcionamiento en condiciones de alta temperatura. Además el fabricante garantiza que el módulo no la potencia del módulo no baje del 83% en 25 años.



Figura 21.- *Módulo fotovoltaico ATERSA.*

GENERADOR FOTOVOLTAICO

De acuerdo con los cálculos realizados en de cálculos, la potencia mínima a instalar por el generador fotovoltaico ($P_{GF_{MIN}}$) es de 59,53 kW. Se estudiará por tanto la combinación más óptima de inversores.

Conociendo el fabricante seleccionado SMA y que nuestra planta de generación trabajará en trifásica, se ha seleccionado un modelo de inversor trifásico Sunny Tripower, con diferentes tamaños de inversores que trabaja con potencias desde los 5 kW a los 25 kW. Con el fin de hacer uso del menor número de inversores y simplificar de esta manera la instalación del generador fotovoltaico se ha seleccionado un inversor de 20 kW, de tal manera que la suma de las potencias de salida de tres inversores satisfaga la potencia mínima del generador fotovoltaico. Para esta potencia existen dos modelos de inversores posibles cuyos parámetros de trabajo se detallan a continuación:

Sunny Tripower 20000TL.

Potencia máxima de CC (con $\cos \phi = 1$)	20 440 W	25 550 W
Tensión de entrada máx.	1 000 V	1 000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	320 V - 800 V/600 V	390 V - 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3	2/A:3; B:3

Tabla 8.- *Especificaciones técnicas del inversor Sunny Tripower 20000TL a la entrada*

Sunny Tripower 20000TL Economic Excellence.

Potencia máxima de CC (con $\cos \phi = 1$) / potencia asignada de CC	15260 W / 15260 W	20450 W / 20450 W
Tensión de entrada máx.	1000 V	
Rango de tensión del punto de máxima potencia con una tensión de red de 230 V/tensión asignada de entrada	580 V - 800 V / 580 V	
Tensión de entrada mín. / tensión de entrada de inicio	570 V / 620 V	
Corriente máx. de entrada	36 A	
Corriente máx. de entrada por string	36 A	
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	1 / 6	

Tabla 9.- *Especificaciones técnicas del inversor Sunny Tripower 20000TL Economic Excellence a la entrada*

En primer lugar, se deberá analizar el número máximo de ramas por entrada, teniendo en cuenta la intensidad de corriente de máxima potencia del panel y la corriente máxima a la entrada del inversor, para ello se hará uso de la ecuación 1.2 del apartado de dimensionamiento.

Se observa que para el inversor Sunny Tripower 20000TL Economic Excellence el número máximo de ramas es de 3. Para el inversor Sunny Tripower 20000TL el número máximo de

ramas por entrada es de 3. Puesto que el inversor tiene 2 entradas con 3 strings por entrada se podrá conectar un total de 6 ramas por inversor.

Para el número máximo de ramales calculados se ha comprobado que para el inversor Sunny Tripower 20000TL Economic Excellence el número de paneles en serie instalados por rama genera una tensión de trabajo que se sale del rango de trabajo del inversor. Por otro lado el inversor Sunny Tripower 20000TL si garantiza una tensión optima de trabajo con 407 V.



Figura 22.- *Inversor Sunny Tripower 20000TL*

Se obtiene por tanto un generador fotovoltaico formado por 198 módulos fotovoltaicos con una potencia pico total instalada de 62,37 kW. Conectados a 3 inversores de 20 kW cada uno, con una rama por string, 3 strings por entrada y dos entradas por inversor. Cada rama dispondrá de 11 módulos conectados en serie.

1.11.1.2.- Distribución de los módulos.

Seleccionando una distancia entre módulo de 830 mm, se ha comprobado que el número máximo de paneles o ramas en paralelo es de 13, con un total de 14 paneles en serie por rama. Siendo el número máximo de paneles que se podrían instalar en el área marrón (figura 16) de 182 paneles, puesto que debemos instalar un total de 198 paneles, se ha comprobado mediante el uso de Autocad, si los paneles restantes (18 paneles) entran dentro del área restante de color gris.

Finalmente, se ha comprobado que los paneles pueden ser instalados dentro del área de la parcela seleccionada y quedará distribuidos de la siguiente forma:

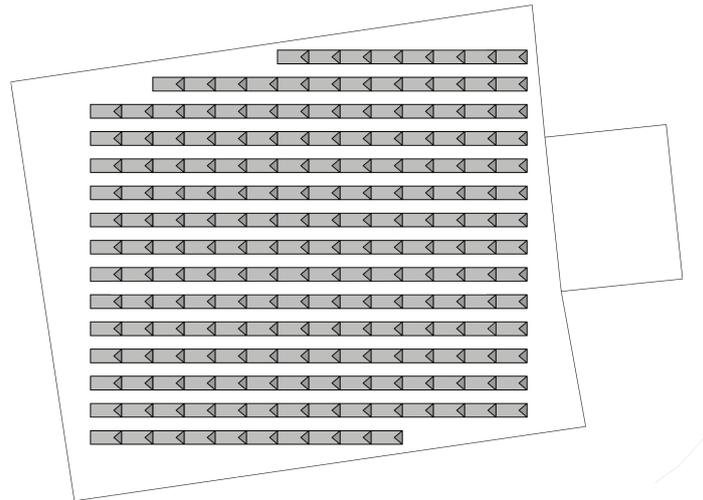


Figura 23.- *Distribución de los módulos fotovoltaicos.*

1.11.2.- Aerogeneradores.

La elección del aerogenerador mini-eólico se ha realizado teniendo en cuenta la potencia que es necesaria instalar y las limitaciones de espacio. Se ha comparado entre varias marcas existentes en este mercado y se ha optado por usar aerogeneradores ENAIR, concretamente el modelo ENAIR 70 ya que a la velocidad media del viento en esa zona, 4 aerogeneradores de este tipo suministran la energía necesaria.

Existen otros modelos en el mercado como pueden ser los correspondientes a las marcas *Bornay*, *Ecosolar* o *Air*. La decisión de instalar aerogeneradores *Enair* viene motivada por varios aspectos:

- Es el único que en estos rangos de potencia incluye un sistema que permite controlar de forma analógica el ángulo de inclinación del borde de ataque de las palas.
- Tiene un gran rendimiento puesto que funciona con una simple brisa de 2 m/s y continua funcionando a más de 40 m/s sin perder eficiencia de productividad.
- Debido a la cercanía con el mar en el momento de su funcionamiento es necesario que tenga algún tipo de agente o tratamiento anticorrosivo. Los aerogeneradores Enair70 son tratados con cataforesis que los hace anticorrosivos y anti salinos, por tanto ideales costas.
- En las islas canarias occidentales las rachas de viento con arena son frecuentes incluso a una cota elevada, por lo que el sellado hermético que contiene este aerogenerador en todas sus juntas, evita filtraciones de humedades y micro partículas que arrastra el aire.

- Uno de los aspectos más importantes es que no produce contaminación acústica debido a que el ruido que producen está entorno a un 1% por encima del ruido ambiente, siendo prácticamente inapreciable para el oído humano y el de muchas aves y fauna de la zona.
- Incluye un regulador eólico y las resistencias de frenado necesarias. Este regulador de carga es configurable para diferentes tipos de baterías y con flitros PWM de microimpulsos y derivación a las resistencias de frenado progresivamente.

Por estos motivos se han seleccionado 4 aerogeneradores *ENAIR* modelo *ENAIR70* de manera que cubran la carga energética del pueblo que les corresponde.



Figura 24.- Aerogenerador de 70kW ENAIR.

Este modelos de aerogenerador se puede configurar para una tensión de salida de 24,48 y 220V. Puesto que los inversores a la entrada requieren de un determinado voltaje mínimo, estarán programados a 220V.

A modo de comprobación, se ha considerado también el caso de reemplazar un aerogenerador *Enair 70* por el modelo inmediatamente inferior, *Enair 30*, capaz de producir 14,9 kWh diarios a la velocidad del viento en esta zona. Realizando el cálculo oportuno se comprueba que no alcanza la producción energética que debe aportar el sistema eólico por lo que se confirma que serán necesarios 4 generadores de la marca *Enair* modelo *Enair70*.

La orientación de los aerogeneradores dependerá de la dirección predominante del viento durante todo el año. En el siguiente gráfico se muestra el porcentaje anual de dirección predominante del viento en esa zona.

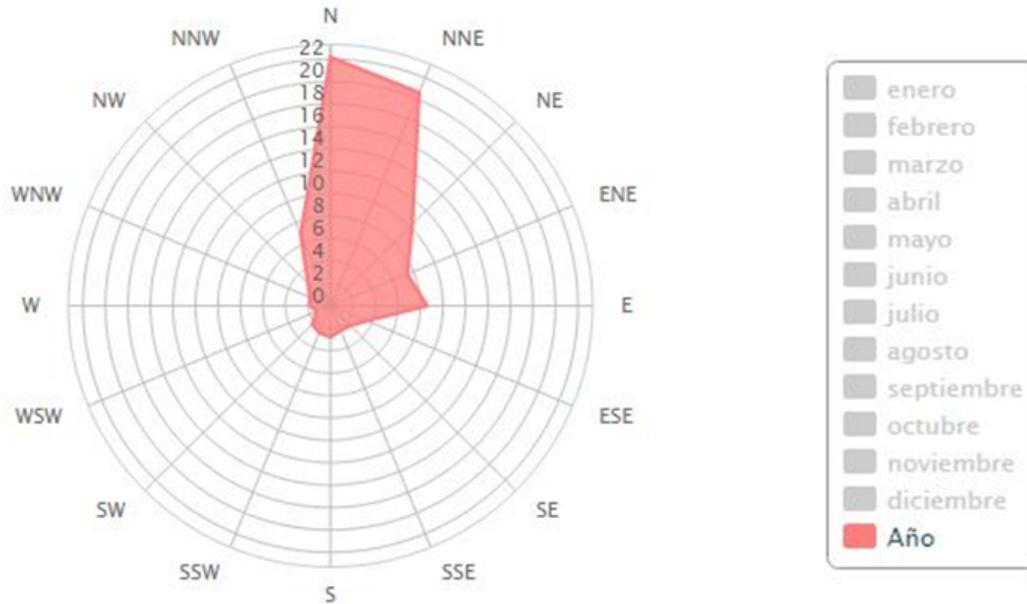


Figura 25.- *Distribución de la dirección predominante anual del viento en Pedro Barba. Medida en porcentaje.*

A la hora de seleccionar el inversor se debe escoger la configuración óptima para conseguir una salida en corriente trifásica que nos permita introducirla en el sistema. Para ello se han barajado dos opciones.

La primera de ellas consiste en utilizar 4 inversores monofásicos *SMA*, modelo *Sunny Boy 5000TL* de manera que se conecte cada uno de estos a un aerogenerador. La salida de tres de ellos se conectará a la red trifásica, cada uno a una fase, y el cuarto aerogenerador se conectará a cualquiera de las fases. De esta manera se obtiene la red trifásica necesaria.

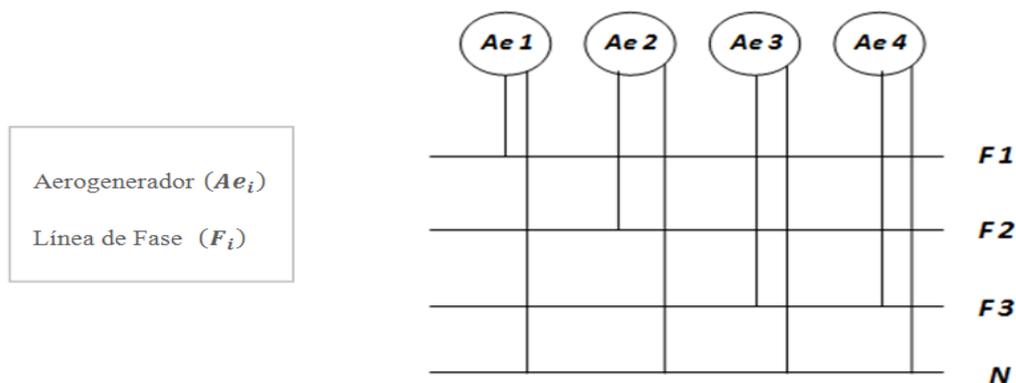


Figura 26.- *Esquema red trifásica desequilibrada*

El problema de esta solución reside en que al conectar dos generadores a una misma línea, si uno de estos falla o reduce su potencia a la salida, el sistema trifásico queda descompensado, por lo que se ha buscado una manera más correcta de realizar la instalación.

Esta consiste en utilizar dos inversores trifásicos, concretamente el modelo *Sunny Tripower 10000TL* de la marca *SMA* de manera que a cada uno de ellos se conecten dos aerogeneradores en serie conectados a un solo string.

Esta conexión es necesaria debido a que el valor del voltaje que producen los dos aerogeneradores en serie (440V) permiten que el inversor trabaje dentro de su rango de tensión MPP que es de 245 a 800V. La intensidad que suministra un solo aerogenerador se calcula conociendo su potencia nominal y el voltaje al que va a trabajar.

Ha sido planteada la opción de seleccionar un inversor trifásico modelo *Sunny Tripower 5000TL* para cada aerogenerador de manera que estos queden conectados cada uno a un inversor. Esta opción resulta inviable porque un solo aerogenerador (220V) no entra dentro del rango de tensión MPP, puesto que no llega a la tensión mínima necesaria a la entrada del inversor (245V).

Debido a que existen dos aerogeneradores conectados en serie a cada uno de los dos inversores, la intensidad de corriente de entrada será la que suministre un solo aerogenerador. En este caso esa intensidad de corriente de entrada ronda los 16 A la cual es menor que la corriente máxima de entrada permitida por string en el inversor *SMA 10000TL* seleccionado.

En conclusión, se instalarán 4 aerogeneradores de la marca *Enair* modelo *Enair 70* cuyas características quedan definidas en el anexo Fichas Técnicas.

Estos cuatro aerogeneradores quedarán conectados a dos inversores de la marca *SMA* modelo *Sunny Tripower 10000TL*. Se conectarán dos en serie a cada inversor de manera que en cada uno quedará una entrada libre. Las características de entrada, salida y rendimiento del inversor quedan definidas en el anexo Fichas Técnicas.



Figura 27.- Inversor Sunny Tripower 10000TL

1.11.2.1 -Distribución de los Aerogeneradores.

Según la normativa mencionada en el apartado de dimensionado, se comprobará el diámetro del rotor del aerogenerador seleccionado y estos se espaciarán como mínimo una distancia de cinco veces este diámetro.

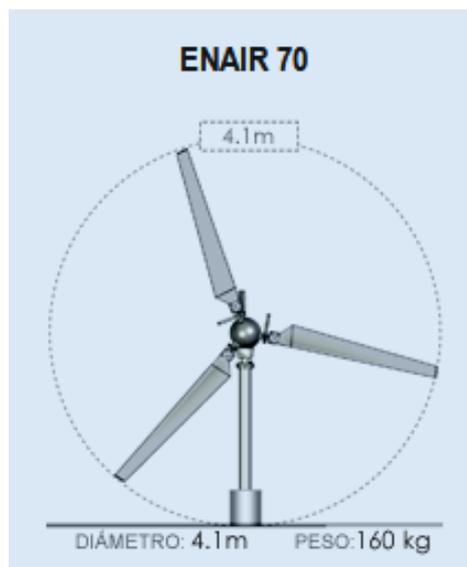


Figura 28.- Diámetro Enair 70.

Sabiendo que el diámetro es de 4,1m la distancia mínima entre aerogeneradores será de 20,5 metros. Puede comprobarse en el plano de distribución de la planta, que el terreno donde se ubican los aerogeneradores permite superar esta distancia mínima.

Se han ubicado los aerogeneradores sobre el terreno de manera que estos no sobrepasen los límites de la parcela y como mínimo tengan una distancia de 24,8 m entre sí.

1.11.3.- Acumuladores.

Se ha seleccionado una batería TAB OPzS que se fabrica con la tecnología convencional de plomo-ácido. Las baterías estacionarias del tipo OPzS están destinadas al suministro de instalaciones de energía solar fotovoltaica, telecomunicaciones, ordenadores, iluminación de emergencia, vigilancia en plantas de energía y estaciones eléctricas, etc.

Para seleccionar la batería necesaria, es preciso conocer las limitaciones de trabajo, para ello deberemos seleccionar el inversor en primer lugar. El fabricante que se propone es SMA que dispone de 4 modelos de inversores para sistemas aislados, que permite el conexionado de acumuladores. Con el fin de disminuir el número de inversores se tomará aquel inversor de mayor potencia. El modelo seleccionado es el Sunny Island 8.0 H con una potencia de 6000W, una tensión asignada a la entrada de 48 V y una intensidad máxima para las baterías de 140 A.



Figura 29.- *Inversor Sunny Island 8.0H.*

Los tres modelos de TAB de baterías que tomaremos como referencia para el análisis de soluciones son 12 OPzS 1500, 16 OPzS 2000 y 20 OPzS 2500, son modelos con altas capacidades nominales lo que supondrían obtener el menor número de inversores posibles. Para el diseño se ha seleccionado una capacidad de descarga del 30%, para prolonga la vida útil de la batería ya que para realizar su sustitución en este lugar aislado, supondría un gasto importante.

De acuerdo con los datos obtenidos a partir de las fórmulas descritas en el apartado de dimensionamiento, se seleccionará la batería más adecuada.

TIPO CELDA	TAB 12 OPzS 1500
V_C	2 V
$C_C \rightarrow C36$	1833 Ah
E_C	643 Wh
I_C	50,91 A
$N_{C_{SERIE}}$	24
$N_{C_{PARALELO}}/inv$	2,33 \approx 3
N_{TC}	792

Tabla 10.- Datos técnicos para la celda TAB 12 OPzS 1500.

Como se puede observar el número de ramas por inversor es de 3, con una intensidad por ramal de 50,91 A. El sumatorio de las intensidades de las ramas por inversor es superior a la intensidad máxima del inversor que marca el fabricante, por lo que esta opción no es válida.

TIPO CELDA	TAB 16 OPzS 2000
V_C	2 V
$C_C \rightarrow C36$	2434 Ah
E_C	854 Wh
I_C	67,61
$N_{C_{SERIE}}$	24 A
$N_{C_{PARALELO}}/inv$	1,75 \approx 2
N_{TC}	528

Tabla 11.- Datos técnicos para la celda TAB 16 OPzS 2000.

Para este modelo de celda se necesitan 2 ramas por inversor, con una intensidad por ramal de 67,61 A. El sumatorio de las intensidades de las ramas por inversor es de 135,2 A, lo que supone una diferencia de 4,78 A con respecto a la máxima intensidad de trabajo del inversor. Por tanto este modelo sería válido.

TIPO CELDA	TAB 20 OPzS 2500
V_C	2 V
$C_C \rightarrow C36$	3042 Ah
E_C	1068 Wh
I_C	84,51 A
$N_{C_{SERIE}}$	24
$N_{C_{PARALELO}}/inv$	1,4 \approx 2
N_{TC}	528

Tabla 12.- Datos técnicos para la celda TAB 20 OPzS 2500.

El tipo de celda TAB 20 OPzS 2500, el sumatorio de las intensidades de las ramas es de 169,03 A, por lo que no es una opción válida.

Por tanto el modelo de celda seleccionado es TAB 16 OPzS 2000, con un total de 528 celdas.

Los acumuladores en el mercado no suelen venderse por celdas sino en un conjunto, el número de celdas por conjunto suelen ser de 6, 8,10,12...



Figura 30.- Celda TAB 16 OPzS 2000.

En las instalaciones fotovoltaicas e híbridas convencionales se utiliza un componente llamado Regulador de Carga. Un regulador de carga es un dispositivo encargado de controlar constantemente el estado de carga de las baterías así como de regular la intensidad de carga con el fin de alargar la vida útil de las baterías.

Controla la entrada de corriente proveniente del panel solar y de los aerogeneradores evitando que se produzcan sobrecargas y sobredescargas profundas en los acumuladores o baterías.

En el presente proyecto, esta operación de regulación de carga la realizan los inversores SMA Sunny Island 8.0H que han sido escogidos. Sabiendo que son 12 inversores de este tipo los que se instalarán, estos se conectarán en series de tres a la caja de interruptores MultiCluster Box 12.0 seleccionada, tal y como se muestra en el plano del esquema unifilar de la instalación.

Los inversores Sunny Island 8.0H permiten ser programados de tal manera que estos actúen como reguladores de carga. Cada tres inversores, uno de ellos actuará como regulador de carga controlando las operaciones de apertura y cierre de interruptores, según se quiera suministrar energía a los acumuladores o directamente a la red. Este inversor controlador de cada serie de tres inversores se le denomina "Máster".

A su vez, el conjunto de series, estará comandada por un solo inversor, normalmente el master de la primera serie.

1.11.4.- Caja de Interruptores.

Con el fin de garantizar el correcto funcionamiento de la planta, y puesto que el modelo de inversores seleccionado para el conjunto de elementos principales de la instalación (fotovoltaica, aerogeneradores y baterías), se ha optado por seleccionar una caja de conexiones/interruptores del fabricante SMA.

SMA dispone de una gama de cajas de interruptores denominadas Multicluster-Box, que permiten construir con gran facilidad sistemas aislados e híbridos con una potencia de entre 30 y 300 kW. De acuerdo con el fabricante, y con los resultados obtenidos en los anteriores apartados (la potencia fotovoltaica y eólica, la potencia de las baterías y del grupo electrógeno), se seleccionará un regulador Multicluster-Box 12.3.

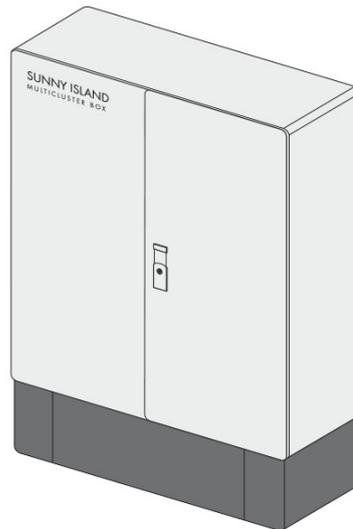


Figura 31.- *Caja de interruptores Multiclustek-Box.*

1.11.5.- Sistemas de protección.

MODULOS FOTOVOLTAICOS

La caja de protecciones previa al inversor fotovoltaico contendrá los siguientes elementos:

Fusibles

El valor de intensidad admisible por el conductor de sección 4 mm^2 es de 20 A. El módulo fotovoltaico trabajando a pleno rendimiento, ofrece una intensidad de corriente de 9 A. Por tanto la intensidad de corte del fusible seleccionado debe estar entre estos dos valores y se ha decidido que sea de 16 A. Corresponde a la marca Crady, concretamente el model DO-1.



Figura 32.- *Fusible DO-1 CRADY (16A)*

Protección contra sobre tensiones

El valor máximo de tensión que pueden soportar los inversores SMA Tripower fotovoltaicos es de 1000 V, mientras que la tensión del ramal es de 502,8 V. Por tanto, se ha seleccionado un protector contra sobre tensiones transitorias de 600 V.

El modelo seleccionado pertenece a la marca General Electrics y se trata del modelo extraíble de clase I+II para aplicaciones fotovoltaicas en corriente continua, con el siguiente código que indica su modelo: 660191. Este protector soportará una tensión máxima de 700 V.



Figura 33.- *Protector contra sobretensiones transitorias. General Electrics.*

Este protector cumple con los mínimos recomendados a nivel normativo UNE 60364-5-534 con un valor de corriente nominal del 20 kA y una corriente máxima de 60 kA.

AEROGENERADORES

Fusibles

La caja de protecciones previa al inversor eólico contendrá 4 fusibles, uno en cada aerogenerador. Además dispondrá de un protector contra sobretensiones al igual que en el caso de fotovoltaica.

El valor de intensidad admisible por el conductor de sección 10 mm² es de 34 A como mínimo independientemente de la instalación del cableado. El aerogenerador dará un máximo de corriente de 25 A en el caso de que suministre su potencia máxima de 5500 W. Por tanto la intensidad de corte del fusible seleccionado debe estar entre estos dos valores y se ha decidido que sea de 32 A. Corresponde a la marca Crady, concretamente el modelo ZR-0 10.3x38 Clase gG.



Figura 34.- Fusible ZR-0 CRADY (25A).

Protección contra sobretensiones

El valor máximo de tensión que pueden soportar los inversores SMA Tripower 10000 eólicos es de 1000 V, mientras que la tensión de cada rama es de 220 V. Por tanto, se ha seleccionado un protector contra sobre tensiones transitorias de 600 V.

El modelo seleccionado para su colocación delante de cada inversor será el mismo que para las protecciones del generador fotovoltaico.

ACUMULADORES

Se colocarán 24 fusibles de manera que se protejan ambas ramas de cada uno de los 11 inversores destinados a transformar la corriente de los acumuladores.

Siguiendo el mismo procedimiento que en los fusibles de las cajas de protecciones correspondientes a eólica y fotovoltaica, conociendo la sección del cableado de los acumuladores (50 mm^2) y conociendo que serán cables instalados en bandeja de cables perforada, la intensidad máxima que podrá soportar el conductor será de 175 A.

El valor máximo del rango de intensidad de los inversores será de 115 A.

Por tanto, se escogerán fusibles de 120 A la marca Eaton, modelo PV-125ANH1 125.



Figura 35.- Fusible EATON (125A)

CORRIENTE CA

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y AEROGENERADORES

Interruptor Magnetotérmico.

A la salida del inversor, se colocará un interruptor magnetotérmico en cada conductor que protegerá al mismo y al regulador en caso de un pico de corriente elevado.

La intensidad máxima I_{COND} que puede resistir el conductor de 4 mm^2 a la salida del inversor es de 34 A por cada cable. El interruptor magnetotérmico escogido será de 30 A . El interruptor magnetotérmico escogido tanto en fotovoltaico como en eólica será de 4 polos ya que se trata de una línea trifásica con neutro de la marca General Electrics, modelo es ICP EB60.



Figura 36.- Magnetotérmico tetrapolar GE ICP EB60.

Interruptor Diferencial

De la misma manera que en la selección del magnetotérmico, conociendo el conductor al que va a ser instalado, el diferencial escogido será de 25 A y se instalará uno trifásico con neutro para cada salida de los inversores de fotovoltaica.

El interruptor diferencial escogido es el interruptor diferencial de 4 polos tipo FPA425/030, de la misma marca, General Electrics. Es el correspondiente al código 604096 de 30 mA.



Figura 37.- Interruptor diferencial FPA425/030.

1.11.6.- Grupo electrógeno.

Se ha elegido el grupo electrógeno de la marca *Himoinsa*, modelo *HRFW-85 T5* capaz de producir 68 kW de potencia PRP, la cual según la norma ISO 8528-1 del 2005, es la potencia máxima disponible para empleo bajo cargas variables por un número ilimitado de horas por año entre los intervalos de mantenimiento prescritos por el fabricante y en las condiciones ambientales establecidas por el mismo. Estas condiciones se aproximan en gran medida a las condiciones ambientales de la instalación por lo que se tomará este valor de potencia como el que suministrará al pueblo en el momento de su funcionamiento.



Figura 38.- Grupo electrógeno Himoinsa, modelo HRFW-85 T5.

La elección de este grupo electrógeno es debido a que contiene una serie de características necesarias en la planta de generación:

- Es un grupo electrógeno cubierto e insonorizado de manera que la contaminación acústica durante su uso se reduce dentro de lo posible.

- Es un motor con salida trifásica necesaria en la planta.
- Está refrigerado por agua, no requiere de grandes labores de mantenimiento y su frecuencia es de 50Hz.
- Su coste es el más barato encontrado para motores con estas mismas características.
- Se alimenta con combustible diesel, el más fácil de encontrar y transportar desde Caleta de Sebo, el pueblo principal de La Graciosa.

1.11.7.- Conductores.

Conductores CC entre módulos e inversor.

Se usará como método de instalación cables unipolares en canales empotrado en el suelo, para realizar entre conexionado de los módulos con el inversor.

En este tramo los cables unipolares tendrán una sección de 4 mm^2 , de acuerdo con lo establecido a los criterios tomados en el apartado de dimensionamiento. Se usará un conductor específicos para instalaciones solares fotovoltaicas (PV), capaces de soportar las extremas condiciones ambientales que se producen en este tipo de instalaciones, del fabricante EXZHELLENT modelo SOLAR ZZ-F. Se trata de un conductorde cobre flexible estañado clase 5, con un aislamiento de elastómero termoestable libre de halógenos.

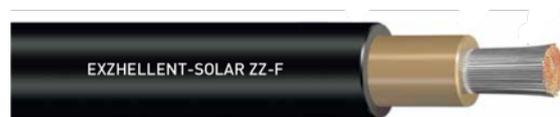


Figura 39.- *Conductor EXZHELLENT SOLAR ZZ-F.*

La conexión de las conducciones de los módulos y determinados cableados en CC deben de realizarse con mucho cuidado. Una mala conexión puede ser el origen de arcos eléctricos estacionarios y con ello el aumento del riesgo de incendio. Habitualmente se emplean cuatro formas diferentes de conexionado: cable con terminal en punta atornillado, cable con terminal en aro atornillado, cable sin terminal aprisionado y cable con multicontacto, en nuestro caso usaremos éste último conexionado ya que es el más utilizado en las instalaciones fotovoltaicas actuales.

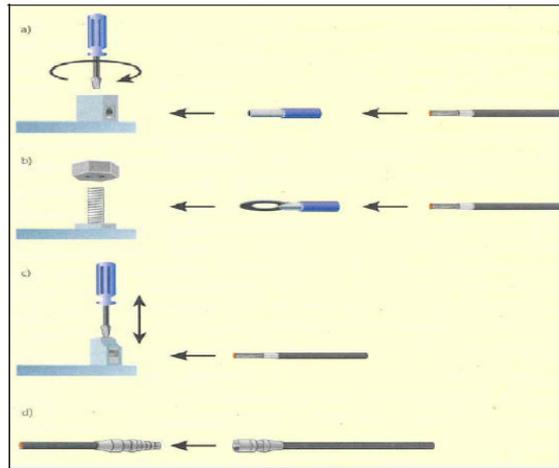


Figura 40.- Técnicas de conexión.

Conductores CC entre aerogeneradores e inversor.

Se usará como método de instalación cables unipolares en canales empotrado en el suelo que irán desde el aerogenerador al inversor. En este tramo los cables unipolares tendrán una sección de 6 mm^2 , de acuerdo con lo establecido a los criterios tomados en el apartado de dimensionamiento. Se usará un cable ENERGY RV-K FOC, flexibles para utilización en la distribución de energía en baja tensión en instalaciones fijas de exterior. Se distinguen por su flexibilidad y manejabilidad. Se trata de un cable tripolar con un conductor de cobre flexible con un aislamiento de polietileno reticulado.



Figura 41.- Cable ENERGY RV-K FOC RV-K

Conductores CC entre baterías e inversor.

Se debe tener en cuenta que para los resultados obtenidos en el dimensionamiento de baterías, existen tres ramas por inversor los conductores de los ramales deberán unirse a la entrada del inversor, puesto que este dispone de una única entrada sin strings.

Para el conexionado entre baterías se usará como método de instalación cables unipolares sobre bandejas de cable perforadas. En este tramo los cables unipolares tendrán una sección

de 50 mm^2 , de acuerdo con lo establecido a los criterios tomados en el apartado de dimensionamiento.

Tras la unión de los ramales, los conductores tendrán una sección de 95 mm^2 , de acuerdo con lo establecido a los criterios descritos anteriormente.

Ambos cables serán del mismo fabricante y modelo de cable que en el conexionado de fotovoltaica pero con unas secciones de 50 mm^2 y 95 mm^2

Conductores CA entre el inversor de fotovoltaica y el embarrado.

Se conoce que a la salida del inversor de fotovoltaica la corriente trabaja en CA y en trifásica. Se usarán cables unipolares en rejillas verticales ancladas a la pared hasta el regulador. En este tramo los cables de fase serán de una sección de 4 mm^2 , con un aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y una cubierta de Poliolefina termoplástica ignífuga, del fabricante y modelo EXZHELLENT XXI- 1000 V RZ1-K (AS).



Figura 42.- *Conductor REVIFLEX RV-K*

Conductores CA ente el inversor de eólica y el embarrado.

Se usarán como método de instalación cables unipolares en rejillas verticales ancladas a la pared. En este tramo los cables tendrán una sección de 10 mm^2 , de acuerdo con lo establecido a los criterios tomados en el apartado de dimensionamiento. Se usará el mismo fabricante y modelo de cable que en el caso anterior pero con una sección de 10 mm^2 .

Conductores CA entre embarrado y multicluster box (caja de interruptores).

Se usarán como método de instalación cables unipolares en rejillas verticales ancladas a la pared. En este tramo los cables unipolares tendrán una sección de 50 mm^2 , de acuerdo con lo establecido a los criterios tomados en el apartado de dimensionamiento. Se usará el mismo fabricante y modelo de cable que en el caso anterior pero con una sección de 50 mm^2 .

Conductores CA entre inversor de batería y regulador.

A la salida del inversor de batería se trabaja en CA y monofásica, se usará una instalación cables en rejillas verticales ancladas a la pared. En este tramo los cables unipolares tendrán una sección de 50 mm^2 . Se usará el mismo fabricante y modelo de cable que en el caso anterior pero con una sección de 50 mm^2 .

1.12.- Resumen del presupuesto y diagrama de Gantt.

Como puede observarse en el apartado de *Presupuesto*, los acumuladores suponen la mayor parte del gasto económico en la instalación, superando la mitad del mismo. El segundo y tercer mayor coste corresponde a la compra de los generadores fotovoltaicos y eólicos respectivamente. El montaje y la mano de obra general supone aproximadamente el mismo coste que la suma de los costes del grupo electrógeno, de los conductores y de las protecciones.

Añadiendo el impuesto IGIC correspondiente, los gastos generales estimados en un 16 % y el beneficio industrial fijado en el 6 %, el total de la compra e instalación de los componentes que conforman la planta híbrida asciende a un valor de setecientos setenta mil setecientos trece euros (770.713 €).

A continuación se muestra el tiempo de dedicación previsto para las diferentes tareas o actividades de instalación de los componentes diseñados para la planta de generación. Para la representación gráfica del flujo de trabajo haremos uso del diagrama de Gantt.

Tarea	Descripción	Inicio	Duración
Tarea 1	Montaje y colocación de las estructuras soportes de los módulos fotovoltaicos	0	8
Tarea 2	Colocación de los módulos fotovoltaicos	8	3
Tarea 3	Conexiónados de los módulos fotovoltaicos	11	2
Tarea 4	Montaje de los canales empotrados	7	4
Tarea 5	Montaje y colocación de la estructura soporte de los aerogeneradores	0	10
Tarea 6	Colocación del aerogenerador	10	4
Tarea 7	Conexiónado de los aerogeneradores	14	3
Tarea 8	Montaje y conexiónado de los acumuladores	0	2
Tarea 9	Montaje y puesta en servicio de los componentes SMA	14	6
Tarea 10	Montaje de las protecciones	12	2

Tabla 13.- *Tareas prevista para la ejecución de la instalación,*

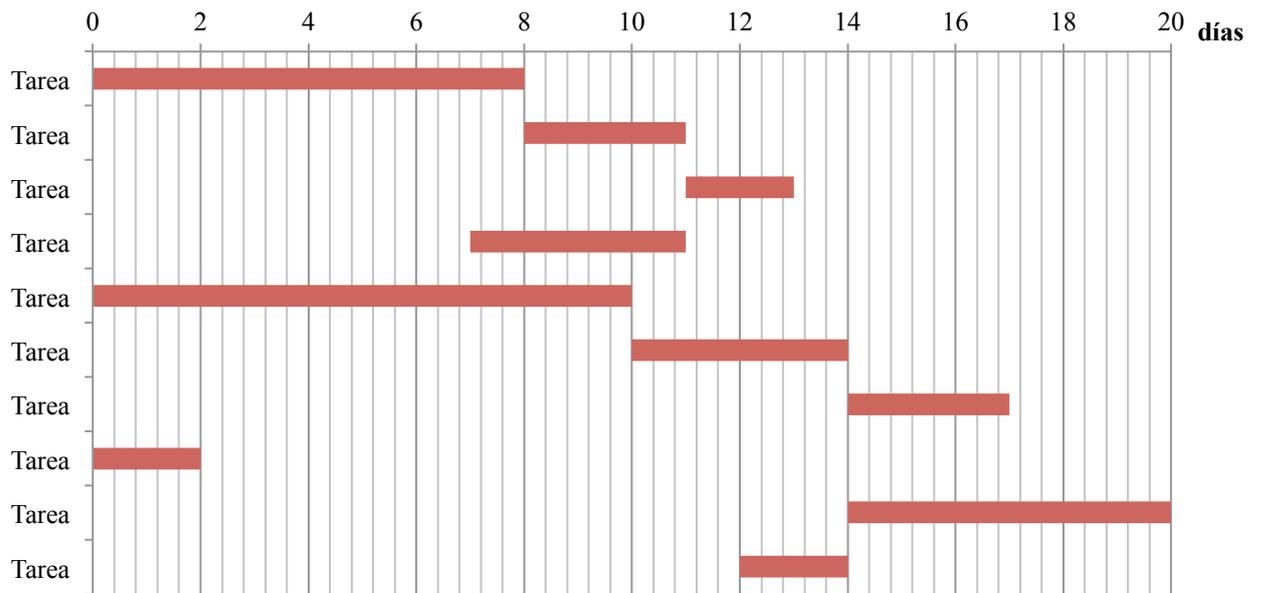


Figura 43.- *Diagrama de Gantt.*

ANEXO I

CÁLCULOS

ÍNDICE ANEXO I

1.- Consumo energético en la población.	1
2.- Potencia instalada	8
3.- Módulo fotovoltaico.	8
3.1.- Sombras	10
3.2.- Distribución.....	10
4.- Aerogeneradores	11
5.- Acumuladores	12
6.- Conductores.....	15
7.- Protecciones	19

1.- Consumo energético en la población.

La estimación del consumo de una vivienda en los 12 meses del año se calcula a partir de las ecuaciones descritas en el apartado correspondiente de dimensionado, los datos se recogen en las siguientes tablas.

MES	ENERO	31 días		
Horas de luz	5:59-18:06	12 horas		
Elemento	Potencia[kW]	Cantidad	Horas de consumo al mes	Consumo [kWh/mes]
Televisor	0,2	2	3	1,2
Ordenador	0,05	2	2	0,2
Iluminación	0,3	1	4	1,2
Lavadora	0,4	1	0,5	0,2
Plancha	0,15	1	0,5	0,075
Frigorífico	0,15	1	12	1,8
Microondas	1,2	1	0,5	0,6
Vitrocerámica	1,8	1	2	3,6
Aire acondicionado	1,5	1	0,9	1,35
Pequeños electrodomésticos	0,15	3	0,3	0,135
Termo eléctrico (80l)	1,5	1	0,9	1,35
			Total	363,01

MES	FEBRERO	28 días		
Horas de luz	6:10-18:17	12 horas		
Elemento	Potencia [kW]	Cantidad	Horas de consumo al mes	Consumo [kWh/mes]
Televisor	0,2	2	3	1,2
Ordenador	0,05	2	2	0,2
Iluminación	0,3	1	4	1,2
Lavadora	0,4	1	0,5	0,2
Plancha	0,15	1	0,5	0,075
Frigorífico	0,15	1	12	1,8
Microondas	1,2	1	0,5	0,6
Vitrocerámica	1,8	1	1,5	2,7
Aire acondicionado	1,5	1	0,9	1,35
Pequeños electrodomésticos	0,15	3	0,3	0,135
Termo eléctrico (80l)	1,5	1	0,9	1,35
			Total	302,68

MES	MARZO	31 días		
Horas de luz	6:10-18:16	12 horas		
Elemento	Potencia [kW]	Cantidad	Horas de consumo al mes	Consumo [kWh/mes]
Televisor	0,2	2	2	0,8
Ordenador	0,05	2	1	0,1
Iluminación	0,3	1	4	1,2
Lavadora	0,4	1	0,7	0,28
Plancha	0,15	1	0,3	0,045
Frigorífico	0,15	1	12	1,8
Microondas	1,2	1	0,5	0,6
Vitrocerámica	1,8	1	1,5	2,7
Aire acondicionado	1,5	1	0,95	1,425
Pequeños electrodomésticos	0,15	3	0,5	0,225
Termo eléctrico (80l)	1,5	1	0,95	1,425
			Total	328,60

MES	ABRIL	30 días		
Horas de luz	6:10-18:16	12 horas		
Elemento	Potencia [kW]	Cantidad	Horas de consumo al mes	Consumo [kWh/mes]
Televisor	0,2	2	2	0,8
Ordenador	0,05	2	2	0,2
Iluminación	0,3	1	5	1,5
Lavadora	0,4	1	0,5	0,2
Plancha	0,15	1	0,3	0,045
Frigorífico	0,15	1	12	1,8
Microondas	1,2	1	0,8	0,96
Vitrocerámica	1,8	1	2	3,6
Aire acondicionado	1,5	1	1	1,5
Pequeños electrodomésticos	0,15	3	0,3	0,135
Termo eléctrico (80l)	1,5	1	1	1,5
			Total	367,20

MES	MAYO	31 días		
Horas de luz	6:10-18:16	12 horas		
Elemento	Potencia [kW]	Cantidad	Horas de consumo al mes	Consumo [kWh/mes]
Televisor	0,2	2	2	0,8
Ordenador	0,05	2	3	0,3
Iluminación	0,3	1	5,2	1,56
Lavadora	0,4	1	0,7	0,28
Plancha	0,15	1	0,3	0,045
Frigorífico	0,15	1	12	1,8
Microondas	1,2	1	0,7	0,84
Vitrocerámica	1,8	1	2,2	3,96
Aire acondicionado	1,5	1	1,15	1,725
Pequeños electrodomésticos	0,15	3	0,5	0,225
Termo eléctrico (80l)	1,5	1	1,15	1,725
Total				411,06

MES	JUNIO	30 días		
Horas de luz	6:10-18:16			
Elemento	Potencia [kW]	Cantidad	Horas de consumo al mes	Consumo [kWh/mes]
Televisor	0,2	2	3	1,2
Ordenador	0,05	2	3	0,3
Iluminación	0,3	1	5,2	1,56
Lavadora	0,4	1	0,7	0,28
Plancha	0,15	1	0,3	0,045
Frigorífico	0,15	1	12	1,8
Microondas	1,2	1	0,7	0,84
Vitrocerámica	1,8	1	2,2	3,96
Aire acondicionado	1,5	1	1,5	2,25
Pequeños electrodomésticos	0,15	3	0,5	0,225
Termo eléctrico (80l)	1,5	1	1,5	2,25
Total				441,30

MES	JULIO	31 días		
Horas de luz	6:10-18:16			
Elemento	Potencia [kW]	Cantidad	Horas de consumo al mes	Consumo [kWh/mes]
Televisor	0,2	2	4	1,6
Ordenador	0,05	2	3	0,3
Iluminación	0,3	1	6	1,8
Lavadora	0,4	1	0,7	0,28
Plancha	0,15	1	0,3	0,045
Frigorífico	0,15	1	12	1,8
Microondas	1,2	1	0,9	1,08
Vitrocerámica	1,8	1	2,1	3,78
Aire acondicionado	1,5	1	1,75	2,625
Pequeños electrodomésticos	0,15	3	0,8	0,36
Termo eléctrico (80l)	1,5	1	1,75	2,625
Total				505,15

MES	AGOSTO	31 días		
Horas de luz	6:10-18:16			
Elemento	Potencia [kW]	Cantidad	Horas de consumo al mes	Consumo [kWh/mes]
Televisor	0,2	2	3	1,2
Ordenador	0,05	2	4	0,4
Iluminación	0,3	1	5	1,5
Lavadora	0,4	1	0,8	0,32
Plancha	0,15	1	0,7	0,105
Frigorífico	0,15	1	12	1,8
Microondas	1,2	1	0,4	0,48
Vitrocerámica	1,8	1	3	5,4
Aire acondicionado	1,5	1	1,6	2,4
Pequeños electrodomésticos	0,15	3	0,6	0,27
Termo eléctrico (80l)	1,5	1	1,6	2,4
Total				504,53

MES	SEPTIEMBRE	30 días		
Horas de luz	6:10-18:16			
Elemento	Potencia [kW]	Cantidad	Horas de consumo al mes	Consumo [kWh/mes]
Televisor	0,2	2	3	1,2
Ordenador	0,05	2	5	0,5
Iluminación	0,3	1	5,6	1,68
Lavadora	0,4	1	0,76	0,304
Plancha	0,15	1	0,5	0,075
Frigorífico	0,15	1	12	1,8
Microondas	1,2	1	0,5	0,6
Vitrocerámica	1,8	1	2,5	4,5
Aire acondicionado	1,5	1	1,2	1,8
Pequeños electrodomésticos	0,15	3	0,4	0,18
Termo eléctrico (80l)	1,5	1	1,2	1,8
Total				433,17

MES	OCTUBRE	31 días		
Horas de luz	6:10-18:16			
Elemento	Potencia [kW]	Cantidad	Horas de consumo al mes	Consumo [kWh/mes]
Televisor	0,2	2	3,2	1,28
Ordenador	0,05	2	3	0,3
Iluminación	0,3	1	6	1,8
Lavadora	0,4	1	0,64	0,256
Plancha	0,15	1	0,65	0,0975
Frigorífico	0,15	1	12	1,8
Microondas	1,2	1	0,5	0,6
Vitrocerámica	1,8	1	3	5,4
Aire acondicionado	1,5	1	1,25	1,875
Pequeños electrodomésticos	0,15	3	0,2	0,09
Termo eléctrico (80l)	1,5	1	1,25	1,875
Total				476,58

MES	NOVIEMBRE	30 días		
Horas de luz	6:10-18:16			
Elemento	Potencia [kW]	Cantidad	Horas de consumo al mes	Consumo [kWh/mes]
Televisor	0,2	2	2,6	1,04
Ordenador	0,05	2	4	0,4
Iluminación	0,3	1	5,6	1,68
Lavadora	0,4	1	0,7	0,28
Plancha	0,15	1	0,37	0,0555
Frigorífico	0,15	1	12	1,8
Microondas	1,2	1	0,27	0,324
Vitrocerámica	1,8	1	2,89	5,202
Aire acondicionado	1,5	1	1,3	1,95
Pequeños electrodomésticos	0,15	3	0,24	0,108
Termo eléctrico (80l)	1,5	1	1,3	1,95
Total				443,69

MES	DICIEMBRE	31 días		
Horas de luz	6:10-18:16			
Elemento	Potencia [kW]	Cantidad	Horas de consumo al mes	Consumo [kWh/mes]
Televisor	0,2	2	2,8	1,12
Ordenador	0,05	2	3	0,3
Iluminación	0,3	1	5	1,5
Lavadora	0,4	1	0,64	0,256
Plancha	0,15	1	0,5	0,075
Frigorífico	0,15	1	12	1,8
Microondas	1,2	1	0,5	0,6
Vitrocerámica	1,8	1	2	3,6
Aire acondicionado	1,5	1	1,2	1,8
Pequeños electrodomésticos	0,15	3	0,2	0,09
Termo eléctrico (80l)	1,5	1	1,2	1,8
Total				401,17

Cálculo del consumo medio diario de cada mes y el consumo medio diario a lo largo del año.

MES	$C_{V_m(x1)diario/mes}$
Enero	11,71 kWh/día
Febrero	10,81 kWh/día
Marzo	10,6 kWh/día
Abril	12,24 kWh/día
Mayo	13,26 kWh/día
Junio	14,71 kWh/día
Julio	16,295 kWh/día
Agosto	16,275 kWh/día
Septiembre	14,439 kWh/día
Octubre	15,3735 kWh/día
Noviembre	14,7895 kWh/día
Diciembre	12,941 kWh/día

Tabla 14.- Consumo diario medio de una vivienda.

CONSUMO VIVIENDA (x1)		
Año [kWh/año]	Mes [kWh/mes]	Día [kWh/día]
4978,1	414,8	13,6

Tabla 15.- Consumo de una vivienda.

CONSUMO VIVIENDAS (x17)		
Año [kWh/año]	Mes [kWh/mes]	Día [kWh/día]
84513,7	7052,3	231,5

Tabla 16.- Consumo del conjunto de viviendas.

CONSUMO ALUMBRADO		
Año [kWh/año]	Mes [kWh/mes]	Día [kWh/día]
6898,5	574,9	18,9

Tabla 17.- Consumo del alumbrado público.

CONSUMO PUEBLO TOTAL (x17+Alumbrado)		
Año [kWh/año]	Mes [kWh/mes]	Día [kWh/día]
91526,6	7627,22	250,44

Tabla 18. - Consumo total del pueblo.

2.- Potencia instalada

	CARGAS	Televisor	Ordenador	Iluminación	Lavadora	Plancha	Frigorífico	Microondas	Vitrocéramica	Pequeños electrodomésticos	Termo eléctrico (80l)	Aire acondicionado	SUMA	
	Fu			0,5	0,75				0,75		0,75			
	POTENCIA	0,2	0,05	0,3	0,4	0,15	0,075	1,2	1,35	0,15	1,5	1,5	6,875	
HORAS	0			0,15			0,075			0,15			0,375	
	1						0,075			0,15			0,225	
	2						0,075			0,15			0,225	
	3						0,075			0,15			0,225	
	4						0,075			0,15			0,225	
	5						0,075			0,15			0,225	
	6						0,075			0,15			0,225	
	7						0,075				1,5		1,725	
	8				0,15			0,075			1,5		1,725	
	9				0,15			0,075	1,2		1,5		3,075	
	10	0,2					0,15	0,075	1,2		1,5		1,775	
	11					0,3	0,15	0,075	1,2		1,5		1,875	
	12							0,075				1,5	1,575	
	13							0,075		1,35		1,5	2,925	
	14							0,075	1,2	1,35	0,15		1,5	4,275
	15	0,2	0,05					0,075	1,2	1,35	0,15		1,5	4,525
	16	0,2						0,075			0,15	1,5		1,925
	17	0,2						0,075				1,5		1,775
	18							0,075				1,5		1,575
	19							0,075			0,15	1,5		1,725
	20	0,2			0,15			0,075	1,2	1,35	0,15			3,125
	21	0,2	0,05		0,15			0,075	1,2	1,35	0,15	1,5		4,675
	22	0,2	0,05		0,15			0,075			0,15	1,5		2,125
	23		0,05		0,15			0,075			0,15			0,425

Tabla 19.- Análisis de la potencia media de una vivienda en Pedro Barba.

3.- Módulo fotovoltaico.

Cálculo de la energía capaz de suministrar un módulo fotovoltaico.

$$E_p = HPS \cdot Pr \cdot P_p = 3,452 \text{ h} \cdot 0,75 \cdot 315 \text{ W} = 815,53 \text{ Wh}$$

Potencia mínima necesaria a instalar.

$$P_{GFMIN} = \frac{E_{GF}}{E_p} \cdot P_p = \frac{250,48 \text{ kWh/día} \cdot 0,6}{0,81553 \text{ Wh}} \cdot 315 \text{ W} = 58,05 \text{ kW}$$

Se escogerá 3 inversores de 20 kW.

A continuación se muestra los cálculos realizados para la elección del inversor.

Inversor Sunny Tripower 20000TL Economic Excelend

Número máximo de ramales por inversor

$$N_{R_{MÁX}} \leq \frac{I_{MÁX,INV}}{I_P} = \frac{36 A}{9,04 A} = 3,98 \approx 3 \text{ ramas/entrada}$$

Número de paneles en paralelo

$$N_{P_{PARALELO}} = N_R \cdot N_E = 3 \cdot 1 = 3$$

Número de paneles en serie

$$N_{P_{SERIE}} = \frac{P_{INV(IN)}}{P_{GF_{MIN}}} \cdot \frac{E_{GF}}{E_P} \cdot \frac{1}{N_{P_{PARALELO}}} = \frac{20440 W}{315 W} \cdot \frac{250,48 kWh/día \cdot 0,6}{0,81553 Wh} \cdot \frac{1}{3} =$$

$$= 21,57 \approx 22$$

Se comprueba que el voltaje de del ramal entra dentro del rango de trabajo del inversor.

$$V_R = N_{P_{SERIE}} \cdot V_P = 17 \cdot 37V = 814 V$$

Puesto que el inversor Economic Excelend, trabaja dentro de un rango (570~620 V) este inversor no es óptimo para la instalación.

Inversor Sunny Tripower 20000TL

Número máximo de ramales por inversor

$$N_{R_{MÁX}} \leq \frac{I_{MÁX,INV}}{I_P} = \frac{33 A}{A} = 3,65 \approx 3 \text{ ramas/entrada}$$

Número de paneles en paralelo

$$N_{P_{PARALELO}} = N_R \cdot N_E = 3 \cdot 2 = 6$$

Número de paneles en serie

$$N_{P_{SERIE}} = \frac{P_{INV(IN)}}{P_{GF_{MIN}}} \cdot \frac{E_{GF}}{E_P} \cdot \frac{1}{N_{P_{PARALELO}}} = \frac{20440 W}{315 W} \cdot \frac{250,48 kWh/día \cdot 0,6}{0,81553 Wh} \cdot \frac{1}{6} =$$

$$= 10,83 \approx 11$$

Se comprueba que el voltaje de del ramal entra dentro del rango de trabajo del inversor.

$$V_R = N_{P_{SERIE}} \cdot V_P = 11 \cdot 37 V = 407 V$$

Puesto que el inversor Economic Exccelend, trabaja dentro de un rango (320~800 V) este inversor si será es óptimo para la instalación.

Puesto que se desean instalar 3 inversores Sunny Tripower 20000TL, el número total de paneles a instalar será:

$$N_P = N_{P_{PARALELO}} \cdot N_{P_{SERIE}} \cdot N_{INV} = 11 \cdot 6 \cdot 3 = 198$$

La potencia a instalar será:

$$P_{GF} = N_P \cdot P_P = 198 \cdot 315W = 62,327 kW$$

3.1.- Sombras

Cálculo de la altura del panel para la inclinación deseada:

$$h = L \cdot \text{sen}(\beta) = 0,994 m \cdot \text{sen}(30) = 497 mm$$

Cálculo de la distancia mínima entre paneles

$$d_{mín} = \frac{h}{\tan(67^\circ - |\phi|)} = \frac{497}{\tan(67^\circ - |29,15|)} = 800,02 mm$$

3.2.- Distribución

Se conoce que el área delimitada para la instalación tiene unas dimensiones

$$L_x = 29,88 m$$

$$L_y = 22,32 \text{ m}$$

Cálculo del número máximo de paneles o ramas en paralelo

$$N_{P_{PARALELO}} \leq \frac{L_y}{d + L \cdot \cos\beta} = \frac{22,32 \text{ m}}{0,830 \text{ m} + 0,994 \text{ m} \cdot \cos(30)} = 13,03 \approx 13$$

Cálculo del número de paneles en serie

$$N_{P_{SERIE}} \leq \frac{L_x}{W} = \frac{22,32 \text{ m}}{1,958 \text{ m}} = 14,96 \approx 14$$

Número de paneles que pueden instalarse dentro del área seleccionada

$$N_{TP} = N_{P_{PARALELO}} \cdot N_{P_{SERIE}} = 13 \cdot 14 = 182$$

4.- Aerogeneradores

Producción de potencia del aerogenerador ENAIR70 según velocidad del viento:

Curva de potencia

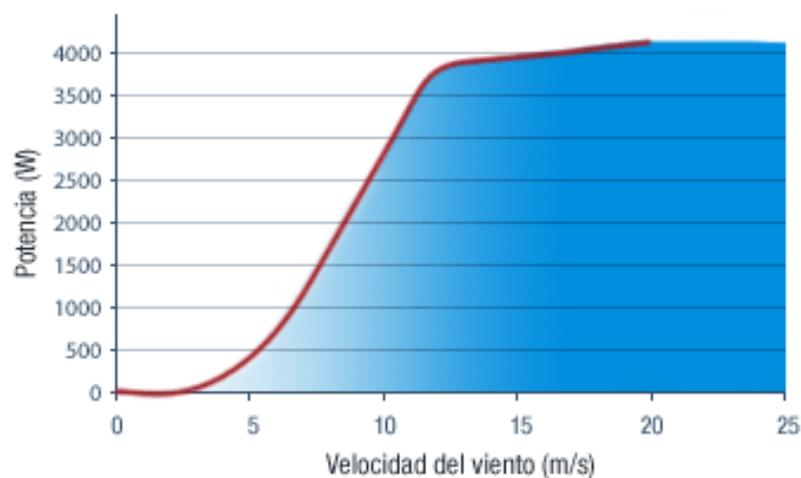


Figura 44.- Curva de potencia ENAIR 70.

Producción anual de energía del aerogenerador ENAIR70:

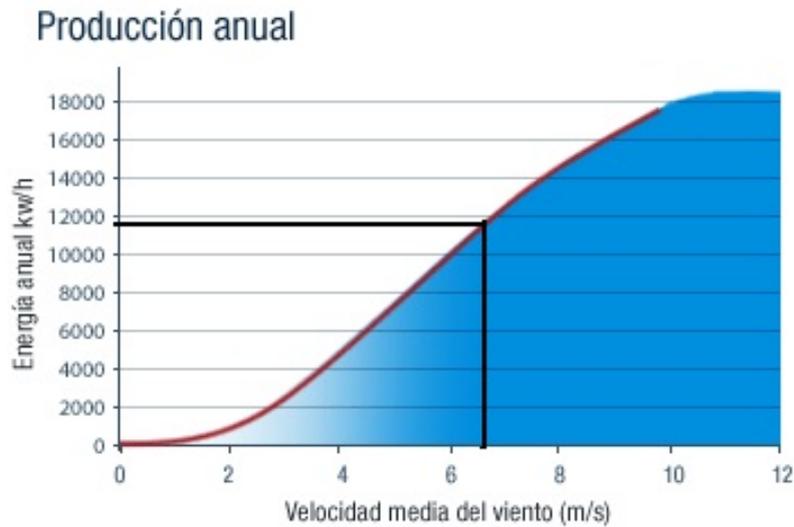


Figura 45.- Producción anual ENAIR 70.

Energía diaria que suministrará cada aerogenerador:

$$E_{AE}(\text{diaria}) = \frac{E_{AE}(\text{anual})}{365 \text{ días}} = \frac{11800 \text{ kWh/año}}{365 \text{ días}} = 32,33 \text{ kWh}$$

Número de aerogeneradores necesarios:

$$N_{AE} = \frac{E_{PE}(\text{diaria}) \cdot 0,4}{E_{AE}(\text{diaria})} = \frac{250,48 \text{ kWh/día} \cdot 0,4}{32,33 \text{ kWh}} = 3,1 \approx 4 \text{ aerogeneradores}$$

Potencia necesaria del conjunto de inversores eólicos:

$$P_{INV,mín} = N_{AE} \cdot P_{AE} = 4 \cdot 5,5 \text{ kW} = 22 \text{ kW}$$

5.- Acumuladores

Cálculo de la energía que ha de suministrar el conjunto de acumuladores

$$E_A = E_{PB}(\text{diaria}) \cdot D_{aut} = 251,75 \text{ kWh/día} \cdot 1,5 \text{ días} = 377,63 \text{ kWh}$$

Cálculo del coeficiente de pérdidas

$$k_t = [1 - (k_b + k_c + k_r + k_x)] \cdot \left[1 - \frac{(k_a \cdot D_{aut})}{P_d} \right] =$$

$$= [1 - (0,05 + 0,2 + 0,05 + 0,1)] \cdot \left[1 - \frac{0,005 \cdot 1,5}{0,30} \right] = 0,585$$

A continuación se muestra los cálculos realizados para la elección del tipo de celda.

TAB 12 OPZS 1500

Energía que es capaz de entregar una celda en Wh ,:

$$E_C = C_C \cdot V_C \cdot p_D \cdot k_t = 1832,6 \text{ Ah} \cdot 0,30 \cdot 0,585 = 643 \text{ Wh}$$

Celdas en serie por rama del inversor

$$N_{C_{SERIE}} = \frac{V_{INV}}{V_C} = \frac{48 \text{ V}}{2 \text{ V}} = 24$$

Celdas o ramas en paralelo por inversor

$$N_{C_{PARALELO}} = \frac{E_A}{N_{INV} \cdot E_C \cdot N_{C_{SERIE}}} = \frac{377,63 \text{ kWh}}{11 \cdot 643 \text{ Wh} \cdot 24} = 2,33 \approx 3$$

Número total de celdas

$$N_{TC} = N_{C_{SERIE}} \cdot N_{C_{PARALELO}} \cdot N_{INV} = 24 \cdot 3 \cdot 11 = 792$$

La intensidad por cada celda es:

$$I_C = \frac{C_C}{H_{aut}} = \frac{643 \text{ Ah}}{36 \text{ h}} = 50,91 \text{ A}$$

Puesto que tenemos 3 ramas por inversor la intensidad de trabajo será

$$I_T = I_C \cdot N_{C_{PARALELO}} = 3 \cdot 50,91 \text{ A} = 152,72 \text{ A}$$

La intensidad supera el valor máximo permitido por el inversor.

TAB 16 OPZS 2000

Energía que es capaz de entregar una celda en Wh ,:

$$E_C = C_C \cdot V_C \cdot p_D \cdot k_t = 2434 \text{ Ah} \cdot 0,30 \cdot 0,585 = 854 \text{ Wh}$$

Celdas en serie por rama del inversor

$$N_{C_{SERIE}} = \frac{V_{INV}}{V_C} = \frac{48 \text{ V}}{2 \text{ V}} = 24$$

Celdas o ramas en paralelo por inversor

$$N_{C_{PARALELO}} = \frac{E_A}{N_{INV} \cdot E_C \cdot N_{C_{SERIE}}} = \frac{377,63 \text{ kWh}}{11 \cdot 854 \text{ Wh} \cdot 24} = 1,75 \approx 2$$

Número total de celdas

$$N_{TC} = N_{C_{SERIE}} \cdot N_{C_{PARALELO}} \cdot N_{INV} = 24 \cdot 2 \cdot 11 = 528$$

La intensidad por cada celda es:

$$I_C = \frac{C_C}{H_{aut}} = \frac{854 \text{ Ah}}{36 \text{ h}} = 57,61 \text{ A}$$

Puesto que tenemos 3 ramas por inversor la intensidad de trabajo será

$$I_T = I_C \cdot N_{C_{PARALELO}} = 2 \cdot 57,61 \text{ A} = 135,22 \text{ A}$$

La intensidad es menor que el valor máximo permitido por el inversor.

TAB 24 OPZS 2500

Energía que es capaz de entregar una celda en Wh ,:

$$E_C = C_C \cdot V_C \cdot p_D \cdot k_t = 3042 \text{ Ah} \cdot 0,30 \cdot 0,585 = 1068 \text{ Wh}$$

Celdas en serie por rama del inversor

$$N_{C_{SERIE}} = \frac{V_{INV}}{V_C} = \frac{48 \text{ V}}{2 \text{ V}} = 24$$

Celdas o ramas en paralelo por inversor

$$N_{C_{PARALELO}} = \frac{E_A}{N_{INV} \cdot E_C \cdot N_{C_{SERIE}}} = \frac{377,63 \text{ kWh}}{11 \cdot 1068 \text{ Wh} \cdot 24} = 1,4 \approx 2$$

Número total de celdas

$$N_{TC} = N_{C_{SERIE}} \cdot N_{C_{PARALELO}} \cdot N_{INV} = 24 \cdot 2 \cdot 11 = 528$$

La intensidad por cada celda es:

$$I_C = \frac{C_C}{H_{aut}} = \frac{1068 \text{ Ah}}{36 \text{ h}} = 84,51 \text{ A}$$

Puesto que tenemos 3 ramas por inversor la intensidad de trabajo será

$$I_T = I_C \cdot N_{C_{PARALELO}} = 2 \cdot 84,51 \text{ A} = 169,03 \text{ A}$$

La intensidad es mayor que el valor máximo permitido por el inversor.

6.- Conductores

Conductores CC entre módulos e inversor.

Cálculo de la sección del cable

$$S_{CC} = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_{CC}}{1\% \cdot V_R \cdot k} = \frac{2 \cdot 44,56 \text{ m} \cdot 9,04 \text{ A}}{1\% \cdot 407 \text{ V} \cdot 56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2} = 3,53 \text{ mm}^2 \approx 4\text{mm}^2$$

Conocido el tipo de instalación y el tipo de aislamiento se comprueba a partir de la norma UNE 20460-5-523, que la corriente máxima del cable para la sección calculada es mayor que la corriente máxima del ramal (I_{CC}).

Se comprueba en la ficha técnica del módulo del fabricante que nuestra sección es aconsejable y por tanto válida.

Cálculo de las pérdidas máximas del conductor para la sección calculada.

$$\theta = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_{CC}}{S_p \cdot V_{ramal} \cdot k} = \frac{2 \cdot 44,56 \text{ m} \cdot 9,04 \text{ A}}{4 \text{ mm}^2 \cdot 407 \text{ V} \cdot 56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2} = 0,88\%$$

Conductores CC entre aerogeneradores e inversor.

Cálculo de la sección del cable

$$S_{CC} = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_{AE}}{1\% \cdot V_R \cdot k} = \frac{2 \cdot 37,17 \text{ m} \cdot 15 \text{ A}}{1\% \cdot 440 \text{ V} \cdot 56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2} = 4,53 \text{ mm}^2 \approx 6\text{mm}^2$$

Conocido el tipo de instalación y el tipo de aislamiento se comprueba a partir de la norma UNE 20460-5-523, que la corriente máxima del cable para la sección calculada es mayor que la corriente máxima del ramal de minieólicos (I_{AE}).

Se comprueba en la ficha técnica del módulo del fabricante que la sección aconsejable es de 10 mm^2 , por tanto tomaremos este valor para la sección..

Cálculo de las pérdidas máximas del conductor para la sección calculada.

$$\theta = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_{CC}}{S_p \cdot V_{ramal} \cdot k} = \frac{2 \cdot 37,17 \text{ m} \cdot 15 \text{ A}}{10 \text{ mm}^2 \cdot 440 \text{ V} \cdot 56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2} = 0,45\%$$

Conductores CC ramas baterías

Cálculo de la sección del cable del ramal de baterías

$$S_{CC} = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_C}{1\% \cdot V_R \cdot k} = \frac{2 \cdot 5,5 \text{ m} \cdot 70 \text{ A}}{1\% \cdot 48 \text{ V} \cdot 56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2} = 31,25 \text{ mm}^2 \approx 35 \text{ mm}^2$$

Conocido el tipo de instalación y el tipo de aislamiento se comprueba a partir de la norma UNE 20460-5-523, que la corriente máxima del cable para la sección calculada es mayor que la corriente máxima del ramal (I_C).

Se comprueba en la ficha técnica del módulo del fabricante que nuestra sección es aconsejable y por tanto válida.

Cálculo de las pérdidas máximas del conductor para la sección calculada.

$$\theta = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_C}{S_p \cdot V_{ramal} \cdot k} = \frac{2 \cdot 5,5 \text{ m} \cdot 70 \text{ A}}{35 \text{ mm}^2 \cdot 48 \text{ V} \cdot 56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2} = 0,89\%$$

El inversor dispone de una sola entrada, se calcula la sección del cables después de la unión de los ramales de las baterías.

$$S_{CC} = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_C}{1 \% \cdot V_R \cdot k} = \frac{2 \cdot 1 \text{ m} \cdot 140 \text{ A}}{1 \% \cdot 48 \text{ V} \cdot 56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2} = 10,42 \text{ mm}^2 \approx 16 \text{ mm}^2$$

Conocido el tipo de instalación y el tipo de aislamiento se comprueba a partir de la norma UNE 20460-5-523, que la corriente máxima del cable para la sección calculada es menor que la corriente máxima (I_C), se tomará por tanto un sección de cable, de acuerdo con la norma, de 95 mm^2

Cálculo de las pérdidas máximas del conductor para la sección calculada.

$$\theta = \frac{2 \cdot L_R \cdot I_C}{S_p \cdot V_{ramal} \cdot k} = \frac{2 \cdot 5,5 \text{ m} \cdot 140 \text{ A}}{95 \text{ mm}^2 \cdot 48 \text{ V} \cdot 56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2} = 0,11\%$$

Conductores CA entre inversor de fotovoltaica y embarrado.

Cálculo de la sección del cable

$$S_{CC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{MÁX(INV)} \cdot \cos\varphi}{1 \% \cdot V_R \cdot k} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4 \text{ m} \cdot 29 \text{ A} \cdot 1}{1 \% \cdot 400 \text{ V} \cdot 56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2} = 0,90 \text{ mm}^2$$

Conocido el tipo de instalación y el tipo de aislamiento se comprueba a partir de la norma UNE 20460-5-523, que la corriente máxima del cable para la sección calculada es menor que la corriente máxima que suministra el inversor ($I_{MÁX(INV)}$), se tomará por tanto un sección de cable, de acuerdo con la norma, de 6 mm^2

Cálculo de las pérdidas máximas del conductor para la sección calculada.

$$\theta = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{MÁX(INV)} \cdot \cos\varphi}{S_p \cdot V_{ramal} \cdot k \cdot \cos\varphi} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4 \text{ m} \cdot 29 \text{ A} \cdot 1}{6 \text{ mm}^2 \cdot 400 \text{ V} \cdot 56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2} = 0,17\%$$

Conductores CA entre inversor de eólica y embarrado.

Cálculo de la sección del cable

$$S_{CC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{MÁX(INV)} \cdot \cos\varphi}{1 \% \cdot V_R \cdot k} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4 \text{ m} \cdot 14,5 \text{ A} \cdot 1}{1 \% \cdot 400 \text{ V} \cdot 56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2} = 0,45 \text{ mm}^2$$

Conocido el tipo de instalación y el tipo de aislamiento se comprueba a partir de la norma UNE 20460-5-523, que la corriente máxima del cable para la sección calculada

es menor que la corriente máxima que suministra el inversor ($I_{MÁX(INV)}$), se tomará por tanto un sección de cable, de acuerdo con la norma, de 10 mm^2

Cálculo de las pérdidas máximas del conductor para la sección calculada.

$$\theta = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{MÁX(INV)} \cdot \cos\varphi}{S_p \cdot V_{ramal} \cdot k \cdot \cos\varphi} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4 \text{ m} \cdot 29 \text{ A} \cdot 1}{10 \text{ mm}^2 \cdot 400 \text{ V} \cdot 56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2} = 0,05\%$$

Conductores CA entre embarrado y multicluster box (caja de interruptores).

Cálculo de la sección del cable

$$S_{CC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{MÁX(EMB)} \cdot \cos\varphi}{1\% \cdot V_R \cdot k} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4 \text{ m} \cdot 116 \text{ A} \cdot 1}{1\% \cdot 400 \text{ V} \cdot 56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2} = 3,59 \text{ mm}^2$$

Conocido el tipo de instalación y el tipo de aislamiento se comprueba a partir de la norma UNE 20460-5-523, que la corriente máxima del cable para la sección calculada es menor que la corriente máxima que hay a la salida del embarrado ($I_{MÁX(EMB)}$), se tomará por tanto un sección de cable, de acuerdo con la norma, de 50 mm^2 .

Cálculo de las pérdidas máximas del conductor para la sección calculada.

$$\theta = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{MÁX(EMB)} \cdot \cos\varphi}{S_p \cdot V_{ramal} \cdot k \cdot \cos\varphi} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4 \text{ m} \cdot 116 \text{ A} \cdot 1}{50 \text{ mm}^2 \cdot 400 \text{ V} \cdot 56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2} = 0,08\%$$

Conductores CA entre inversor de baterías y Multicluster Box 12.

Cálculo de la sección del cable

$$S_{CC} = \frac{2 \cdot L_{CA} \cdot I_{MÁX(INV)} \cdot \cos\varphi}{1\% \cdot V_R \cdot k} = \frac{2 \cdot 4 \text{ m} \cdot 120 \text{ A} \cdot 1}{1\% \cdot 253 \text{ V} \cdot 56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2} = 38,96 \text{ mm}^2$$

$$\approx 50 \text{ mm}^2$$

Conocido el tipo de instalación y el tipo de aislamiento se comprueba a partir de la norma UNE 20460-5-523, que la corriente máxima del cable para la sección calculada es mayor que la corriente máxima que suministra el inversor ($I_{MÁX(INV)}$), por lo que esta sección de cables es válida.

Cálculo de las pérdidas máximas del conductor para la sección calculada.

$$\theta = \frac{2 \cdot L_{CA} \cdot I_{MÁX(INV)} \cdot \cos\varphi}{S_p \cdot V_{ramal} \cdot k \cdot \cos\varphi} = \frac{2 \cdot 4 \text{ m} \cdot 29 \text{ A} \cdot 1}{50 \text{ mm}^2 \cdot 253 \text{ V} \cdot 56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2} = 0,78\%$$

7.- Protecciones

Cálculos de protecciones CC

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Fusibles

$$I_b < I_n < I_z$$

$$9 \text{ A} < \mathbf{16 \text{ A}} < 20 \text{ A}$$

Protección contra sobretensiones

$$V_{trab} < V_{prot} < V_{inv}$$

$$502,8 \text{ V} < \mathbf{700 \text{ V}} < 1000 \text{ V}$$

AEROGENERADORES

Fusibles

$$I_b < I_n < I_z$$

$$25 \text{ A} < \mathbf{32 \text{ A}} < 34 \text{ A}$$

Protección contra sobretensiones

$$V_{trab} < V_{prot} < V_{inv}$$

$$502,8 \text{ V} < \mathbf{700 \text{ V}} < 1000 \text{ V}$$

ACUMULADORES

Fusibles

$$I_b < I_n < I_z$$

$$115 A < \mathbf{125 A} < 144 A$$

Cálculo de protecciones corriente CA

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Interruptor Magnetotérmico

$$I_c < I_n < I_{cond}$$

$$29 A < \mathbf{30A} < 34A$$

Interruptor Diferencial

$$I_c < I_n < I_{cond}$$

$$29A < \mathbf{30 A} < 34 A$$

AEROGENERADORES

Interruptor Magnetotérmico

$$I_c < I_n < I_{cond}$$

$$14,5 A < \mathbf{30 A} < 60 A$$

Interruptor Diferencial

$$I_c < I_n < I_{cond}$$

$$14,5 A < \mathbf{30 A} < 60 A$$

ANEXO II

ESTUDIO DEL FLUJO LUMÍNICO

ÍNDICE ANEXO II

1.- Introducción y Normativa.	1
2.- Distribución de las luminarias en el terreno	2
3.- Elección del tipo de luminarias	3
4.- Procedimiento de elaboración del modelo 3D para Dialux.	3
5.- Resultados y conclusiones.....	5

1.- Introducción y Normativa.

Para conocer la potencia que se debe instalar, es necesario conocer el número de luminarias necesarias así como la potencia correspondiente en cada una de ellas.

Para ello, en primer lugar se ha buscado cual es la normativa vigente que regula el flujo lumínico y su uniformidad en el terreno.

Según la Guía Técnica de Eficiencia Energética en Iluminación, concretamente el apartado de Alumbrado público y publicado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), como mínimo deben existir unos requerimientos luminotécnicos dependiendo de la situación del proyecto.

SITUACIONES DE PROYECTO	TIPOS DE VÍAS	CLASE DE ALUMBRADO*
C 1	<ul style="list-style-type: none"> • Carriles bici independientes a lo largo de la calzada, entre ciudades en área abierta y de unión en zonas urbanas - Parámetros específicos dominantes (Nota 1) 	
	Flujo de tráfico de ciclistas	S 1
	Alto	S 2
	Normal	S 3
	<ul style="list-style-type: none"> - Parámetros específicos complementarios (Nota 2) Niveles de luminosidad ambiental 	S 4
D 1 - D 2	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas de aparcamiento en autopistas y autovías. • Aparcamientos en general. • Estaciones de autobuses. - Parámetros específicos dominantes 	
	Flujo de tráfico de peatones	CE 1A
	Alto	CE 2
	Normal	CE 3
	<ul style="list-style-type: none"> - Parámetros específicos complementarios Niveles de luminosidad ambiental 	CE 4
D 3 - D 4	<ul style="list-style-type: none"> • Calles residenciales suburbanas con aceras para peatones a lo largo de la calzada • Zonas de velocidad muy limitada - Parámetros específicos dominantes 	
	Flujo de tráfico de peatones y ciclistas	CE2
	Alto	S 1
	Normal	S 2
	<ul style="list-style-type: none"> - Parámetros específicos complementarios (Nota 2) Complejidad del campo visual Riesgo de criminalidad Reconocimiento facial Niveles de luminosidad ambiental 	S 3
		S 4

Figura 46.- Clases de Alumbrado según el tipo de vía (IDAE).

En este caso, el proyecto se desarrolla en una zona de velocidad muy limitada para el tráfico de automóviles y con los siguientes parámetros específicos:

- Parámetros específicos dominantes:
 - Flujo de tráfico de peatones y ciclistas: Normal.
- Parámetros específicos complementarios:
 - Complejidad del campo visual: Normal.
 - Niveles de luminosidad ambiental: Baja.
 - Reconocimiento facial: Innecesario.
 - Riesgo de criminalidad: Normal.

Esta situación de proyecto corresponde con una situación D3-D4 correspondiente a un tipo de alumbrado S4 cuyos requerimientos luminotécnicos son los siguientes:

- Iluminancia media: 5 lux
- Iluminancia mínima: 1 lux
- Uniformidad media: 20%

Iluminancia horizontal en el área de la calzada			
Clase de Alumbrado	Iluminancia Media Em (lux)	Iluminancia mínima Emin (lux)	Uniformidad Media Um (%)
S1	15	5	33
S2	10	3	30
S3	7,5	1,9	25
S4	5	1	20

Figura 47.- Iluminación horizontal en el área de la calzada según el tipo de alumbrado (IDAE).

2.- Distribución de las luminarias en el terreno

De acuerdo con lo anterior, las luminarias seleccionadas se han distribuido en el terreno de manera que se cumplan estos requerimientos en todos los puntos de las vías.

La selección del tipo y modelo de las luminarias se ha realizado según la forma en la que estas iluminan el terreno además de tener en cuenta los siguientes puntos:

- El comportamiento de su flujo luminoso en el pueblo según el modelo realizado con el software Dialux.

- Su apariencia externa acorde a la estética del pueblo y por tanto el hecho de que apenas contribuye a la contaminación visual del entorno.
- Su bajo consumo (60W por luminaria).
- Su pequeño tamaño y reducido coste.
- Cumplimiento de los requerimientos técnicos exigibles para luminarias con tecnología LED de alumbrado exterior según el Instituto para la diversificación y el ahorro de energía (IDAE) publicados el 14 de enero de 2014.
- La disponibilidad del producto en España.

3.- Elección del tipo de luminarias

Por tanto, Se ha decidido que el tipo de luminarias a instalar serán de tecnología Led y de la empresa Philips.

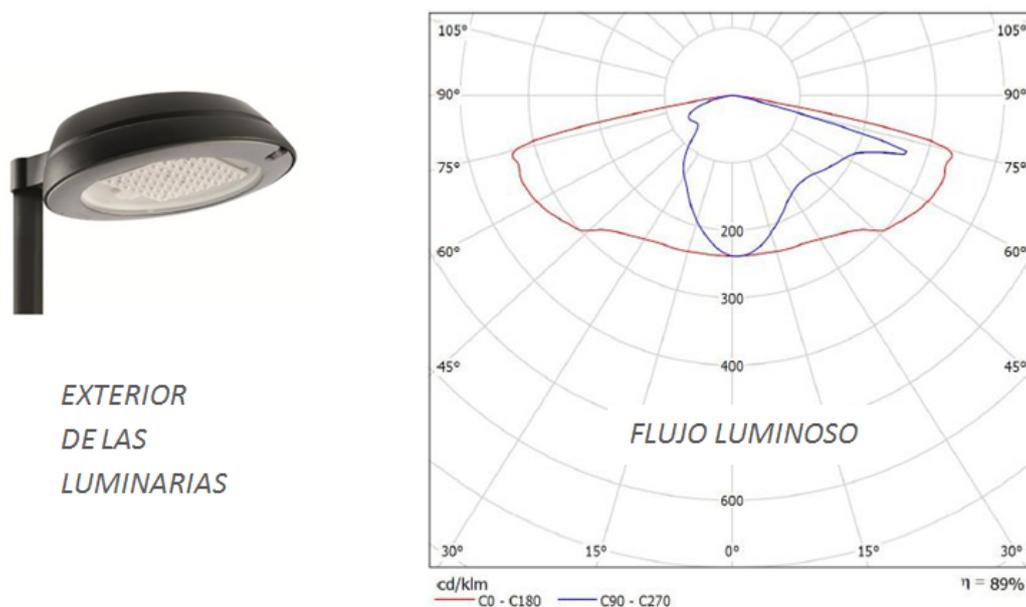


Figura 48.- *Luminarias escogidas.*

Concretamente el modelo "BGP430-T35" de la familia "CitySoul Mini" con un flujo luminoso individual de 7052 lúmenes y una potencia de 60 W por luminaria.

4.- Procedimiento de elaboración del modelo 3D para Dialux.

A través del software Autocad2015, se ha realizado un plano simplificado de las viviendas en el poblado así como de sus calles a partir del plano general de la isla.

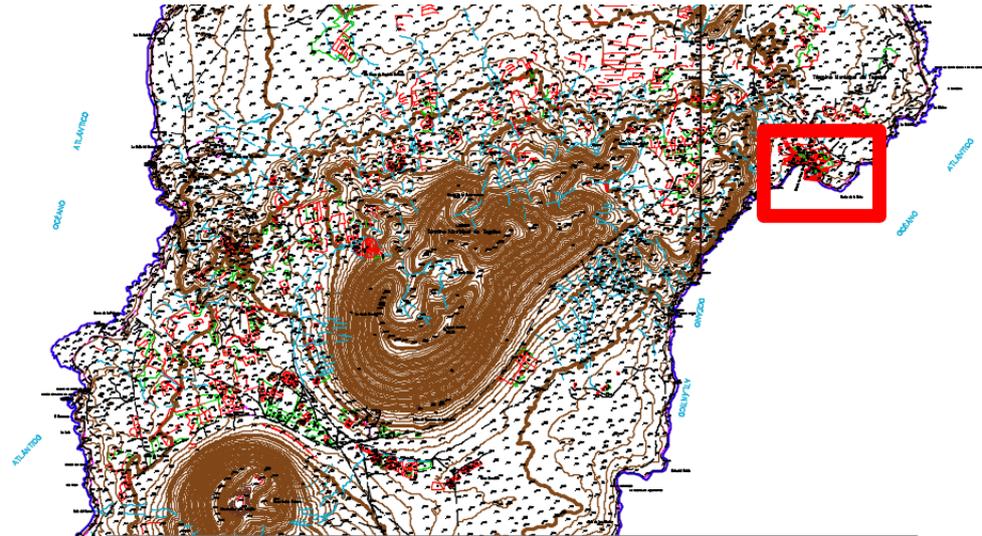


Figura 49.- Plano general del pueblo de la isla.

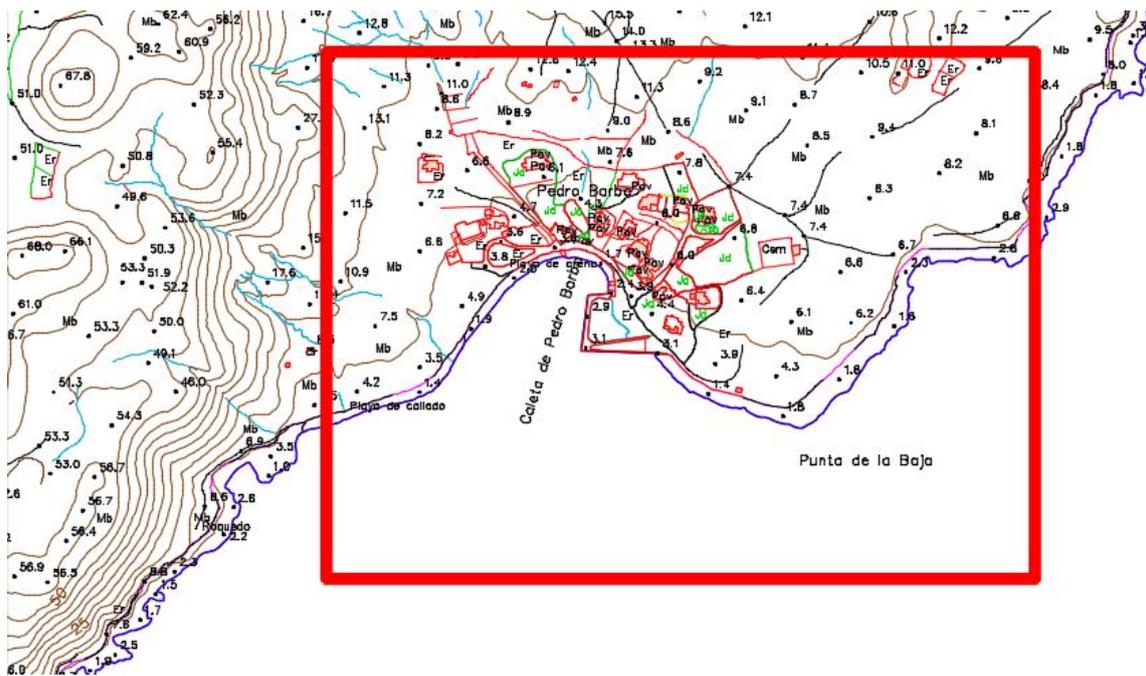


Figura 50.- Plano sin simplificar.

Este plano simplificado ha sido introducido como plantilla en el software Dialux que a partir de sus herramientas, se ha realizado un modelo a escala del poblado en 3D y se ha seleccionado el tipo de luminarias así como el número de las mismas.

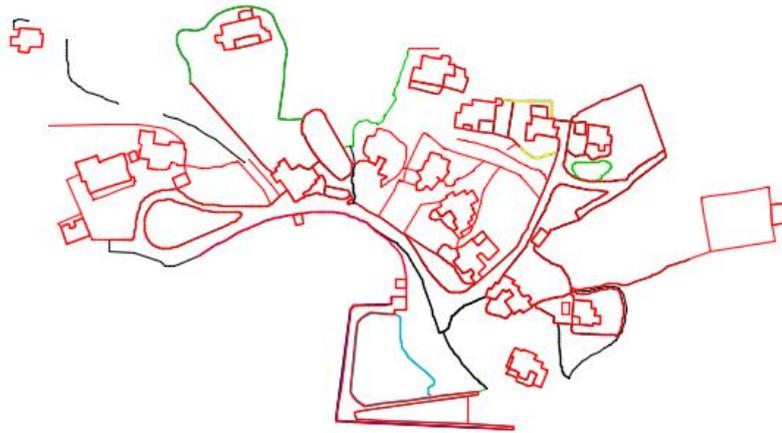


Figura 51.- *Plano simplificado para realizar modelo en 3D en DIALUX.*

El tipo de luminarias se ha escogido comprobando en todo momento y en cada simulación que la distribución de luces cumple con los criterios de diseño y normativa anteriormente mencionados.

5.- Resultados y conclusiones.

El flujo luminoso distribuido a lo largo de las vías del pueblo puede apreciarse de una manera muy visual en la siguiente imagen gracias a su representación en colores falsos. Se le ha asignado un color a cada nivel de iluminación de manera que puede verse como el color morado correspondiente al mínimo de 1 Lux existe por todo el recorrido de las vías. El resto de colores corresponden con un nivel superior de iluminación.

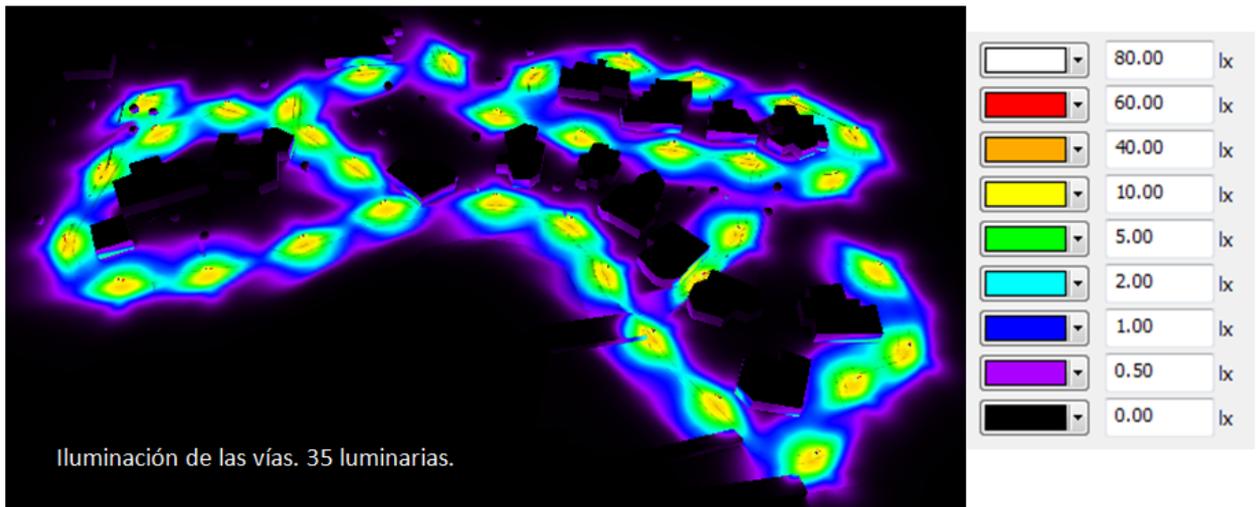


Figura 52.- Flujo lumínico en el terreno.

Se muestra a continuación una imagen comparativa de un ejemplo del flujo lumínico del pueblo en colores falsos y en su imagen natural.

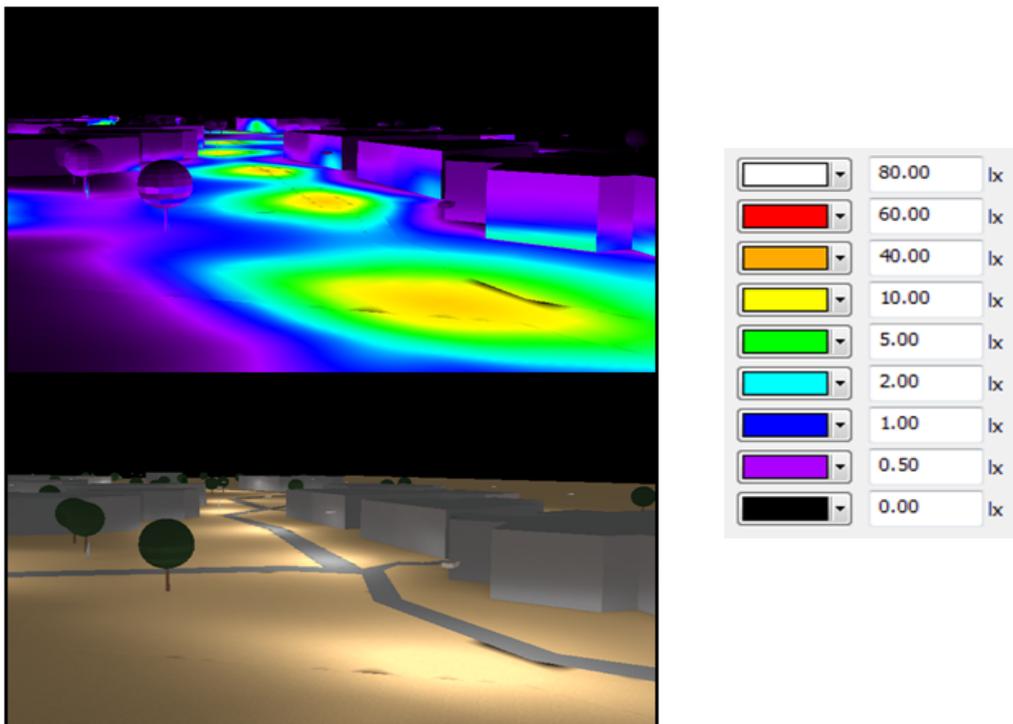


Figura 53.- Comparativa colores falsos.

Modificando los valores de la intensidad del flujo lumínico, comprobamos con mayor claridad que efectivamente el flujo en ningún punto de las vías es inferior a 1 lux y con una uniformidad de como mínimo el 20% tal y como especifica la normativa.

Por tanto, el total de luminarias seleccionadas necesarias serán 35.



Figura 54.- *Comparación iluminación mínima.*

ANEXO III

ESTUDIO DE LA
ESTRUCTURA SOPORTE
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

ÍNDICE ANEXO III

1.- Introducción.....	1
2.- Tipos de perfiles y soldadura.....	1
3.- Sujeciones de los paneles a los perfiles.	3
5.- Fuerzas.	3
6.- Simulación y resultados.	4

1.- Introducción.

Con el objetivo de evitar costes o sobredimensionados en los soportes que sujetarán los paneles fotovoltaicos, puesto que se trata de un gran número de ellos y todos a una misma inclinación, se ha optado por diseñar la estructura soporte conociendo ya el tipo de paneles que van a usarse, tanto su peso como sus dimensiones. Esta estructura debe de ser ligera, que no se corroa con facilidad por el ambiente salino al que va a estar sometido además de estar fabricada con perfiles fáciles de encontrar en el mercado y económicos.

Con el objetivo de comprobar la viabilidad estructural del soporte que se ha modelado, se realizará su análisis de tensiones y desplazamientos mediante el software SolidWorks.

En primer lugar se ha diseñado un croquis básico de la estructura soporte que permita alojar tres módulos solares ATERSA A-315M GS con sus correspondientes dimensiones (1958 x 994 x 50) mm.

Una vez realizado el diseño, se han seleccionado una serie de perfiles normalizados, se ha realizado el modelo 3D del diseño con dichos perfiles tratando la estructura como soldada, cada tipo de soldadura queda reflejada en los planos correspondientes.

2.- Tipos de perfiles y soldadura.

La estructura consta de 9 perfiles normalizados DIN tipo *L* de dimensiones 100x10x10, 2 perfiles *IPE140* de y 4 perfiles tipo *U* de dimensiones 30x15. Todos los perfiles serán de Aluminio 1060 debido a que por su cercanía al mar, deben estar fabricados en un material poco corrosivo y para su transporte conviene que no sean pesados.

La soldadura entre perfiles de aluminio se realizará mediante varillas para soldar aluminio de la empresa española Durafix ya que estas permiten soldar sin necesidad de equipos de soldadura autógena o eléctrica, siendo únicamente necesario un soplete adecuado.



Figura 55.- Varillas para solad aluminio DURAFIX.

Existen 4 sujeciones de la estructura al suelo en los puntos indicados en la siguiente figura:

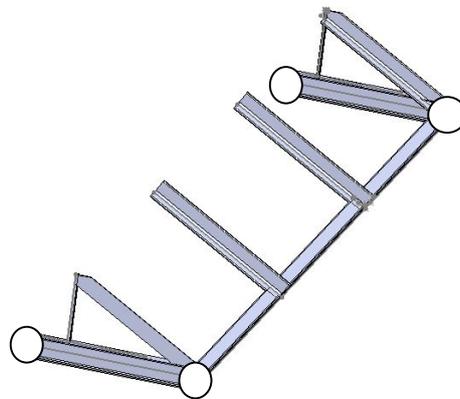


Figura 56.- Sujeciones al terreno.

Sobre esta estructura podrán colocarse los módulos fotovoltaicos en series de 3 formando un ángulo respecto al terreno de 30° .

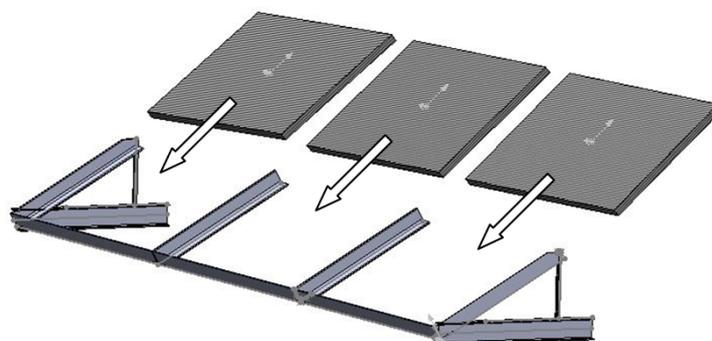


Figura 57.- Colocación de los módulos fotovoltaicos en el soporte.

3.- Sujeciones de los paneles a los perfiles.

Los módulos fotovoltaicos se instalarán desde la parte superior y se fijarán a los perfiles mediante un fijador intermedio completo, concretamente de la marca "Cambio Energético" de 32 – 51 mm de longitud fabricados también en aluminio y que unirán los perfiles tipo L a los paneles.



Figura 58.- *Fijador intermedio.*

5.- Fuerzas.

El estudio estructural consiste en comprobar si los perfiles anteriormente mencionados cumplen las tensiones y deformaciones originadas por el propio peso de los módulos fotovoltaicos. El peso (225 N) de los módulos fotovoltaicos se distribuye de manera uniforme en la parte de los perfiles tipo L donde se apoyan, por ello se ha colocado una carga distribuida de 225 N en las tres caras de un perfil que soportan esta carga.

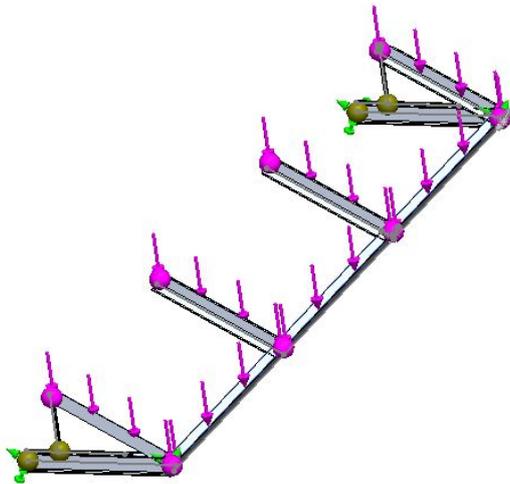


Figura 59.- *Distribución de cargas en la estructura.*

6.- Simulación y resultados.

A continuación, se ha realizado un estudio de las tensiones y deformaciones que sufre la estructura.

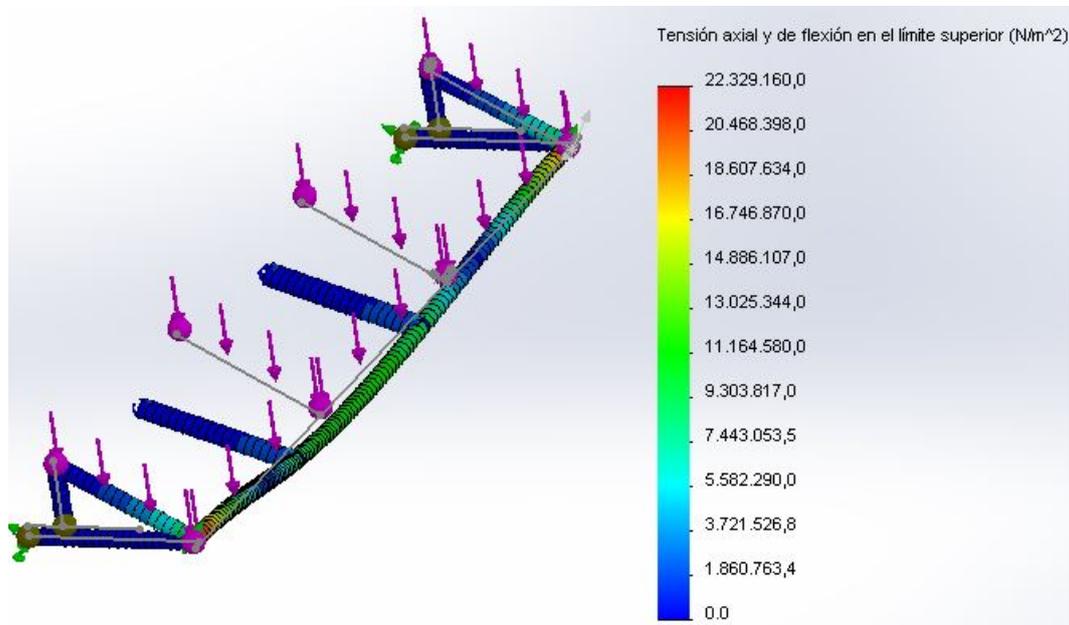
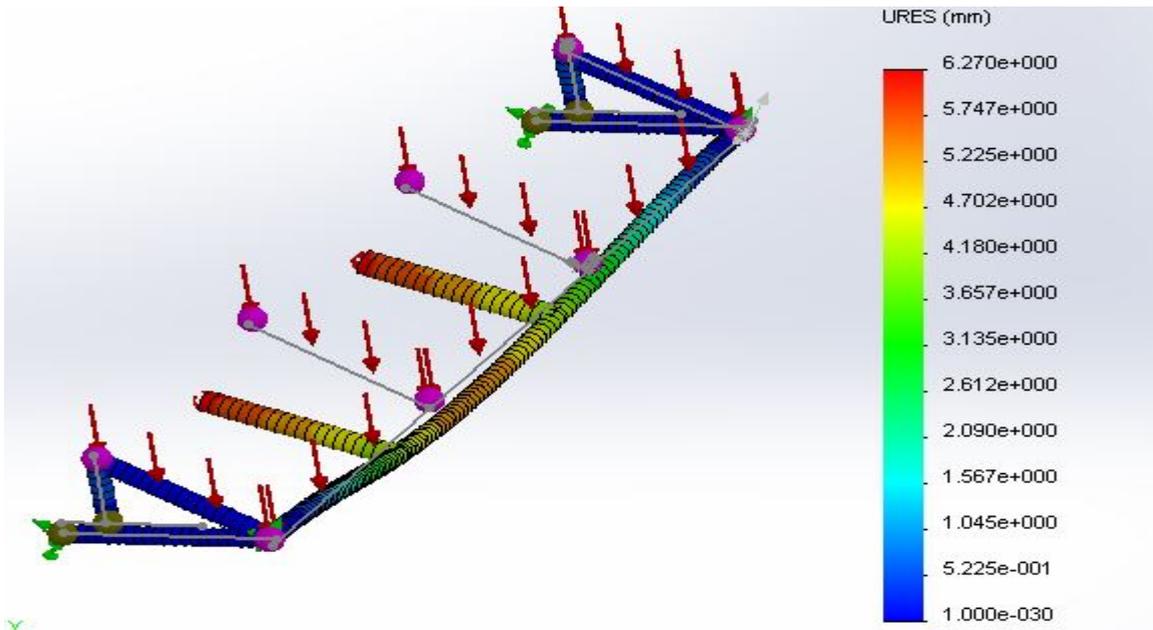


Figura 60.- *Tensiones axiales y de flexión.*

Conociendo que el módulo elástico del Aluminio 1060 utilizado es de $6,9 \cdot 10^{10} \text{ N/m}^2$ se comprueba que el punto con mayor carga de la estructura soportaría una tensión de $22,3 \cdot 10^6 \text{ N/m}^2$ por lo que el diseño está lejos de plastificar.

También se ha comprobado que el mayor desplazamiento que sufre la estructura es menor de 7 mm por lo que no afecta a la inclinación de los paneles de manera apreciable.

Figura 61.- *Deformaciones.*

ANEXO IV

ANÁLISIS DE VIABILIDAD
SOFTWARE HOMER.

ÍNDICE ANEXO IV

1.- Introducción.....	1
2.- Descripción del sistema e Introducción de datos.....	1
2.1.- Situación y emplazamiento.....	1
2.2.- Parámetros meteorológicos.....	1
2.2.1.- Recurso eólico.....	2
2.2.2.- Recurso solar.....	2
2.3.- Elección componentes del sistema.....	3
2.3.1.- Cargas eléctricas.....	4
2.3.2.- Aerogeneradores.....	6
2.3.3.- Módulos fotovoltaicos.....	7
2.3.4.- Acumuladores.....	8
2.3.5.- Inversor o convertidor.....	9
3.- Simulación.....	10
4.- Análisis de resultados – viabilidad.....	11
4.1.- Resultados de la simulación.....	12

1.- Introducción.

A partir del HOMER se analizará si nuestro sistemas en términos económicos y a partir de los recursos naturales explotados (sol y viento) realizando un balance energético para cada uno de las 8.760 horas en un año. EL HOMER comparará la demanda eléctrica, y la energía que el sistema puede proveer, y calculará los flujos de la energía desde cada componente del sistema.

Por tanto, el HOMER nos indicará si el diseño de la instalación, y la relación entre los kW instalados del generador de fotovoltaica y el número de aerogeneradores, fijando el número de baterías para conseguir la autonomía deseada.

A continuación se detallan los pasos que se han llevado a cabo para realizar la simulación dentro del software.

2.- Descripción del sistema e Introducción de datos.

2.1.- Situación y emplazamiento.

En primer lugar se ha introducido los datos de situación y emplazamiento, para ello se ha indicado las coordenadas exactas de la instalación.

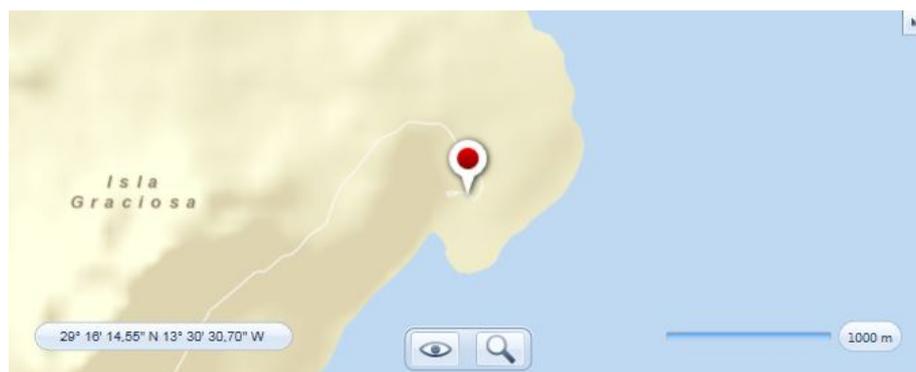


Gráfico 3.- *Coordenadas de la instalación.*

2.2.- Parámetros meteorológicos.

De acuerdo con lo datos meteorológicos del 1.8.3 de la MEMORIA, para los recursos explotados de viento y sol, se introducirán en el programa para analizar nuestro sistema

2.2.1.- Recurso eólico.

Se introducirán la velocidad media de cada mes y automáticamente el HOMER mostrará la media anual de la velocidad del viento, como se muestra en la figura 62.

Se considera según el IAC (Instituto Tecnológico de Canarias) que el viento es medido a una altura de 20 m, y que la instalación está a 3 metros del nivel del mar.

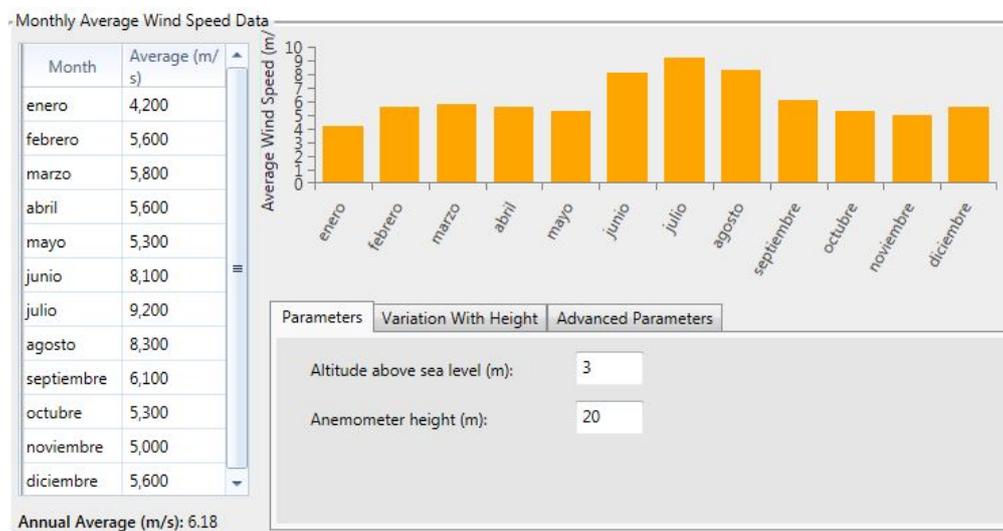


Figura 62.- *Introducción de los datos del viento.*

La variación del viento irá en función de la altura, y viene expresa en la siguiente figura, que incluye el HOMER como aproximación

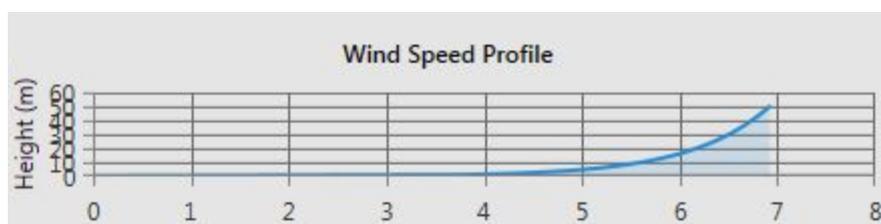


Figura 63.- *Variación del viento con la altura.*

2.2.2.- Recurso solar.

Al igual que el recurso eólico se tomarán los datos del 1.8.3 de la MEMORIA, se introducirá la radiación media diaria de cada mes. Cabe destacar que el HOMER considera un índice de nubosidad media en función de la ubicación seleccionada para la instalación.

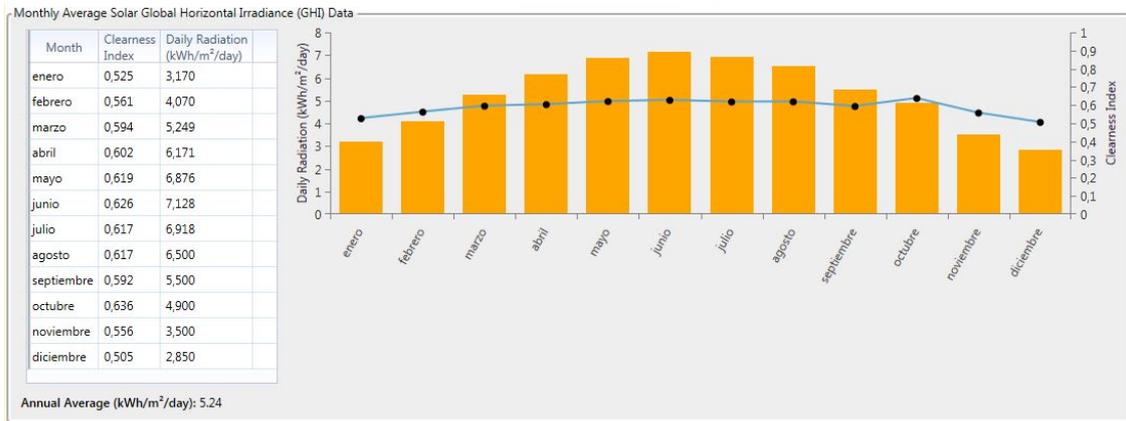


Figura 64.- *Introducción de los datos solares.*

2.3.- Elección componentes del sistema.

El siguiente paso será elegir y definir cada uno de los componentes que entran dentro del diseño de la instalación. La siguiente figura muestra el esquema que se ha utilizado en HOMER con los diferentes componentes que se han incluido en el sistema. Cabe mencionar, que por cuestiones de simulación no se ha tenido en consideración el grupo electrógeno, puesto que tras realizar diferentes simulaciones, con los parámetros de diseño establecidos, el programa consideraba como opción óptima el uso constante del grupo electrógeno. Puesto que el diseño se ha realizado, para que el grupo electrógeno cubra la demanda solo en el caso de que el generador fotovoltaico-eólico o los acumuladores no puedan garantizar la energía de demanda del Pueblo, se ha realizado la simulación sin considerar este componente.

De tal forma que los componentes seleccionado para el sistema será:

-Cargas eléctricas.

-Convertor o inversor.

- Aerogeneradores.
- Generador Fotovoltaico.
- Baterías o Acumuladores.

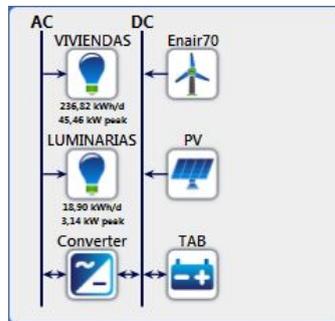


Figura 65.- Componentes del sistema.

Se deberá indicar el tipo de corriente eléctrica en el que trabajan los componentes, ya sea corriente continua (DC) o corriente alterna (AC).

2.3.1.- Cargas eléctricas.

VIVIENDAS

Para definir las cargas eléctricas se deberá seleccionar en primer lugar el tipo perfil de consumo, de tal forma que se indicará el mes de mayor consumo. En el diseño de la planta de generación se ha estimado de acuerdo con el apartado 1.8.2 de la MEMORIA que los meses de mayor consumo son en junio y julio. Luego, se deberá añadir el perfil de potencia pico diario de una vivienda. Se ha introducido el perfil de potencia de una sola vivienda ya que el HOMER permite escalar el perfil en función del consumo medio anual. Introducidos estos datos, el HOMER representa un perfil de potencia de los meses del año, de acuerdo a los periodos de mayor consumo seleccionado. A continuación se muestra en la figura 61, los datos que han sido introducidos.

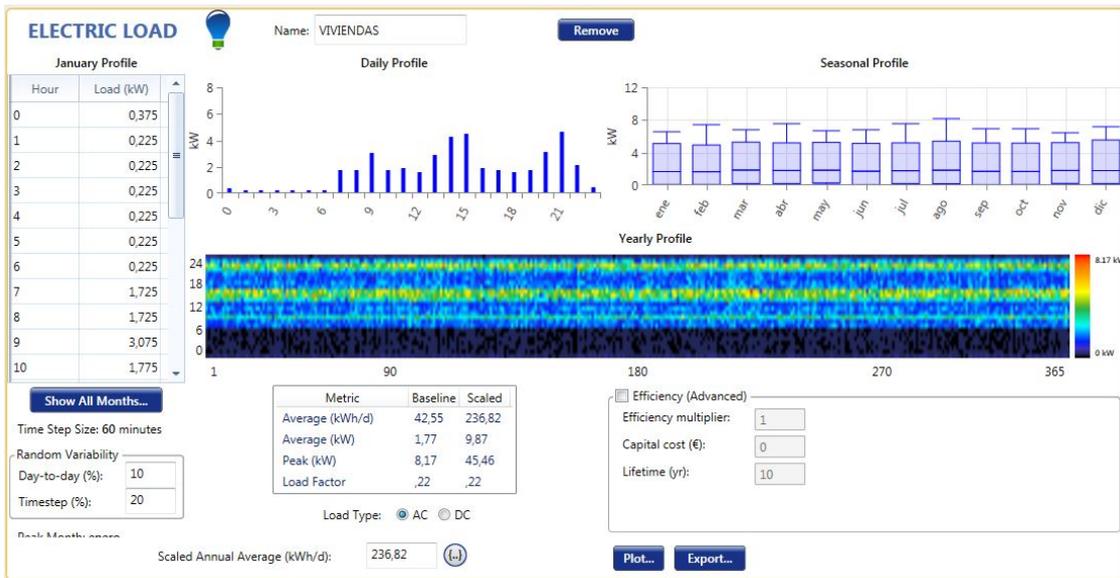


Figura 66.- Introducción de los datos de las cargas eléctricas (Viviendas)

LUMINARIAS

Siguiendo el mismo procedimiento anterior, se introducirán los datos de las luminarias. La diferencias con respecto al procedimiento anterior está en que las luminarias tienen un perfil de potencia constante, es decir que la potencia pico no varía a lo largo del año.

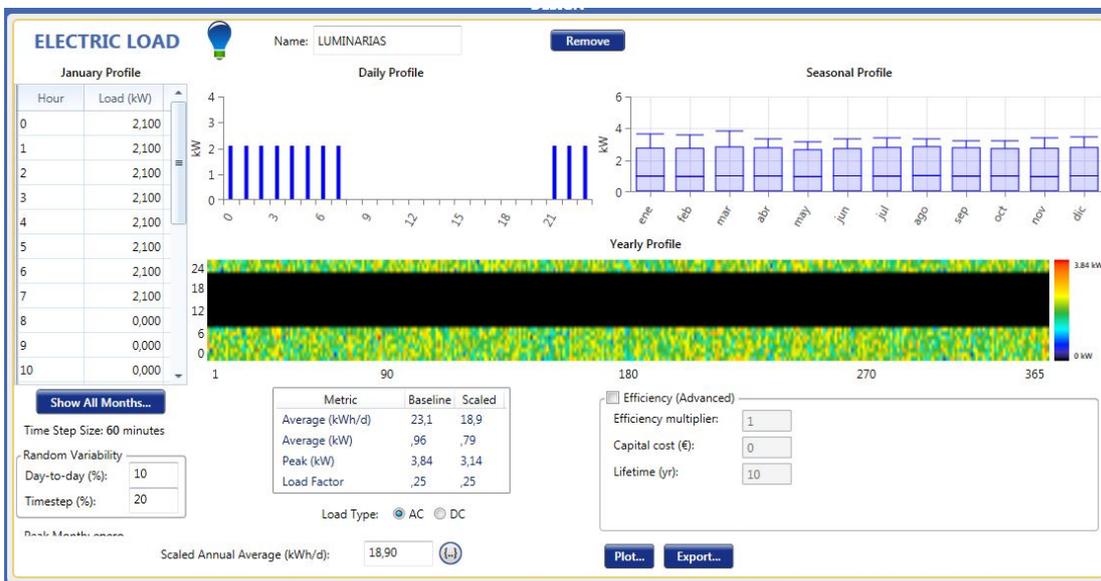


Figura 67.- Introducción de los datos de las carga eléctricas (Luminarias).

2.3.2.- Aerogeneradores.

Se añaden a la librería los aerogeneradores ENAIR 70 incluyendo sus características y la curva de potencia propia del aerogenerador seleccionado, tal y como se indica en los datos que suministra el fabricante.



Figura 68.- Curva de potencia del aerogenerador.

Una vez añadido a la librería se introducen como componentes en el sistema. Se deberá introducir el número de variables posibles, es decir el número de aerogeneradores, con los que el software realizará las combinaciones posibles y dentro de estas buscará la más óptima a nivel económico con el fin de cubrir la demanda energética del pueblo. Este rango va de cero a 5 generadores eólicos.

Se añadirá el precio unitario de cada uno de los aerogeneradores, el precio de reemplazamiento y el tiempo estimado de vida o de funcionamiento de los mismos, 20 años en este caso. También se selecciona el tipo de corriente que suministrarán siendo en este caso corriente continua.

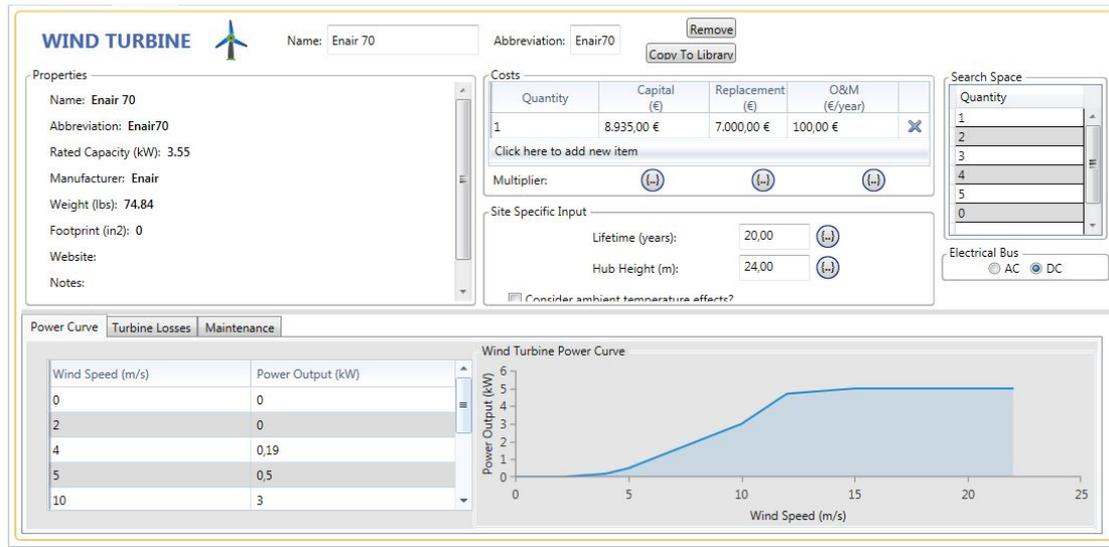


Figura 69.- *Introducción de los datos técnicos del aerogenerador.*

2.3.3.- Módulos fotovoltaicos.

Siguiendo el mismo procedimiento anterior se añadirá a la librería el modelo de los módulos fotovoltaicos escogido para la instalación. Incluyendo las especificaciones técnicas indicadas por el fabricante.

Se introduce como componente en el software y se indica el precio unitario por módulo y el rango de potencia pico instalada que se quiera evaluar mediante el software. Este rango abarca de los 0 a los 100 kW pico instalados en esta situación.

Por último se añadirá el tipo de corriente que suministrará a la salida, corriente continua y el tiempo de vida estimado de 25 años.

PV Name: ATERSAS Mono 315W Abbreviation: PV

Properties

Name: ATERSAS Mono 315W
 Abbreviation: PV
 Panel Type: Flat plate
 Rated Capacity (kW): 0
 Temperature Coefficient: -0.5
 Operating Temperature (°C): 47
 Efficiency (%): 13
 Manufacturer: Generic
 Weight (lbs): 160

Costs

Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
0,315	352,00 €	200,00 €	5,00 €

Click here to add new item

Multiplier: [] [] []

Site Specific Input

Lifetime (years): 25,00 []
 Derating Factor (%): 80,00 []

Search Space

Size (kW)
 0
 10
 20
 50
 60
 65
 70

Electrical Bus
 AC DC

MPPT | Advanced Input | Temperature

Ignore dedicated converter
 Lifetime (years): 15,00 []

Use Efficiency Table?
 Efficiency (%): 95

Costs

Size (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	0,00 €	0,00 €	0,00 €

Click here to add new item

Search Space

Size (kW)
 1

Input Percentage (%) Efficiency (%)

Figura 70.- Introducción de los datos técnicos del generador fotovoltaico.

2.3.4.- Acumuladores

Se deberá introducir en la librería del HOMER el modelo de batería/celda escogido, introduciendo los parámetros de diseño estimados, como la capacidad de carga/descarga, la profundidad de descarga, el rendimiento, los ciclos de vida etc.

Una vez puesto el modelo de batería/celda en la librería se deberá introducir, el número de celdas por string, el precio por unidad de celda y la profundidad máxima de descarga. Además se deberá indicar el número de strings o ramas que se desean instalar. Puesto que la instalación de acumuladores se ha realizado para asegurar una autonomía del sistema de 1,5 días, el estudio de simulación solo deberá de comparar simulaciones con el número exacto de ramas para garantizar dicha autonomía.

BATTERY  Name: CELDA TAB 16 OPzS 2000 Abbreviation: TAB Remove Copy To Library

Properties

Name: CELDA TAB 16 OPzS 2000 Copy
 Abbreviation: TAB
 Manufacturer: TAB
 Nominal Voltage (V): 2
 Nominal Capacity (Ah): 2434
 Nominal Capacity (kWh): 4.87
 Round Trip Efficiency (%): 58.5
 Float Life (years): 20
 Maximum Capacity (Ah): 166.700
 Capacity Ratio, c: 0.000
 Rate Constant, k: 1.000
 Suggested Life Throughput (kWh): 3000
 Max. Charge Rate (A/Ah): 1
 Max. Charge Current (A): 166.6667
 Max. Discharge Current (A): 500
 Weight (lbs): 15
 Volume (in³): 0.005

Costs

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	600,00 €	600,00 €	10,00 €

Click here to add new item

Multiplier:

Site Specific Input

Batteries per string: (48 V bus)

Initial State of Charge (%):

Minimum State of Charge (%):

Lifetime Throughput (kWh):

Enforce minimum battery life?

Minimum battery life (yr):

Search Space

Strings

0

24

Figura 71.- Introducción de los datos técnicos del acumulador.

2.3.5.- Inversor o convertidor.

El HOMER solo permite realizar la simulación, introduciendo un único inversor. Puesto que el diseño de la planta de generación consta de varios inversores de diferentes tamaños para la parte de eólica y fotovoltaica, se aproximará la simulación seleccionando un único inversor, y se realizará la simulación para un rango de entre 50 y 100 kW. El precio escogido del inversor se ha realizado haciendo una media de los precios de los inversores y dividiendo por los kW instalados.

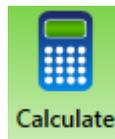
The screenshot shows the 'CONVERTER' software interface. At the top, there is a header with the 'CONVERTER' logo and a dropdown menu set to 'System Converter'. Below this, there are input fields for 'Name: System Converter' and 'Abbreviation: Convert', along with 'Remove' and 'Copy To Library' buttons. The main interface is divided into several sections:

- Properties:** A text area containing details like 'Name: System Converter', 'Abbreviation: Converter', 'Manufacturer: Generic', 'Weight (lbs): 1500', 'Footprint (in2): 2000', 'Website: www.homerenergy.com', and 'Notes: This is a generic system converter.'
- Costs:** A table with columns for Capacity (kW), Capital (€), Replacement (€), and O&M (€/year). The first row shows: Capacity: 1, Capital: 500,00 €, Replacement: 300,00 €, O&M: 0,00 €. Below the table is a 'Click here to add new item' link and a 'Multiplier' section with three input fields.
- Inverter Input:** Fields for 'Lifetime (years): 15,00' and 'Efficiency (%): 90,00', both with spinners. A checkbox 'Parallel with AC generator?' is checked.
- Rectifier Input:** Fields for 'Relative Capacity (%): 100,00' and 'Efficiency (%): 85,00', both with spinners.
- Search Space:** A vertical list of values from 80 to 100 in increments of 2, with a search bar at the top.

Figura 72.- Introducción de los datos técnicos del inversor.

3.- Simulación.

Una vez introducidos todos los componentes de la instalación así como los datos meteorológicos, se inicia el cálculo.



Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente imagen.

Export...		Column Choices...		Sensitivity Cases: Left Click on sensitivity case to see optimization cases.									
Architecture						Cost				System			
	PV (kW)	Enair70	TAB	Converter (kW)	Dispatch	COE (€)	Operating cost (€)	Initial capital (€)	Ren Frac (%)				
	65,0	4	576	80	CC	0,564 €	12.249 €	521.911 €	100				

Export...		Optimization Cases: Left Double Click on simulation to examine details.									
Architecture						Cost				System	
	PV (kW)	Enair70	TAB	Converter (kW)	Dispatch	COE (€)	Operating cost (€)	Initial capital (€)	Ren Frac (%)		
	65,0	4	576	80	CC	0,564 €	12.249 €	521.911 €	100		
	60,0	5	576	80	CC	0,573 €	12.424 €	530.846 €	100		
	80,0	4	576	85	CC	0,585 €	12.485 €	535.846 €	100		
	50,0	6	576	80	CC	0,593 €	12.665 €	540.846 €	100		
	90,0	3	576	80	CC	0,594 €	12.949 €	551.911 €	100		
	90,0	4	576	82	CC	0,598 €	12.965 €	552.911 €	100		
	90,0	4	576	84	CC	0,600 €	12.999 €	553.911 €	100		

Figura 73.- Resultados de la simulación del HOMER.

4.- Análisis de resultados – viabilidad.

Una vez terminado el cálculo y conociendo cuáles son las combinaciones viables económicamente, se pueden comparar y comprobar cuál es la opción que el software indica como óptima en términos económicos.

Teniendo en cuenta que se han fijado algunos parámetros de diseño como los días de autonomía de los acumuladores o los rangos de estudio de los componentes en el software, la opción óptima consta de un generador fotovoltaico de 65 kW de potencia pico, 4 aerogeneradores, un grupo de inversores cuyas potencias sumadas alcancen los 80kW y 576 celdas de acumuladores que garantizarán las 36 horas de autonomía estipuladas en el diseño. Se indica por tanto que el diseño realizado de la instalación es una opción óptima dentro del rango de simulaciones posibles.

Según el software, la inversión inicial para poder realizar la instalación es de 521.911 €. Este resultado difiere en menos de 10.000€ del presupuesto estimado, teniendo únicamente en cuenta los componentes que se introducen en el HOMER (módulos fotovoltaicos, aerogeneradores, acumuladores e inversor).

En la simulación realizada mediante el software no se ha incluido el grupo electrógeno. Esto es debido a que uno de los objetivos del presente estudio, es verificar que la

instalación híbrida es viable operando exclusivamente con energías renovables. Como se ha comentado con anterioridad, el grupo electrógeno servirá exclusivamente de apoyo en casos de avería o periodos de climatología adversa inusuales.

Con ello se demuestra que existen varias opciones económicamente viables con las que garantizar el suministro de energía eléctrica al pueblo de Pedro Barba mediante el uso exclusivo de energías renovables.

4.1.- Resultados de la simulación.

Habiendo analizado los resultados, se puede conocer qué porcentaje del presupuesto corresponde a cada componente de la instalación, tal y como se indica a continuación.

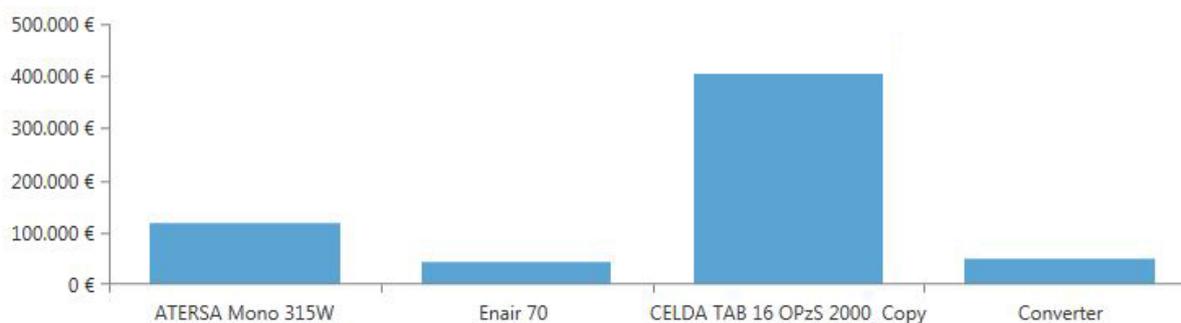


Figura 74.- *Costes de los componentes de la simulación.*

También se pueden comprobar diversos parámetros de cada componente específicamente como es la distribución de potencia de los aerogeneradores y los módulos fotovoltaicos a lo largo del año. Se puede observar que tanto para el generador fotovoltaico como para los aerogeneradores el mes de mayor producción energética corresponde a los días de verano.

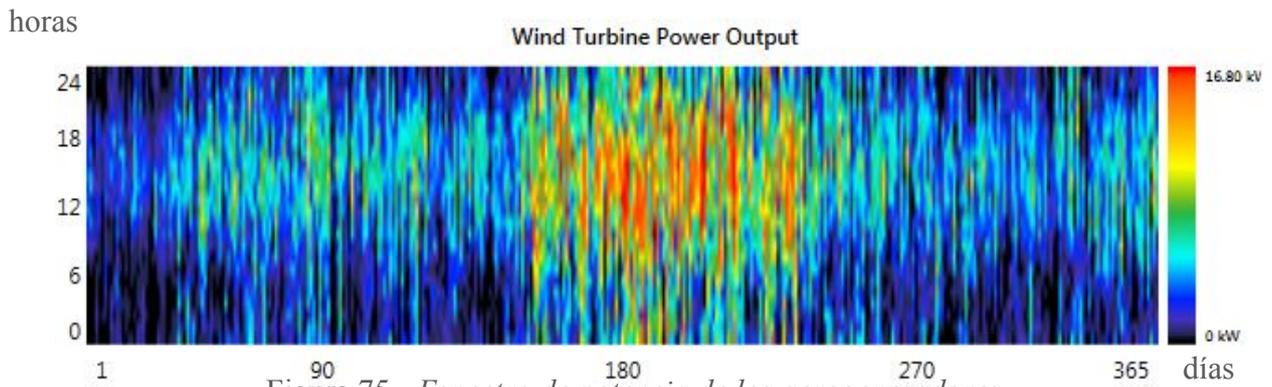


Figura 75.- Espectro de potencia de los aerogeneradores.

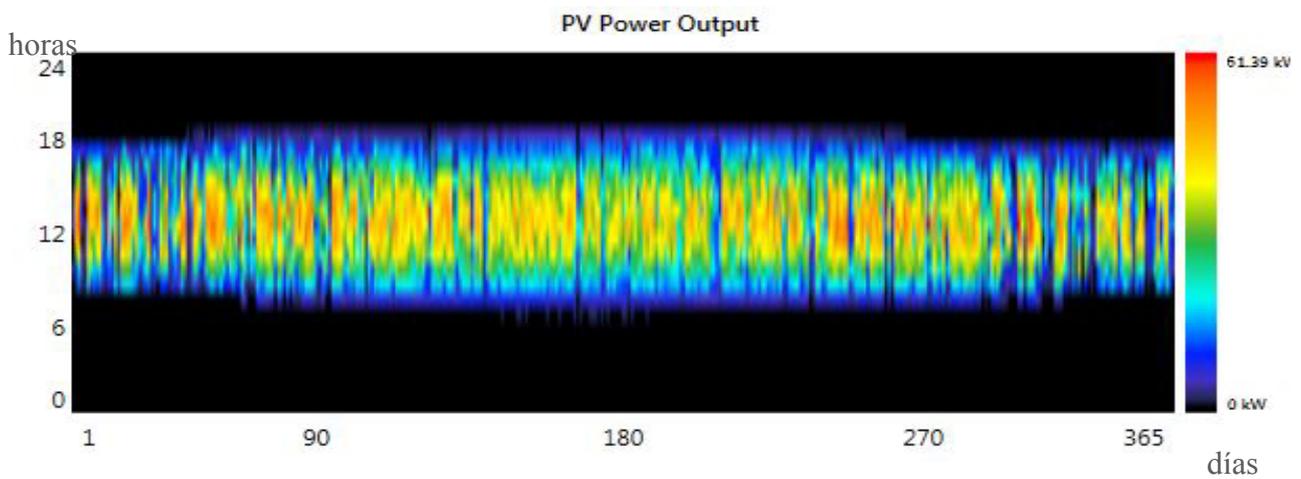


Figura 76.- Espectro de potencia del generador fotovoltaico.

Además se comprueba que los acumuladores no se descargan más del 30%, lo que supondría un deterioro de los mismos con la consecuente disminución de su vida útil. Puede comprobarse el porcentaje de descarga a lo largo de todo el año y según las horas diarias en el siguiente gráfico:

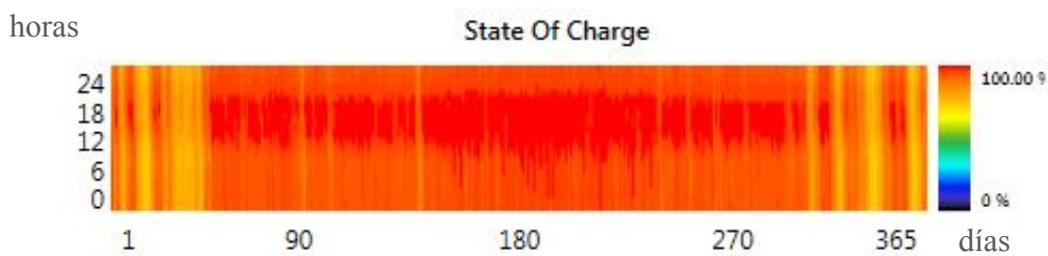


Figura 77.- Espectro de descarga de los acumuladores.

En La siguiente imagen, se muestra una media del estado de carga mensual en los acumuladores a lo largo de todo el año.

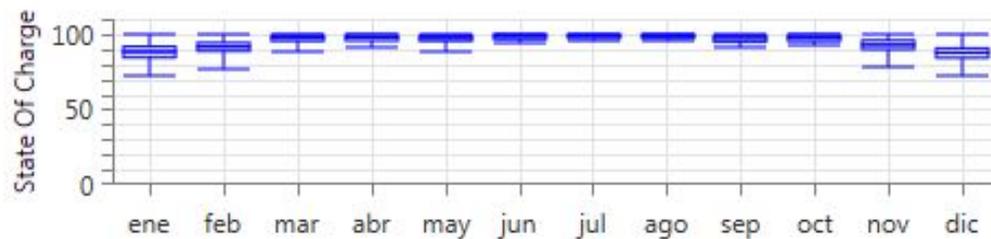


Figura 78.- Descarga media mensual de los acumuladores a lo largo del año.

Por último, se comprueba la potencia de trabajo de los inversores. En la siguiente gráfica se observa como la potencia más alta de trabajo en los inversores coincide con las horas de mayor demanda energética en las viviendas.

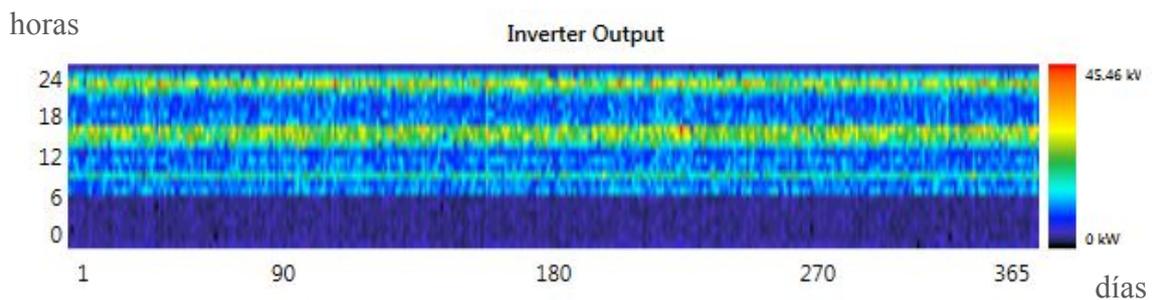


Figura 79.- Espectro de potencia de trabajo del inversor.

ANEXO V

FICHAS TÉCNICAS

ÍNDICE ANEXO V

1.- Módulo fotovoltaico - <i>ATERSA</i>	1
2.- Aerogenerador- <i>ENAIR</i>	2
3.- Acumulador- <i>TAB</i>	4
4.- Inversores- <i>SMA</i>	5
5.- Caja de interruptores- <i>SMA</i>	11
6.- Grupo electrógeno- <i>HIMOINSA</i>	14
7.- Protecciones.	16
8.- Conductores.	21

**A-xxxM GS** (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas

Potencia Máxima (P _{max})	300 W	305 W	310 W	315 W	320 W
Tensión Máxima Potencia (V _{mp})	36.7 V	36.7 V	37.0 V	37.0 V	37.0 V
Corriente Máxima Potencia (I _{mp})	8.17 A	8.31 A	8.38 A	8.51 A	8.65 A
Tensión de Circuito Abierto (V _{oc})	45.5 V	45.5 V	45.8 V	45.8 V	45.8 V
Corriente en Cortocircuito (I _{sc})	8.83 A	8.98 A	9.00 A	9.04 A	9.10 A
Eficiencia del Módulo (%)	15.46	15.72	15.98	16.23	16.49
Tolerancia de Potencia (W)			0/+5		
Máxima Serie de Fusibles (A)			15		
Máxima Tensión del Sistema			DC 1000 V (IEC)		
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)			46±2		

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.
Tolerancias medida STC: ±3% (P_{mp}); ±10% (I_{sc}, V_{oc}, I_{mp}, V_{mp}).

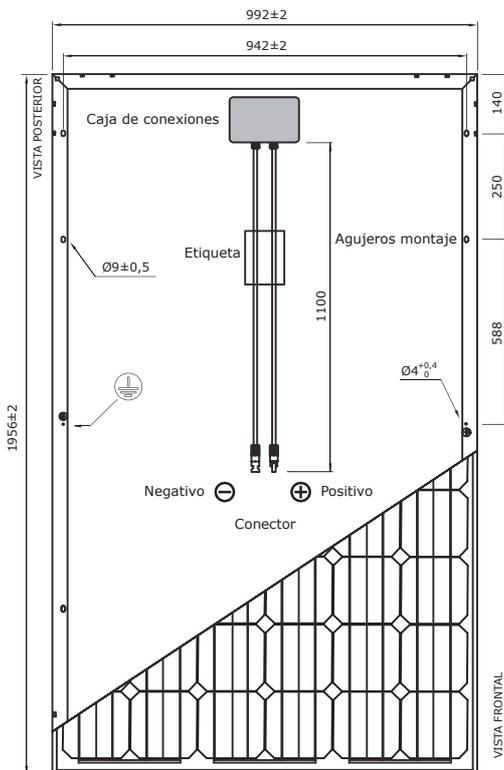
Especificaciones mecánicas

Dimensiones	1956x992x50 mm
Peso	22.5 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa
Máx. impacto granizo (diámetro/velocidad)	25 mm / 23 m/s

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor)	Cristal templado alta transmisión/bajo nivel hierro/4.0 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	72 pzas (6x12)/monocristalina /156 x 156 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado /plata
Caja de conexiones (grado de protección)	IP67
Cable (longitud/sección) / Conector	1100 mm. (1000 mm.)/4 mm ² /Compatible MC4

Vista genérica construcción módulo



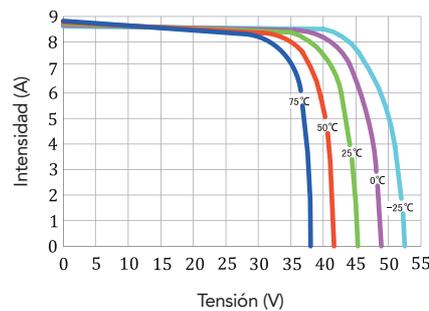
Características de temperatura

Coef. Temp. de I _{sc} (TK I _{sc})	0.02% /°C
Coef. Temp. de V _{oc} (TK V _{oc})	-0.32% /°C
Coef. Temp. de P _{max} (TK P _{max})	-0.43% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 to +85 °C
Temperatura de Almacenamiento	-20 to +40 °C

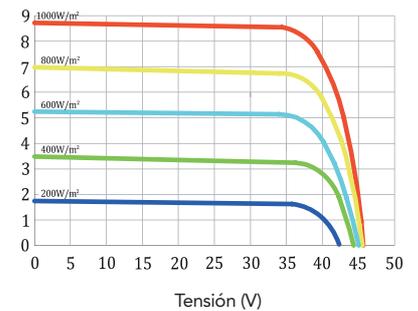
Embalaje

Módulos/palé	21 pzas
Palés/contenedor 40'	22 palés
Módulos/contenedor 40'	462 pzas

Temperatura Varía (A-300M GS)



Irradiación Varía



NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

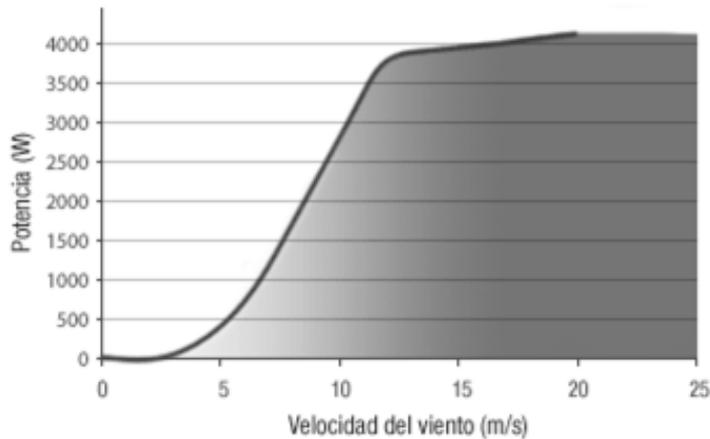
DATOS TÉCNICOS Enair 70:

Características Técnicas, eléctricas y de funcionamiento – ENAIR 70	
Número de hélices	3
Material hélices	Fibra de vidrio con resinas epoxi
Generador	250 rpm 24 polos imanes de neodimio
Potencia	5500W
Potencia nominal curva	3500W
Voltaje	24 /48 /220
Clase de viento	IEC / NVN I –A (proceso certificación)
Diámetro	4,1m
Sentido de giro	Horario
Área barrida	13,2m ²
Peso	165Kg
Aplicaciones	Conexiones aisladas a baterías. Conexión a Red eléctrica
Velocidad viento para arrancar	2 m/s
Velocidad nominal	12 m/s
Vel. regulación paso variable	14 m/s
Rango generación eficiente	De 2 a más de 60 m/s
Velocidad soportada	Más de 60 m/s
Tipo	Rotor horizontal a barlovento
Orientación	Sistema pasivo Timón de Orientación
Control de potencia	Sistema de paso variable pasivo, centrífugo
Transmisión	Directa
Freno	Eléctrico
Controlador	Opción de conexión a Red y carga de baterías
Inversor	Eficiencia 95%, algoritmo MPPT
Ruido	Reducido al mínimo: debido al diseño de las palas y las bajas revoluciones de trabajo. 1% más en DB que el ruido ambiente del viento. Diseño totalmente sellado, con cataforesis en elementos del metal, más pintura
Protección anti-corrosión	Resistente a UV
Torre	12, 15 y 18 m, atirantada o de celosía

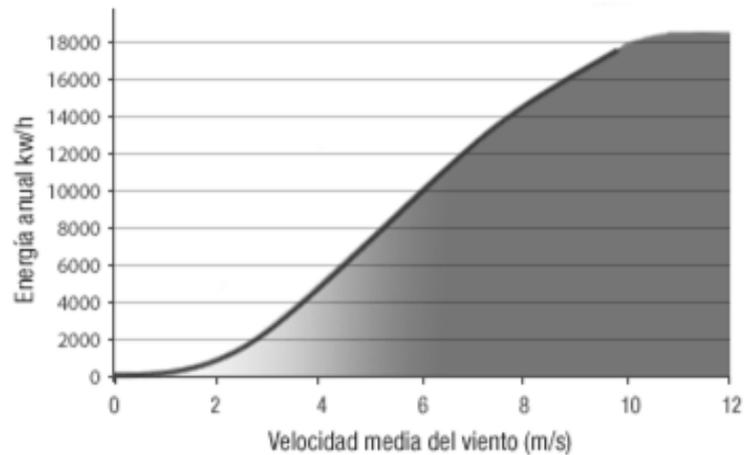


Curvas de rendimiento

Curva de potencia



Producción anual

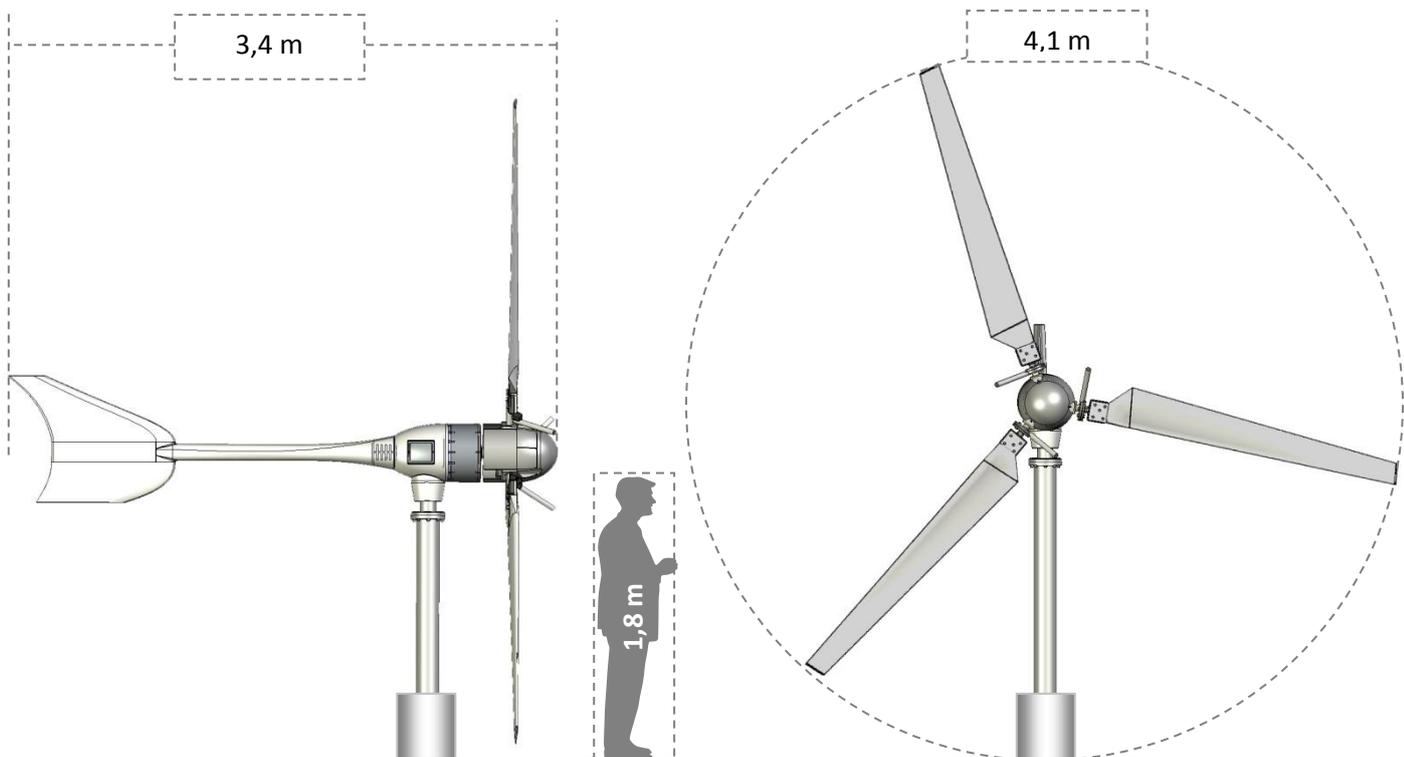


Potencia

A una velocidad de viento de 10 – 12 m/s, obtenemos potencia nominal del Aerogenerador, entrando en oscilación del paso variable a los 14 m/s.

En entornos con un viento medio que oscilen en un 15-20% de su nominal, el aerogenerador Enair 30 puede obtener más de **70 kWh/día**.

La principal ventaja de Aerogenerador es que nunca deja de producir, su reorientación es suave y no es necesario que actúe un freno para detenerlo.



TAB OPzS

LAS BATERÍAS TAB OPzS SE FABRICAN CON LA TECNOLOGÍA CONVENCIONAL DE PLOMO-ÁCIDO.

Las baterías estacionarias del tipo OPzS están destinadas al suministro de instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica, Telecomunicaciones, Ordenadores, Iluminación de emergencia, Sistemas de alarmas, Sistemas de control y vigilancia en plantas de energía y estaciones eléctricas estaciones de tren, aeropuertos, etc...



Las baterías estacionarias del tipo OPzS se fabrican según norma DIN 40736, EN 60896, EN 61427 y IEC 896-1 y sus reglamentos.

DISEÑO

- ELECTRODO POSITIVO**
 - » Placa Tubular con baja aleación de antimonio (<2%)
- ELECTRODO NEGATIVO**
 - » Placa plana con expansor de larga duración
- SEPARACIÓN**
 - » Separador microporoso
- ELECTROLITO**
 - » Ácido sulfúrico peso específico de 1,24 g/cm³
- RECIPIENTE**
 - » Alta resistencia a impactos, material transparente SAN
- TAPA**
 - » ABS (SAN) * en color gris dependiendo del modelo
- ELEMENTOS CON CELDAS CIEGAS**
 - » 4V, 6V, 8V, 10V
- TAPONES**
 - » Taponer cerámicos según norma DIN 40740
- POLOS SELLADOS**
 - » 100% hermético. Evita fugas de gas y electrolito
- CONECTOR**
 - » Cable de cobre aislado flexible con sección transversal de 35, 50, 70, 95 o 120 mm² (35, 50 o 70 mm²) *
- TIPO DE PROTECCIÓN**
 - » IP 25 respecto a la norma DIN 40050, contacto protegido según VBG4

CARGA

- IU - CARACTERÍSTICAS**
 - » I_{max} sin límite
- CARGA DE FLOTACIÓN**
 - » U = 2,23 V / celda ± 1%, entre 10°C y 30°C
 - ΔU/ΔT = -0,004 V/K por debajo de 10°C de promedio mensual
- CARGA INICIAL**
 - » U = 2,35 a 2,40 V / celda, tiempo limitado

CARACTERÍSTICAS DE DESCARGA

- TEMPERATURA DE REFERENCIA**
 - » 20°C en el C10 (1,80 V / celda) y 25°C en C100 (1,85 V / celda)
- CAPACIDAD INICIAL**
 - » 100 %
- INTENSIDAD DE DESCARGA**
 - » Normalmente hasta el 80%
 - » Más del 80% POD o descargas más allá de las tensiones de descarga final (independientes de la corriente de descarga) tienen que ser evitadas

DATOS OPERATIVOS

- VIDA ÚTIL**
 - » Hasta 20 años (18 años) * a 20°C
- INTERVALO ENTRE RELLENO DE AGUA**
 - » Más de 2 años a 20°C
- CICLOS IEC 896-1**
 - » 1500 (1200)*
- AUTODESCARGA**
 - » Aprox. 2% meses a 20°C
- TEMPERATURA OPERATIVA**
 - » -20°C a 55°C, 10°C a 30°C
- REQUISITOS DE VENTILACIÓN**
 - » F1 = 0,5 (aleación de bajo antimonio) según NORMATIVA EN 50272-2
- MEDIDAS DE CONFORMIDAD CON**
 - » DIN 40 737 parte 1
- PRUEBAS DE CONFORMIDAD**
 - » IEC 896-1
- NORMAS DE SEGURIDAD**
 - » VDE 0510 parte 2 y EN 50272-2
- TRANSPORTE**
 - » Estas mercancías NO SE CONSIDERAN MERCANCIAS PELIGROSAS durante el transporte por carretera

Número de ciclos: 1.500 (IEC 896-1)

TIPO DE CELDA	VOLTAGE (V)	LxWxH (mm)	PESO (kg)	C10 (Ah)	
				Uf=1,80V at 20 °C	Uf=1,85V at 25 °C
BLOQUES					
12V 1 OPzS 50	12	272x205x392	26/39	51	73
12V 2 OPzS 100	12	272x205x392	38/50	103	146
12V 3 OPzS 150	12	380x205x392	53/69	154	218
6V 4 OPzS 200	6	272x205x392	36/47	204	291
6V 5 OPzS 250	6	380x205x392	44/61	255	364
6V 6 OPzS 300	6	380x205x392	52/68	307	437
CELDAS					
2 OPzS 100	2	103x206x420	8,7/13,7	109	151
3 OPzS 150	2	103x206x420	11/16	158	226
4 OPzS 200	2	103x206x420	13/18	212	301
5 OPzS 250	2	124x206x420	16/22	264	376
6 OPzS 300	2	145x206x420	18/26	317	452
5 OPzS 350	2	124x206x536	20/29	385	527
6 OPzS 420	2	145x206x536	24/34	465	632
7 OPzS 490	2	166x206x536	28/39	540	737
6 OPzS 600	2	145x206x711	35/50	654	903
8 OPzS 800	2	210x191x711	46/65	868	1204
10 OPzS 1000	2	210x233x711	57/80	1090	1510
12 OPzS 1200	2	210x275x711	66/93	1304	1810
12 OPzS 1500	2	210x275x861	88/119	1659	2260
16 OPzS 2000	2	212x397x837	115/160	2200	3010
20 OPzS 2500	2	212x487x837	145/200	2751	3760
24 OPzS 3000	2	212x576x837	170/240	3298	4520

La densidad del ácido en una celda con carga eléctrica es 1,24 ± 0,1 kg / l a 293 ° K (20°C +). Los ciclos no deben superar el 80% de la capacidad nominal. Una descarga profunda puede reducir el tiempo de vida de la batería.

MANTENIMIENTO

- CADA 6 MESES**
 - » Revise el voltaje y la densidad de la batería así como su temperatura en cada elemento (vaso)
- CADA 12 MESES**
 - » Descargar completamente la batería y revise la densidad así como su temperatura en cada elemento (vaso)



Rentable

- Rendimiento máximo del 98,4 %

Seguro

- Descargador de sobretensión de CC integrable (DPS tipo II)

Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1 000 V
- Diseño de plantas perfecto gracias al concepto de multistring

Innovador

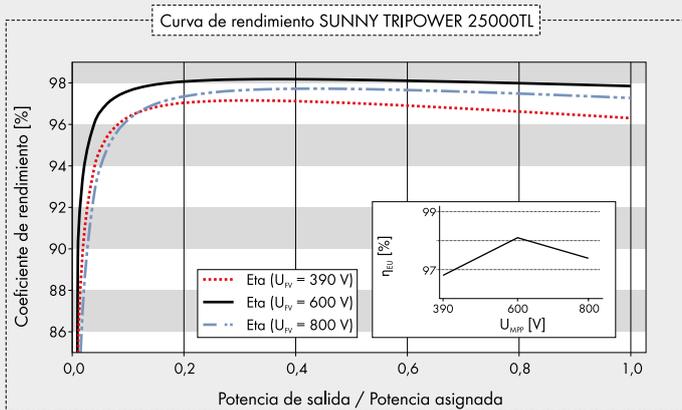
- Innovadoras funciones de gestión de red gracias a Integrated Plant Control*
- Suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (QonDemand24/7)*

SUNNY TRIPOWER 20000TL/25000TL

El especialista flexible para plantas comerciales y centrales fotovoltaicas de gran tamaño

El Sunny Tripower 20000TL/25000TL es el inversor ideal para plantas de gran tamaño en el sector comercial e industrial. Gracias a su rendimiento del 98,4 %, no solo garantiza unas ganancias excepcionalmente elevadas, sino que a través de su concepto de multistring combinado con un amplio rango de tensión de entrada también ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles.

La integración de nuevas funciones de gestión de energía como, por ejemplo, Integrated Plant Control*, que permite regular la potencia reactiva en el punto de conexión a la red tan solo por medio del inversor, es una firme apuesta de futuro. Esto permite prescindir de unidades de control de orden superior y reducir los costes del sistema. El suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (QonDemand24/7) es otra de las novedades que ofrece.*



Accesorios



Interfaz RS485
DM-485CB-10



Power Control Module
PWCMOD-10



Descargador de sobretensión
de CC tipo II, entradas A y B
DCSPD KIT3-10



Interfaz de Speedwire/Web-
connect SWDM-10



Relé multifunción
MFR01-10

¹ No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438.

● De serie ○ Opcional – No disponible
Datos en condiciones nominales
Datos a fecha: agosto de 2014

Datos técnicos	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Entrada (CC)		
Potencia máxima de CC (con $\cos \phi = 1$)	20 440 W	25 550 W
Tensión de entrada máx.	1 000 V	1 000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	320 V – 800 V/600 V	390 V – 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3	2/A:3; B:3
Salida (CA)		
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	20 000 W	25 000 W
Potencia máx. aparente de CA	20 000 VA	25 000 VA
Tensión nominal de CA	3/N/PE; 220/380 V 3/N/PE; 230/400 V 3/N/PE; 240/415 V	3/N/PE; 220/380 V 3/N/PE; 230/400 V 3/N/PE; 240/415 V
Rango de tensión nominal de CA	160 V – 280 V	160 V – 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz, 60 Hz/-6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz/-6 Hz ... +5 Hz
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida	29 A	36,2 A
Factor de potencia a potencia asignada	1	1
Factor de desfase ajustable	0 inductivo ... 0 capacitivo	0 inductivo ... 0 capacitivo
Fases de inyección/conexión	3/3	3/3
Rendimiento		
Rendimiento máx./europeo Rendimiento	98,4%/98,0%	98,3%/98,1%
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	●	●
Monitorización de toma a tierra/de red	● / ●	● / ●
Descargador de sobretensión de CC (tipo II) integrable	○	○
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / –	● / ● / –
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	●
Clase de protección (según IEC 62103)/categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I/III	I/III
Datos generales		
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	665/690/265 mm (26,2/27,2/10,4 in)	665/690/265 mm (26,2/27,2/10,4 in)
Peso	61 kg (134,48 lb)	61 kg (134,48 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)
Emisión sonora, típica	51 dB(A)	51 dB(A)
Autoconsumo nocturno	1 W	1 W
Topología/principio de refrigeración	Sin transformador/OptiCool	Sin transformador/OptiCool
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%	100%
Equipamiento		
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Borne de conexión por resorte	SUNCLIX/Borne de conexión por resorte
Pantalla	–	–
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●	○ / ●
Relé multifunción/Power Control Module	○ / ○	○ / ○
Garantía: 5/10/15/20/25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones previstos (otros a petición)	AS 4777, BDEW 2008, C10/11, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/3, IEC61727, IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PPC, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014	AS 4777, BDEW 2008, C10/11, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/3, IEC61727, IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PPC, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014
Modelo comercial	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

SUNNY TRIPOWER

5000TL – 12000TL



STP 5000TL-20 / STP 6000TL-20 / STP 7000TL-20 / STP 8000TL-20 / STP 9000TL-20 / STP 10000TL-20 / STP 12000TL-20



NOVEDAD: Está disponible en las variantes de 10 kVA y 12 kVA

Rentable

- Rendimiento máximo del 98,3 %
- Gestión de sombras mediante OptiTrac Global Peak
- Gestión activa de la temperatura gracias al sistema de refrigeración OptiCool

Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1 000 V
- Funciones integradas de gestión de red
- Inyección de potencia reactiva
- Diseño de plantas adaptada a cada módulo con Optiflex

Comunicación

- SMA Webconnect
- Comunicación con Sunny Portal
- Comunicación *Bluetooth*[®]
- Fácil configuración por países
- Relé multifunción de serie

Sencillo

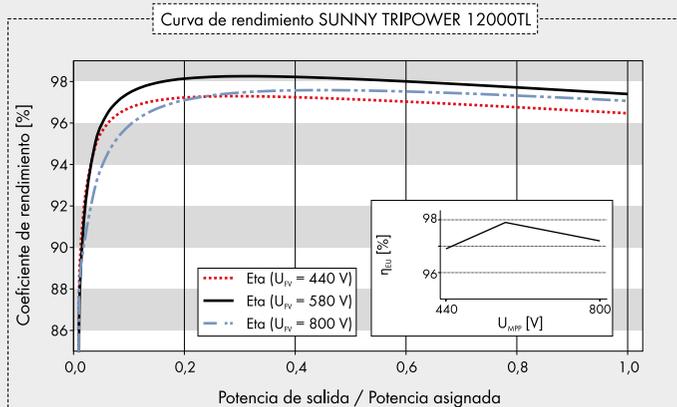
- Inyección trifásica
- Conexión del cableado sin herramientas
- Sistema de conexión de CC SUNCLIX
- Seccionador de potencia de CC integrado ESS
- Sencillo montaje mural

SUNNY TRIPOWER

5000TL – 12000TL

El trifásico: no solo para el hogar

Resulta ideal para diseñar desde la clásica planta en un tejado de una vivienda hasta plantas con rangos de potencia mayores. La gama de productos Sunny Tripower cubre una gran variedad de aplicaciones gracias a la ampliación de la cartera de productos con las nuevas versiones de 10 kVA y 12 kVA. Los usuarios se benefician de múltiples funciones probadas: su alta flexibilidad gracias a la acreditada tecnología Optiflex y al multistring asimétrico, combinada con un rendimiento máximo y OptiTrac Global Peak, garantiza máximas ganancias. Además de la comunicación a través de *Bluetooth*, también es posible la conexión directa a Sunny Portal mediante SMA Webconnect de serie. De manera estándar también dispone de funciones integradas para gestionar la red y de inyección de potencia reactiva, y puede utilizarse con un diferencial de 30 mA. En suma, cuando se trata del diseño de plantas en las clases de potencia de 5 a 12 kW, el Sunny Tripower es la solución ideal tanto para su aplicación en el hogar como para plantas de mayor tamaño sobre el tejado así como para la construcción de pequeños parques fotovoltaicos.



Accesorios



Power Control Module
PWCBRD-10



Interfaz RS485
485BRD-10

¹No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438

²Solo para STP 9000TL-20

³Solo con protección de la planta y de la red externas

⁴AS 4777, SI4777 disponible desde el 01/09/2014

⁵Disponible a partir de octubre 2014

● Equipamiento de serie ○ Opcional – No disponible

Datos provisionales: estado de agosto de 2014

Datos en condiciones nominales

Sunny Tripower 10000TL	Sunny Tripower 12000TL ⁵	
10 250 W	12 275 W	
1 000 V	1 000 V	
370 V – 800 V / 580 V	440 V – 800 V / 580 V	
150 V / 188 V	150 V / 188 V	
18 A / 10 A	18 A / 10 A	
18 A / 10 A	18 A / 10 A	
2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2	
10 000 W	12 000 W	
10 000 VA	12 000 VA	
3 / N / PE; 220 / 380 V	3 / N / PE; 220 / 380 V	
3 / N / PE; 230 / 400 V	3 / N / PE; 230 / 400 V	
3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 240 / 415 V	
160 V – 280 V	160 V – 280 V	
50 Hz, 60 Hz/-5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz/-5 Hz ... +5 Hz	
50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	
14,5 A	17,4 A	
1	1	
0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	
3 / 3	3 / 3	
98 % / 97,6 %	98,3 % / 97,9 %	
● ● / ● ● / ● / – ● I / III	● ● / ● ● / ● / – ● I / III	
470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)	
37 kg (81,6 lb)	38 kg (84 lb)	
-25°C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25°C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	
40 dB(A)	40 dB(A)	
1 W	1 W	
Sin transformador / OptiCool	Sin transformador / OptiCool	
IP65	IP65	
4K4H	4K4H	
100 %	100 %	
SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	
Gráfico ○ / ● / ● ● / ○ ● / ○ / ○ / ○ / ○	Gráfico ○ / ● / ● ● / ○ ● / ○ / ○ / ○ / ○	
AS 4777 ⁴ , CE, CEI 0-21 ³ , C10/11:2012, DIN EN 62109-1, EN 50438 ¹ , G59/3, G83/2, IEC 61727/MEA ² , IEC 61727/PEA ² , IEC 62109-2, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PPC, PPDS, RD 661/2007, RD 1699:2011, SI 4777 ⁴ , UTE C15-712-1, VDE0126-1-1, VDE AR-N 4105, VFR 2013, VFR 2014		
STP 10000TL-20	STP 12000TL-20	



SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H

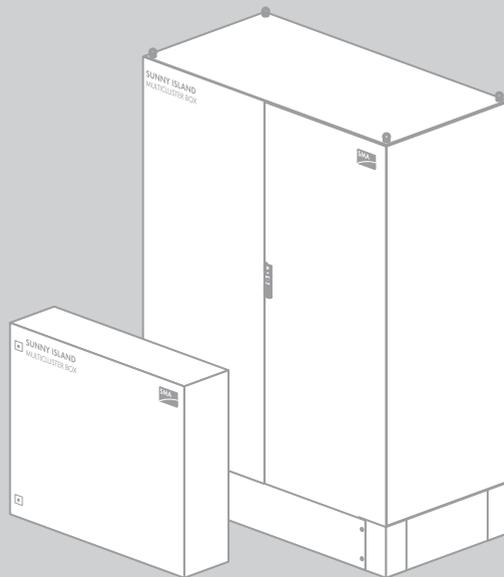


SENCILLO. ROBUSTO. FLEXIBLE.

Datos técnicos

Datos técnicos	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Salida de CA (equipo consumidor / red aislada)		
Tensión asignada de red / rango de tensión de CA	230 V / 202 V ... 253 V	230 V / 202 V ... 253 V
Frecuencia nominal / rango de frecuencia (ajustable)	50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz	50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz
Potencia asignada (a $U_{nom}, f_{nom} / 25\text{ °C} / \cos \varphi = 1$)	4 600 W	6 000 W
Potencia de CA a 25 °C durante 30 min / 5 min / 3 s	6000 W / 6800 W / 11000 W	8000 W / 9100 W / 11000 W
Intensidad asignada / corriente de salida máxima (pico)	20 A / 120 A	26 A / 120 A
Coefficiente de distorsión no lineal de tensión de salida / factor de potencia para la potencia asignada	< 4 % / -1 ... +1	< 4 % / -1 ... +1
Entrada de CA (generador, red o MC-Box)		
Tensión asignada de entrada / rango de la tensión de entrada de CA	230 V / 172,5 V ... 264,5 V	230 V / 172,5 V ... 264,5 V
Frecuencia asignada de entrada / rango de frecuencia de entrada permitida	50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz	50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz
Corriente máxima de entrada de CA	50 A	50 A
Potencia máxima de entrada de CA	11500 W	11500 W
Batería de entrada de CC		
Tensión asignada de entrada / rango de tensión de CC	48 V / 41 V ... 63 V	48 V / 41 V ... 63 V
Corriente de carga máxima de la batería / corriente de carga asignada	110 A / 100 A	140 A / 115 A
Tipo de batería / capacidad de la batería (rango)	FLA, VRLA / 100 Ah ... 10 000 Ah	FLA, VRLA / 100 Ah ... 10 000 Ah
Regulación de carga	Procedimiento de carga IUoU con carga completa y de compensación automáticas	Procedimiento de carga IUoU con carga completa y de compensación automáticas
Rendimiento / consumo característico		
Rendimiento máximo	95 %	95 %
Consumo característico sin carga / en espera	< 26 W / < 4 W	< 26 W / < 4 W
Dispositivo de protección (equipo)		
Cortocircuito / sobrecarga de CA	● / ●	● / ●
Protección contra polarización inversa de CC / fusible de CC	- / -	- / -
Sobrecalentamiento / descarga total de la batería	● / ●	● / ●
Categoría de sobretensión según IEC 60664-1	III	III
Datos generales		
Dimensiones (anchura x altura x profundidad)	467 mm x 612 mm x 242 mm	467 mm x 612 mm x 242 mm
Peso	63 kg	63 kg
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Clase de protección según IEC 62103	I	I
Clase climática según IEC 60721	3K6	3K6
Clase de protección según IEC 60529	IP54	IP54
Características / función		
Manejo y pantalla / relé multifunción	Externo mediante SRC-20 / 2	Externo mediante SRC-20 / 2
Sistemas trifásicos / conexión en paralelo	● / ●	● / ●
Desviación integrada / funcionamiento multiclúster	- / ●	- / ●
Cálculo del nivel de carga / carga completa / carga de compensación	● / ● / ●	● / ● / ●
Arranque suave integrado / asistencia de generador	● / ●	● / ●
Sensor de temperatura de la batería / cables de comunicación	● / ●	● / ●
Certificados y autorizaciones	www.SMA-Solar.com	www.SMA-Solar.com
Garantía (5 / 10 / 15 / 20 / 25 años)	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Accesorios		
Cables de la batería / fusibles de la batería	○ / ○	○ / ○
Interfaz SI-COMSMA (RS485) / SI-SYSCAN (multiclúster)	○ / ○	○ / ○
Arranque avanzado del generador "GenMan"	○	○
Relé de deslastre de carga / medición externa de la corriente de la batería	○ / ○	○ / ○
Modelo comercial	SI6.0H-10	SI8.0H-10
<p>● Equipamiento de serie ○ Opcional - No disponible</p> <p>Datos en condiciones nominales, datos provisionales, actualizado: abril de 2012</p>		

Instrucciones de funcionamiento
Multicluste Box 6.3 / 12.3



12 Datos técnicos de la Multicluster Box 12.3

Datos generales

Número de fases	Trifásico
Tensión nominal (rango)	230 V / 400 V (172,5 V ... 250 V / 300 V ... 433 V)
Frecuencia nominal (rango)	50 Hz (40 Hz ... 70 Hz)
Sistema de distribución autorizado	TN
Tipo de montaje / Tipo de colocación	Vertical, sobre zócalo

Conexión del Sunny Island

Cantidad	12
Corriente asignada	3 x 104,3 A
Potencia asignada	72 kW
Máxima sección del cable conectable	16 mm ²
Fusible	12 interruptores automáticos C32A

Conexión de la planta fotovoltaica

Cantidad	1 (trifásico)
Corriente asignada	3 x 160 A
Potencia asignada <small>Texto</small>	110 kW
Diámetro de bornes de espiga	10 mm
Máximo par de apriete de borne de espiga	10 Nm ... 20 Nm
Máxima sección del cable conectable	120 mm ²
Fusible	Ninguno

Conexión del equipo consumidor

Cantidad	1 (trifásico)
Corriente asignada	3 x 160 A
Potencia asignada	110 kW
Diámetro de borne de espiga para conexión N y PE	10 mm
Diámetro de los tornillos en el interruptor-seccionador para ruptura de carga para la conexión L1, L2 y L3	8 mm
Máximo par de apriete de borne de espiga	10 Nm ... 20 Nm

Par de apriete máximo del interruptor-seccionador para ruptura de carga	14 Nm
Máxima sección del cable conectable	120 mm ²
Máximo cartucho fusible	160 A
Fusible	APROO

Conexión del generador

Cantidad	1 (trifásico)
Corriente de entrada CA	3 x 160 A
Potencia de entrada asignada	110 kW
Diámetro de borne de espiga para conexión N y PE	10 mm
Diámetro de los tornillos en el interruptor-seccionador para ruptura de carga para la conexión L1, L2 y L3	8 mm
Máximo par de apriete de borne de espiga	10 Nm ... 20 Nm
Par de apriete máximo del interruptor-seccionador para ruptura de carga	14 Nm
Máxima sección del cable conectable	120 mm ²
Máximo cartucho fusible	160 A
Fusible	APROO

Conexión de toma de tierra

Diámetro de borne de espiga	10 mm
Máximo par de apriete	10 Nm ... 20 Nm
Máxima sección del cable conectable	120 mm ²

Peso y dimensiones

Anchura x altura x profundidad	1 000 mm x 1 400 mm x 300 mm
Peso	110 kg

Condiciones ambientales

Temperatura ambiente	-25 °C ... +50 °C
Humedad del aire	0 % ... 100 %

Tipo de protección del equipo

Clase de protección según DIN EN 60529	IP55
--	------



HIMOINSA®
THE ENERGY

MODELO
HRFW-85 T5
GAMA RENTAL
Insonorizada Renta
Powered by FPT_IVECO



- D10R
- REFRIGERADOS POR AGUA
- TRIFÁSICOS
- 50 HZ
- STAGE 3A
- DIESEL

Datos de Grupo



SERVICIO		PRP	STANDBY
Potencia	kVA	85	90
Potencia	kW	68	72
Régimen de Funcionamiento	r.p.m.	1.500	
Tensión Estándar	V	400/230	
Tensiones disponibles	V	230 - 230/132	
Factor de potencia	Cos Phi	0,8	

01

HIMOINSA empresa con certificación de calidad ISO 9001

Los grupos electrógenos HIMOINSA cumplen el marcado CE que incluye las siguientes directivas:

- 2006/42/CE Seguridad de Máquinas.
- 2006/95/CE de Baja Tensión.
- 2004/108/CE de Compatibilidad Electromagnética.
- 2000/14/CE Emisiones Sonoras de Máquinas de uso al aire libre (modificada por 2005/88/CE)
- 97/68/CE de Emisión de Gases y Partículas contaminantes. (modificada por 2002/88/CE y 2004/26/CE)
- EN 12100, EN 13857, EN 60204

Condiciones ambientales de referencia según la norma ISO 8528-1:2005: 1000 mbar, 25°C, 30% humedad relativa.

Prime Power (PRP):

Según la norma ISO 8528-1:2005, es la potencia máxima disponible para empleo bajo cargas variables por un número ilimitado de horas por año entre los intervalos de mantenimiento prescritos por el fabricante y en las condiciones ambientales establecidas por el mismo. La potencia media consumible durante un periodo de 24 horas no debe rebasar el 70% de la PRP.

Emergency Standby Power (ESP):

Según la norma ISO 8528-1:2005, es la potencia máxima disponible para empleo bajo cargas variables en caso de un corte de energía de la red o en condiciones de prueba por un número limitado de horas por año de 200h entre los intervalos de mantenimiento prescritos por el fabricante y en las condiciones ambientales establecidas por el mismo. La potencia media consumible durante un periodo de 24 horas no debe rebasar el 70% de la ESP.

HIMOINSA HEADQUARTERS:

Fábrica: Ctra. Murcia - San Javier, Km. 23,6 | 30730 SAN JAVIER (Murcia) Spain
Tel.+34 968 19 11 28 Fax +34 968 19 12 17 Fax +34 968 19 04 20 info@himoinsa.com www.himoinsa.com

Centros Productivos:

ESPAÑA • FRANCIA • INDIA • CHINA • USA • BRASIL

Filiales:

ITALIA | PORTUGAL | POLONIA | ALEMANIA | SINGAPUR | EMIRATOS ARABES | MÉXICO | PANAMÁ | ARGENTINA | ANGOLA | UK



Ctra. Murcia - San Javier, km. 23,6 | 30730 San Javier (Murcia) SPAIN | Tel.: +34 902 19 11 28 / +34 968 19 11 28
Fax: +34 968 19 12 17 | Export Fax +34 968 19 04 20 | E-mail: info@himoinsa.com | www.himoinsa.com





Especificaciones de Motor 1.500 r.p.m.

SERVICIO		PRP	STANDBY
Potencia Nominal	kW	72,5	80
Fabricante		FPT_IVECO	
Modelo		N45 TE1F	
Tipo de Motor		Diesel 4 tiempos	
Tipo de Inyección		Directa, common rail	
Tipo aspiración		Turboalimentado y post-enfriado	
Cilindros, número y disposición		4 - L	
Diámetro x Carrera	mm	104 x 132	
Cilindrada total	L	4,5	
Sistema de refrigeración		Líquido (agua + 50% glicol)	
Especificaciones del aceite motor		ACEA E3 - E5	
Relación de compresión		17,5:1	
Consumo combustible Standby	l/h	20,5	
Consumo combustible 100 % PRP	l/h	18,8	
Consumo combustible 80 % PRP	l/h	15,7	
Consumo combustible 50 % PRP	l/h	11,5	
Consumo máximo de aceite a plena carga		0,1 % del consumo de combustible	
Capacidad total de aceite (incluido tubos, filtros)	L	12,8	
Cantidad total de líquido refrigerante	L	18,5	
Regulador	Tipo	Electrónico	
Filtro de Aire	Tipo	Seco	

Alternador

DATOS GENERADOR SINCRONO		
Polos	Nº	4
Tipo de conexión (estándar)		Estrella - Serie
Tipo de acoplamiento		S-3 11"1/2
Grado de protección aislamiento	Clase	Clase H
Grado de protección mecánica (según IEC-34-5)		IP23
Sistema de excitación		Autoexcitado, sin escobillas
Regulador de tensión		A.V.R. (Electrónico)
Tipo de soporte		Monopalier
Sistema de acoplamiento		Disco Flexible
Tipo de recubrimiento		Estándar (Impregnación en vacío)



Fusibles cilíndricos para instalaciones fotovoltaicas "Dyfus ZR" Clase gR

- Construidos según norma UNE EN 60.269-1, 2-1
- Tensión nominal: 900 V CC.

Artículo	P.V.P./ud	Código	Tensión (V)	Poder de corte (kA)	Embalaje
ZR-0 Vcc (10x38) de 2 A gR	8,83	0112972	500	100	10
ZR-0 Vcc (10x38) de 4 A gR	8,83	0112973	500	100	10
ZR-0 Vcc (10x38) de 6 A gR	8,83	0112974	500	100	10
ZR-0 Vcc (10x38) de 8 A gR	8,83	0112975	500	100	10
ZR-0 Vcc (10x38) de 10 A gR	8,83	0112976	400	100	10
ZR-0 Vcc (10x38) de 12 A gR	8,83	0112977	500	100	10
ZR-0 Vcc (10x38) de 16 A gR	8,83	0112978	500	100	10
ZR-0 Vcc (10x38) de 20 A gR	8,83	0112979	500	100	10
ZR-0 Vcc (10x38) de 25 A gR	8,83	0112980	500	100	10
ZR-0 Vcc (10x38) de 30 A gR	8,83	0112981	500	100	10



Fusibles tipo DO

- Construidos según normas: IEC 269-1, IEC 269-3.
- 400 V.

Artículo	P.V.P./ud	Código	Tensión (V)	Poder de corte (kA)	Embalaje
Fusible DO1 4 A	1,34	0112800	400	20	10
Fusible DO1 6 A	1,34	0112801	400	20	10
Fusible DO1 10 A	1,34	0112802	400	20	10
Fusible DO1 16 A	1,34	0112803	400	20	10
Fusible DO2 20 A	1,72	0112804	400	20	20
Fusible DO2 25 A	1,72	0112805	400	20	20
Fusible DO2 35 A	1,72	0112806	400	20	20
Fusible DO2 50 A	1,89	0112807	400	20	20
Fusible DO2 63 A	1,94	0112808	400	20	20
Fusible DO3 80 A	7,83	0112815	400	20	10
Fusible DO3 100 A	7,83	0112809	400	20	10

Bussmann

NH Photovoltaic Fuse Links



Product description:

Bussmann's range of NH size fuse photovoltaic fuse links is specifically designed to protect and isolate photovoltaic array combiners and disconnects.

These fuse links are capable of interrupting low overcurrents associated with faulted PV systems (reverse current, multi-array fault).

Standard features:

- Compact design
- Low power loss
- Global accreditations
- Dual indication feature
- Compatible with Bussmann PV NH base range (see data sheet 720136)

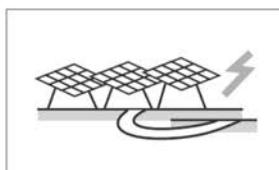
Technical Data

Part number	Fuse size	Current rating (amps)	Energy Integrals I ² t (A ² S)		Watts loss	
			Pre-arcing	Total at 1000V	0.8 I _n	I _n
PV-32ANH1	NH1	32	80	720	4.3	8.5
PV-40ANH1		40	185	1670	4.6	9
PV-50ANH1		50	400	3600	5.4	10.5
PV-63ANH1		63	470	4300	6.1	12
PV-80ANH1		80	640	5760	7.9	15.5
PV-100ANH1		100	1300	11,700	8.4	16.5
PV-125ANH1		125	2600	23,400	8.9	17.5
PV-160ANH1		160	5200	46,800	12.2	24
PV-200ANH1		200	10,200	82,000	13	25
PV-250ANH2		NH2	250	26,000	129,000	23
PV-400ANH3	NH3	400	85,000	420,000	30	50

Protección contra sobretensiones transitorias

Características

		Clase I		Clase I + II		Clase II		Fotovoltaico		
		limp 35kA	limp 100kA	limp 25kA	limp 12,5kA	I _{max} 40kA	I _{max} 20kA	Clase I + II	Clase II Extraible	Clase II Monobloque
Clasificación según normas EN 61643-11 / IEC 61643-1		Tipo 1 Clase I		Tipo 1+2 Clase I+II		Tipo 2 Clase II		Tipo 1+2 Clase I+II	Tipo 2 Clase II	Tipo 2 Clase II
Tensión nominal	Un	230V		230/400V		230/400V		600/1000V		
Tensión máxima de trabajo	Uc	255V		275/440V		275/440V		700/1170V		
Corriente de impulso (10/350µs) (L-N)	limp	35kA	100kA	25kA	12,5kA	-	-	12,5kA	-	-
Corriente nominal de descarga (8/20µs) (L-N)	In	25kA	20kA	25kA	20kA	20kA	10kA	20kA	20kA	15kA
Corriente máxima de descarga (8/20µs) (L-N)/(N-PE)	I_{max}	100kA	65kA	100kA	65kA	40kA	20kA	60kA	40kA	40kA
Nivel de protección	Up	≤4kV		≤1,5kV	≤1,3kV	≤1,3kV	≤1,4kV	≤2,6kV	≤2,6kV	≤2,6kV
Nivel de protección (L-N)	Up	≤4kV		≤2kV	≤1,8kV	≤2kV	≤2kV	≤3,6kV	≤4kV	≤3,8kV
Nivel de protección (L-N)	Up	-		≤1,5kV	≤1,3kV	≤1,3kV	≤1,4kV	≤1,3kV	≤1,3kV	-
Nivel de protección (N-PE)	Up	-		≤2kV	≤1,8kV	≤2kV	≤2kV	≤1,8kV	≤2kV	-
Tiempo de respuesta (L-N)/(N-PE)	t_a	≤100ns		≤25 / ≤100ns		≤25 / ≤100ns		≤25ns / -		
Tensión TOV (L-N)	U_T	337V / 5 sec.		337V / 5 sec.		337V / 5 sec.		377V / 5 sec.		
Temperatura de funcionamiento	T_U	-40°C ... +80°C		-40°C ... +80°C		-40°C ... +80°C		-40°C ... +80°C		
Indicador de estado: operativo / fallo		-		verde / rojo		verde / rojo		verde / rojo		
Sección de cable mínimo		16mm ² rígido/flexible		10mm ² rígido/flexible		6mm ² rígido/flexible		10mm ² ríg./flex.	6mm ² ríg./flex.	6mm ² ríg./flex.
Sección de cable máximo		35mm ² rígido 25mm ² flexible		35mm ² rígido 25mm ² flexible		35mm ² rígido 25mm ² flexible		35mm ² rígido 25mm ² flexible		
Dimensiones		1 mód DIN 43880		2mód/fase	1mód/fase	1mód/fase		3 mód.		
Tipo de contacto (C) de señalización remota		-		Conmutado		Conmutado		Conmut.	Conmut.	-
Capacidad de conmutación ac/dc	(C Models)	-		250V-1A 125V-0,2A		250V-1A 125V-0,2A		250V-1A 125V-0,2A	250V-1A 125V-0,2A	- -



Fotovoltaico

Protección contra las sobretensiones en aplicaciones fotovoltaicas en CC



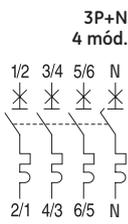
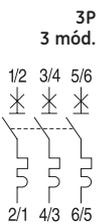
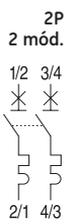
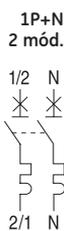
	Descripción			Descargador	
	limp	I _{max}	V máx.	Código	Tipo
Extraíble Clase I + II	12,5	-	700	(1x) 660191	(1x) SAPV I+II 12,5/600 (*)
			1170	(1x) 660193	(1x) SAPV I+II 12,5/1000 (*)
Extraíble Clase II	-	40	700	(1x) 660195	(1x) SAPV I+II 40/600 (*)
			1170	(1x) 660197	(1x) SAPV I+II 40/1000 (*)
Monobloque Clase II	-	40	600	(1x) 667508	(1x) SA PHOT 600V
			1000	(1x) 667509	(1x) SA PHOT 1000V

EB60 ICP-M

Interruptores magnetotérmicos



6000



Características

Intensidad nominal	3-63A
Tensión nominal en c.a. Un	230/400V
Tensión mínima de empleo $U_{B\ min}$	12V
Curvas de disparo magnetotérmico	ICP
Nº maniobras mecánicas/eléctricas	20000/10000
Tropicalización según EN 60068-2	95% de H.R. a 55°C
Cap. bornes cable flexible/rígido	25-35 mm ²
Polos	1, 1+N, 2, 3, 3+N
Peso	125 g/polo

Homologaciones



In (A)	ICP		Sum. (luds)
	Tipo	Código	
3 5 7.5 10 15 20 25 30 35 40 45 50 63	EB61 ICP03	674200	12
	EB61 ICP05	674201	12
	EB61 ICP07.5	674202	12
	EB61 ICP10	674203	12
	EB61 ICP15	674204	12
	EB61 ICP20	674205	12
	EB61 ICP25	674206	12
	EB61 ICP30	674207	12
	EB61 ICP35	674208	12
	EB61 ICP40	674209	12
	EB61 ICP45	674210	12
EB61 ICP50	674211	12	
	EB61 ICP63	674212	12
	EB61N ICP03	674213	6
	EB61N ICP05	674214	6
	EB61N ICP07.5	674215	6
	EB61N ICP10	674216	6
	EB61N ICP15	674217	6
	EB61N ICP20	674218	6
	EB61N ICP25	674219	6
	EB61N ICP30	674220	6
	EB61N ICP35	674221	6
EB61N ICP40	674222	6	
	EB61N ICP45	674223	6
	EB61N ICP50	674224	6
	EB61N ICP63	674225	6
	EB62 ICP03	674226	6
	EB62 ICP05	674227	6
	EB62 ICP07.5	674228	6
	EB62 ICP10	674229	6
	EB62 ICP15	674230	6
	EB62 ICP20	674231	6
	EB62 ICP25	674232	6
EB62 ICP30	674233	6	
EB62 ICP35	674234	6	
	EB62 ICP40	674235	6
	EB62 ICP45	674236	6
	EB62 ICP50	674237	6
	EB62 ICP63	674238	6
	EB63 ICP03	674239	4
	EB63 ICP05	674240	4
	EB63 ICP07.5	674241	4
	EB63 ICP10	674242	4
	EB63 ICP15	674243	4
	EB63 ICP20	674244	4
EB63 ICP25	674245	4	
EB63 ICP30	674246	4	
EB63 ICP35	674247	4	
	EB63 ICP40	674248	4
	EB63 ICP45	674249	4
	EB63 ICP50	674250	4
	EB63 ICP63	674251	4
	EB63N ICP03	674252	3
	EB63N ICP05	674253	3
	EB63N ICP07.5	674254	3
	EB63N ICP10	674255	3
	EB63N ICP15	674256	3
	EB63N ICP20	674257	3
EB63N ICP25	674258	3	
	EB63N ICP30	674259	3
	EB63N ICP35	674260	3
	EB63N ICP40	674261	3
	EB63N ICP45	674262	3
	EB63N ICP50	674263	3
	EB63N ICP63	674264	3



Interruptor diferencial de alta inmunidad

Serie FPAi - FPSi

EN 61008

Clase Ai



Clase Si



Alta inmunidad contra
disparos intempestivos

Aplicaciones



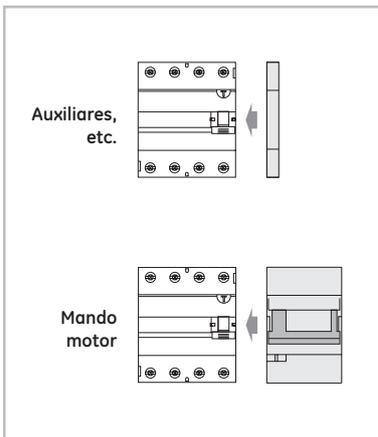
Características

Intensidad nominal I_n	(A)	25, 40, 63, 80, 100
Sensibilidad $I_{\Delta n}$	(mA)	30, 100, 300, 500, 1000
Tensión nominal en c.a. U_n	(V)	2P: 230 4P: 230/400
Tensión mínima de empleo $U_{B \text{ min}}$	(V)	2P: 117 4P: 180
Nº maniobras mecánicas/eléctricas		20000/10000
Tropicalización según EN 60068-2		95% de H.R. a 55°C
Cap. borne cable flexible/rígido	(mm ²)	35-50
Polos		2, 4
Resistencia a ondas de choque		Clase Ai: 3000A 8/20µs Clase Si: 5000A 8/20µs 0,5 µs - 100kHz - 200A
Variación de la temperatura ambiente	(°C)	De -25 a 40
Peso	(g)	2P: 275 4P: 393

Homologaciones



Auxiliares eléctricos



Auxiliares eléctricos

- Contactos auxiliares ● pág A.100
- Bobina de disparo ● pág A.102
- Bobina de mínima tensión ● pág A.102
- Desconector de apertura panel ● pág A.102
- Mando motor ● pág A.104

- Accesorios ● pág A.52
- Puentes de unión ● pág A.106

- Características técnicas ● ver guía técnica
- Dimensiones

Características de cortocircuito

Poder de cierre y corte	$I_m = 500A$ o $(10 \times I_n)$
Poder residual de cierre y corte	$I_{\Delta m} = 500A$ o $(10 \times I_n)$
Resistencia a los cortocircuitos	$I_{nc} = 10000A$ a 230/400V con fusible gG 80A



EXZHELLENT®-SOLAR

ZZ-F (PVF-1 TÜV)

exZhelentSOLAR
ZZ-F (PVF-1 TÜV)

APLICACIONES:

Cables flexibles unipolares de tensión máxima entre fases y entre fase y tierra de 1,8 kV en corriente continua (dc), específicos para instalaciones solares fotovoltaicas (PV), capaces de soportar las extremas condiciones ambientales que se producen en este tipo de instalaciones. No recomendado para instalación subterránea, ya sea bajo tubo o directamente enterrada. Sus características principales son:

- Servicio móvil
- Seguridad: libre de halógenos, baja acidez y corrosividad de los humos y no propagador de la llama
- Resistencia a la intemperie
- Resistencia a muy baja temperatura (-40 °C)
- Resistencia a la abrasión, el desgarro y los aceites y grasas industriales
- Endurancia térmica de los materiales para garantizar una vida útil mínima de 30 años
- Producto certificado por TÜV Rheinland en toda la gama y certificado por LCIE en las secciones 4, 6 y 10 mm².

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

CONSTRUCCIÓN:

TÜV 2 Pfg 1169/08.2007

1. CONDUCTOR

Cobre flexible estañado clase 5 para instalación móvil (-F).

2. AISLAMIENTO

Elastómero termoestable libre de halógenos (Z).

3. CUBIERTA

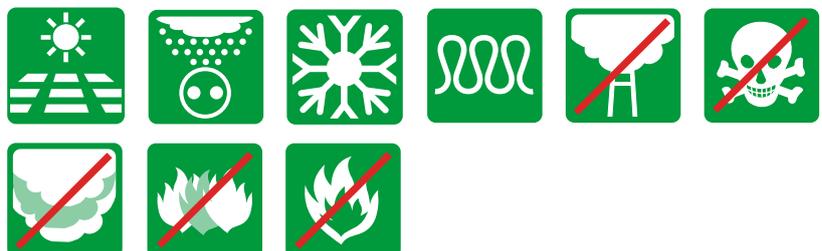
Elastómero termoestable libre de halógenos (Z).

Colores negro o rojo.

TENSIÓN:

1,8 kV dc (tensión máxima del sistema entre fases y también entre fase y tierra)

PRESTACIONES:



ENERGY® RV-K FOC

energy RV-K FOC

RV-K

RV-K

APLICACIONES:

Cables flexibles para utilización en la distribución de energía en baja tensión en instalaciones fijas de interior y exterior. Se distinguen por su flexibilidad y manejabilidad, que facilitan y ahorran tiempo en la instalación.

La variante UNFIRE® cumple la No Propagación del Incendio.

A partir de la sección de 50 mm² inclusive se ofrece la configuración SECTORFLEX® con conductor sectoral flexible que, consigue un menor diámetro y peso del cable, incrementando su manejabilidad y facilidad de instalación.

Producto certificado con la marca AENOR.

La temperatura máxima del conductor en servicio permanente es de 90 °C.



CONSTRUCCIÓN:

UNE 21123-2, IEC 60502-1

1. Conductor

Cobre flexible clase 5 según para instalación fija (-K).

2. Aislamiento

Polietileno reticulado (R).

Identificación por coloración.

3. Cubierta

Policloruro de vinilo (V).

TENSIÓN:

0,6/1 kV

PRESTACIONES:



EXZHELLENT® XXI

1000 V

RZ1-K (AS)

exZhelent XXI 1000 V
RZ1-K (AS)

APLICACIONES:

Cables flexibles unipolares y multipolares de 600/1000 V, para ser instalados en viviendas (línea general de alimentación y derivaciones individuales) según indica el Reglamento de Baja Tensión en las correspondientes ITC-BT-14 y 15, en los locales de pública concurrencia según ITC-BT-28, así como en aquellos lugares donde se pretenda elevar el grado de seguridad. A partir de la sección de 50 mm² inclusive se ofrece la configuración SECTORFLEX® con conductor sectoral flexible que, consigue un menor diámetro y peso del cable, incrementando su manejabilidad y facilidad de instalación.

Producto certificado con la marca AENOR.

Resistencia a muy baja temperatura (-40 °C).

La temperatura máxima del conductor en servicio permanente es de 90 °C.



CONSTRUCCIÓN:

UNE 21123-4, IEC 60502-1

1. CONDUCTOR

Cobre flexible clase 5 para instalación fija (-K).

2. AISLAMIENTO

Polietileno reticulado (R).

3. CUBIERTA

Poliolefina termoplástica ignífuga, libre de halógenos (Z1).

TENSIÓN:

0,6/1 kV

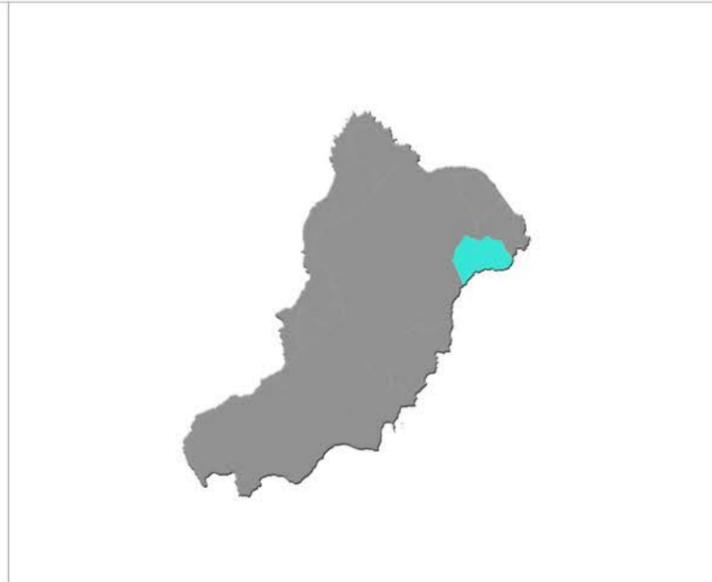
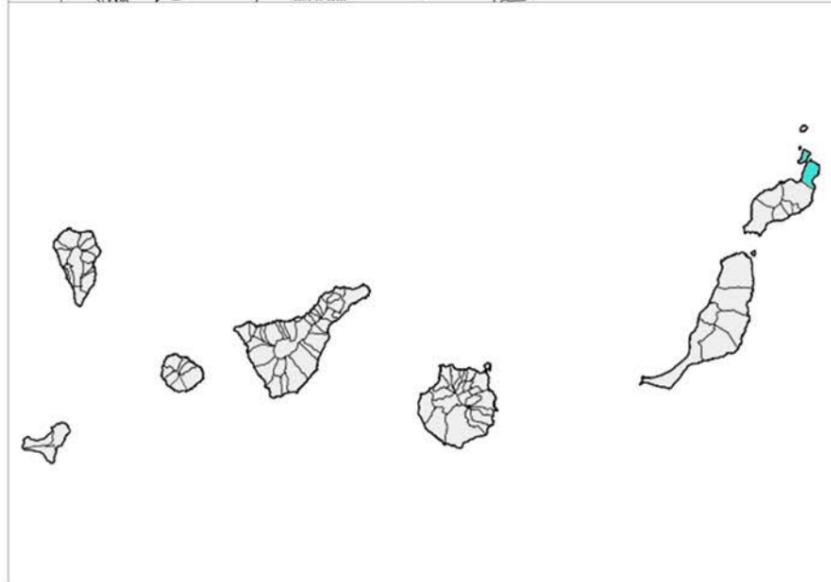
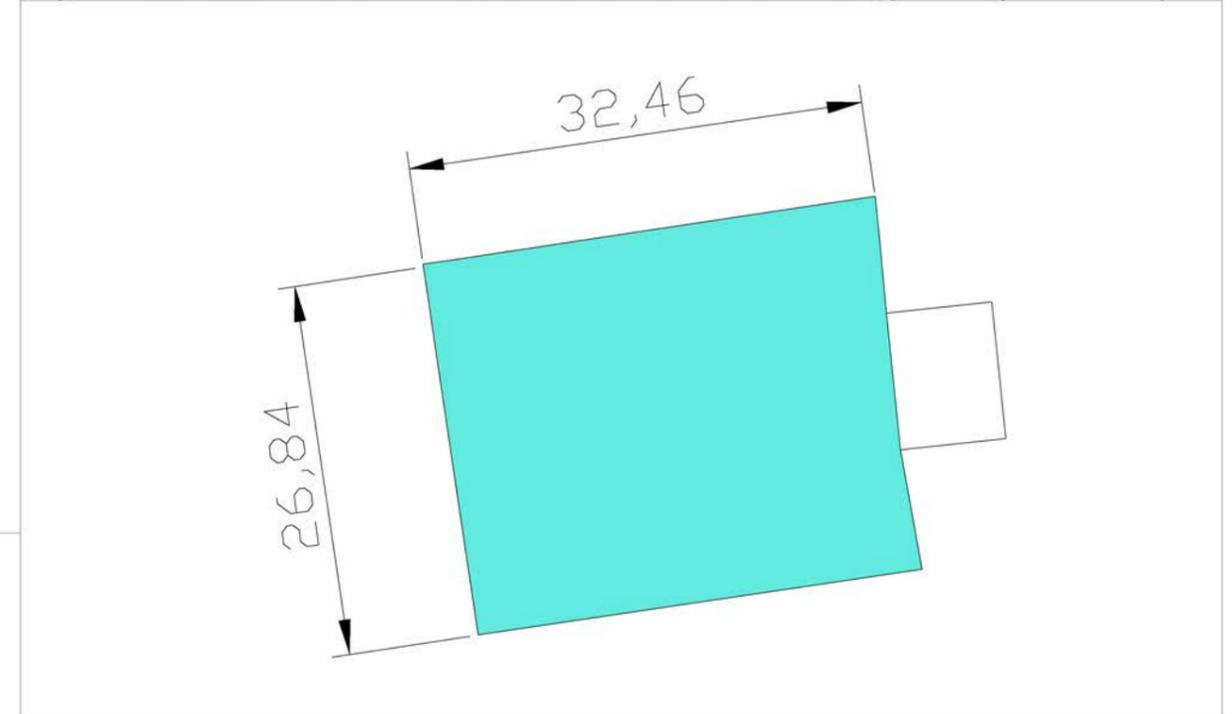
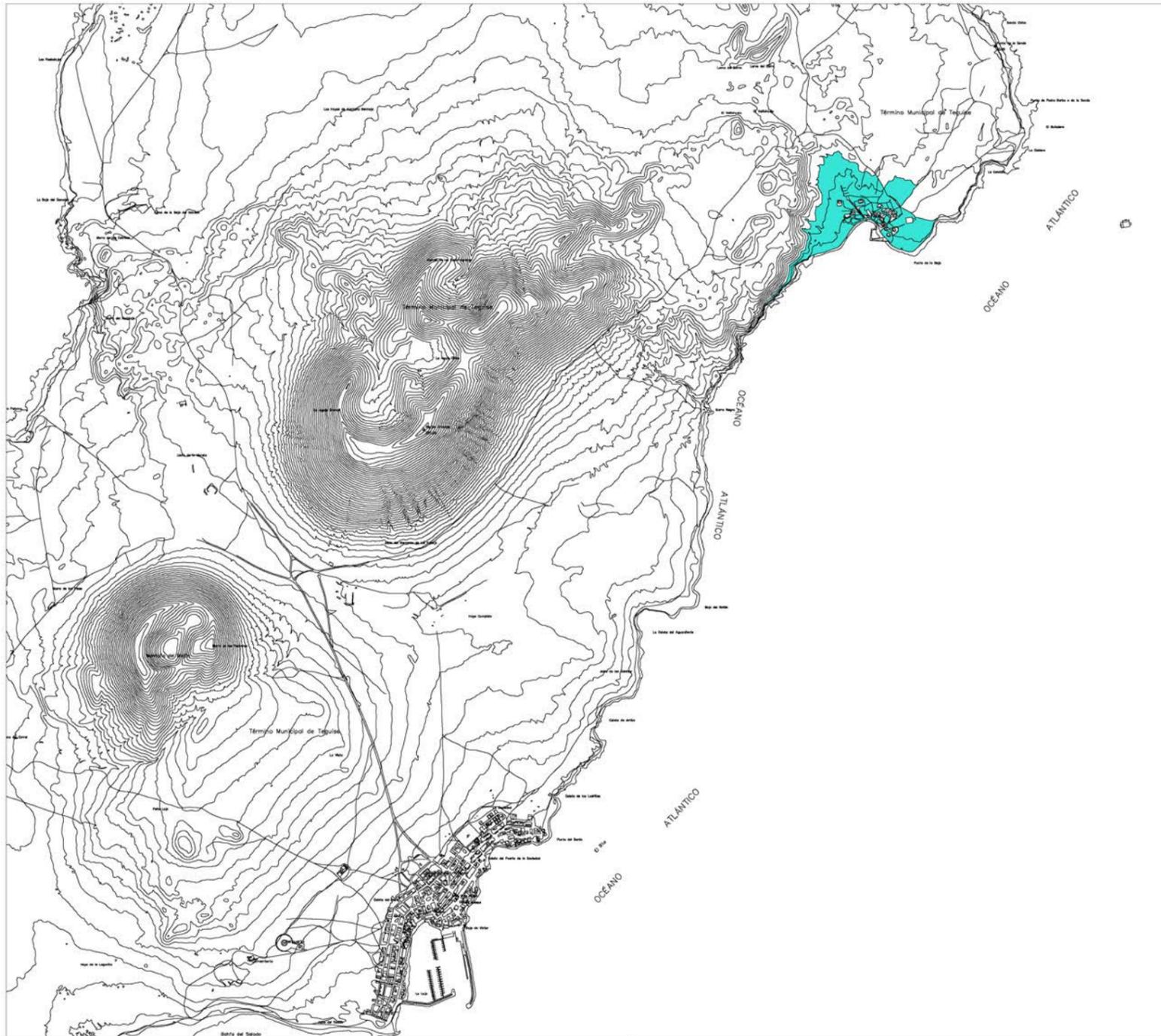
PRESTACIONES:



PLANOS

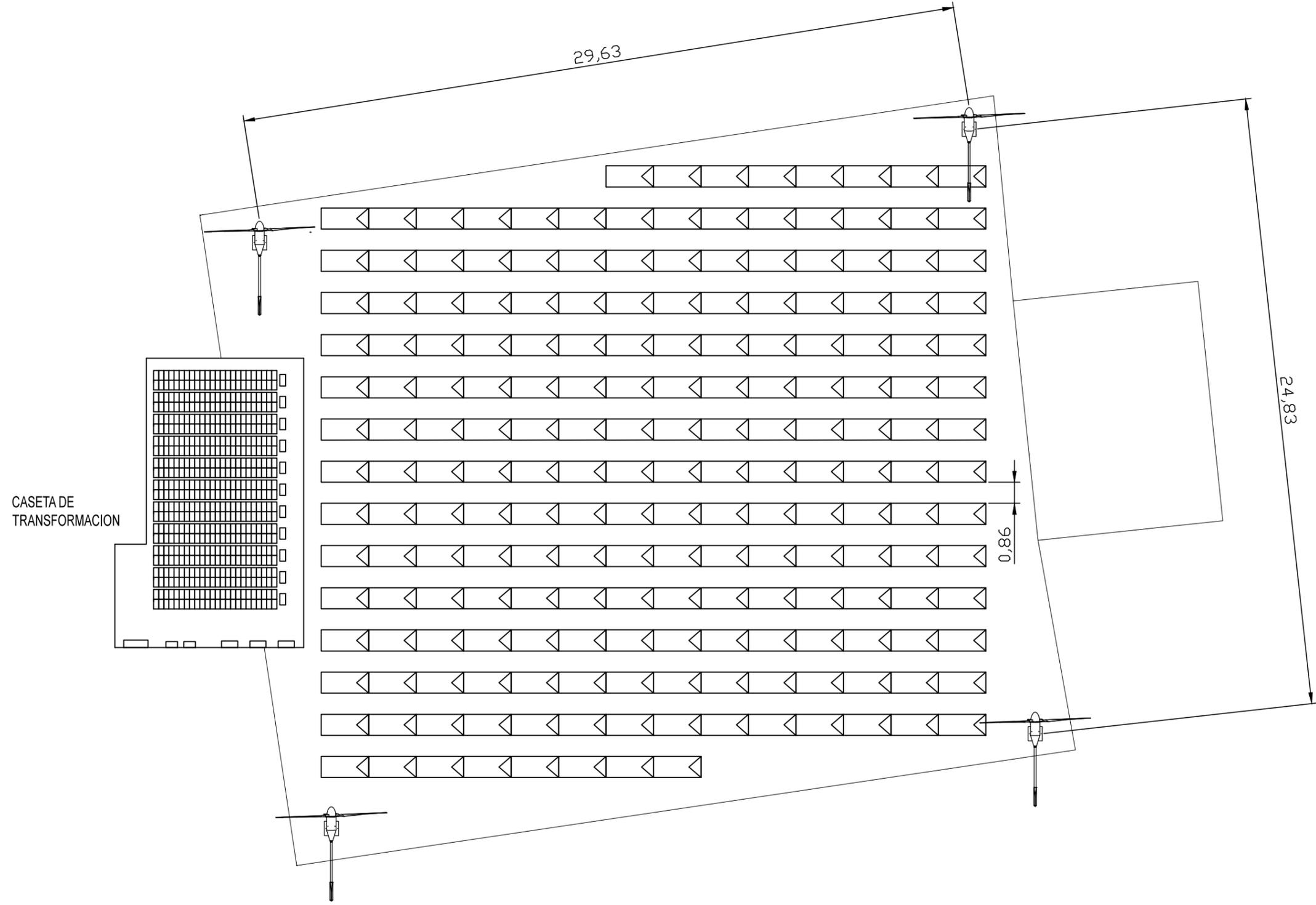
ÍNDICE PLANOS

1.- Plano 1-Situación y emplazamiento.....	1
2.- Plano 2-Distribución.	2
3.- Plano3-Esquema unifilar	3
4.- Plano 4.- Estructuea soporte módulo fotovoltaico.....	4



DISEÑO DE PLANTA HÍBRIDA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

Fecha	JUL-2015	 ULL Universidad de La Laguna	ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL <i>Ingeniería Técnica Industrial, esp Mecánica</i> Universidad de La Laguna
Autores	Ballester Gorostiza, Iñaki Vilbazo Negrín, Víctor		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA:	SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	Nº P. : 1	



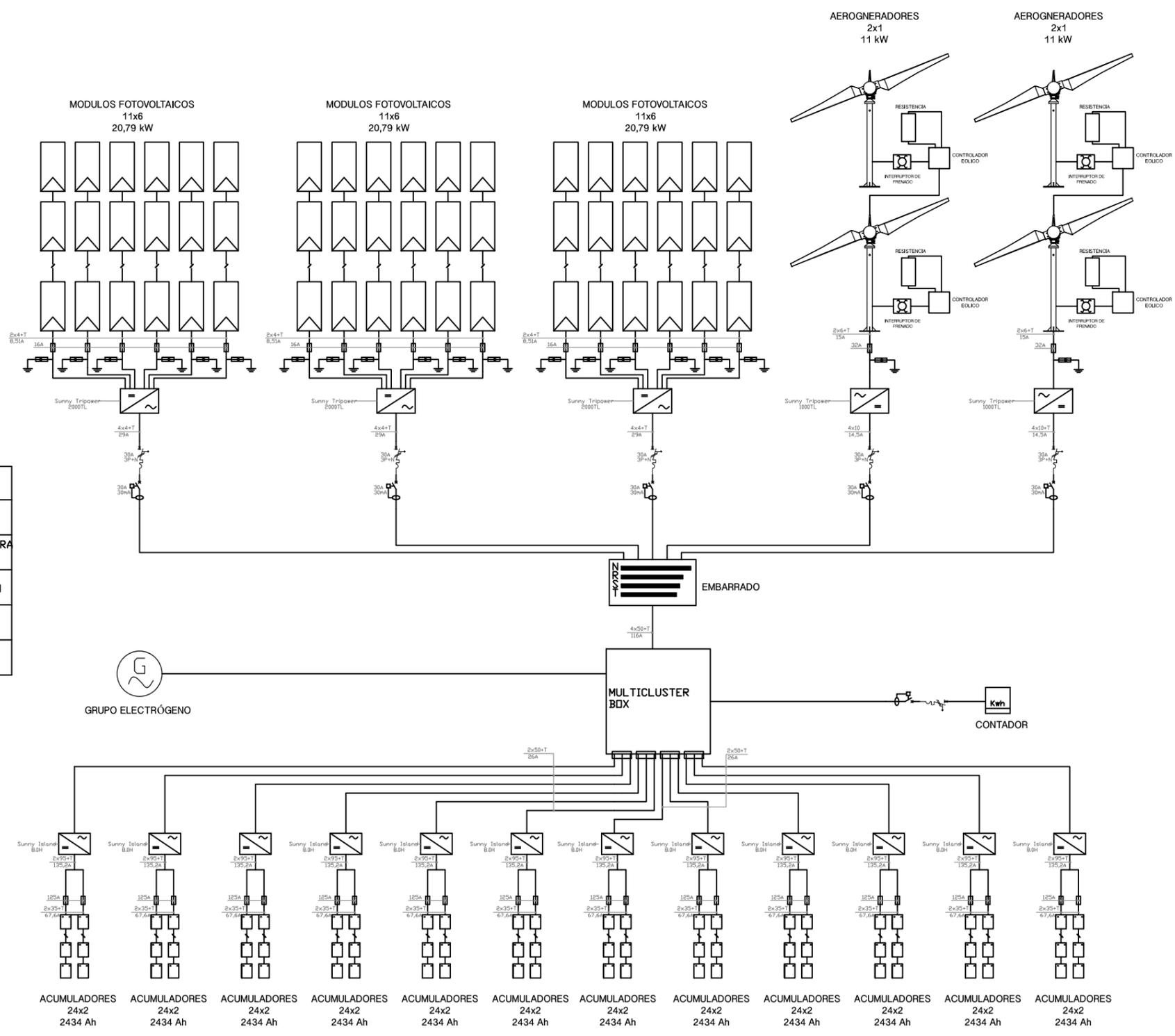
CASETA DE TRANSFORMACION

29,63

24,83

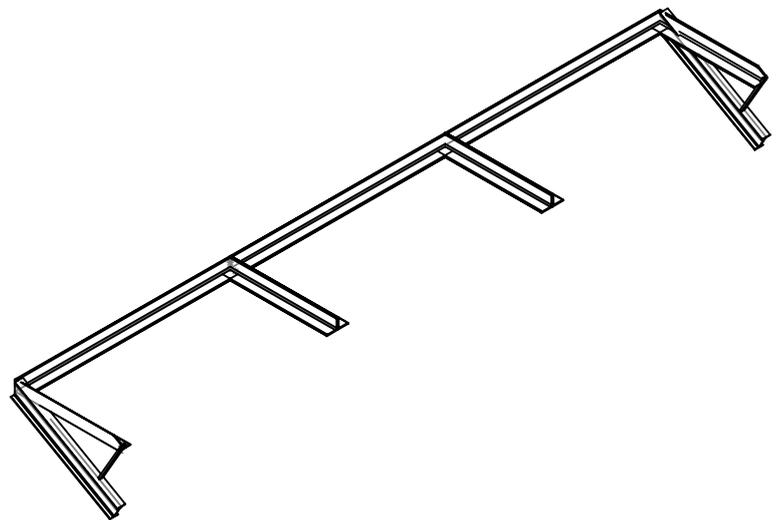
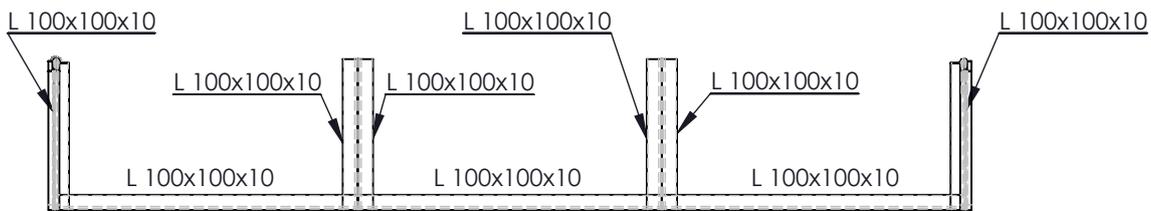
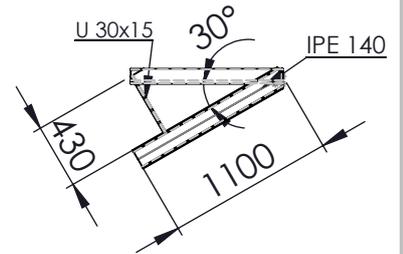
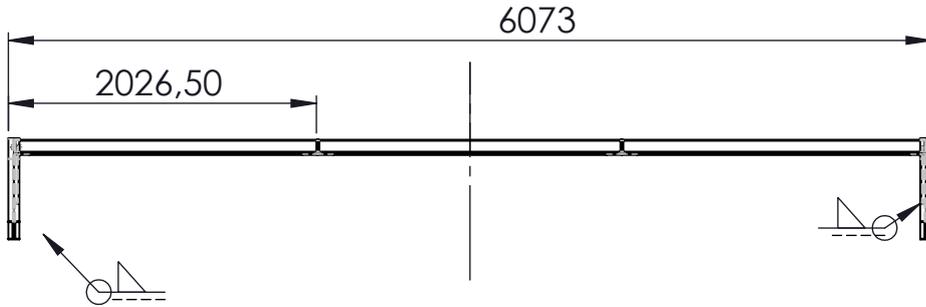
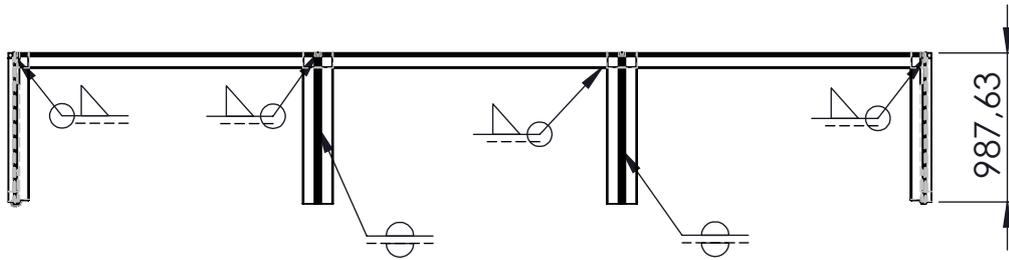
0,870

DISEÑO DE PLANTA HÍBRIDA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA			
	Fecha	JUL-2015	 ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL <i>Ingeniería Tecnica Industrial, esp Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
Autores	<i>Ballester Gorostiza, Iñaki</i> <i>Vilbazo Negrín, Víctor</i>		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA:	DISTRIBUCIÓN		Nº P. : 2

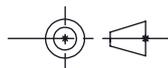


LEYENDA	
	FUSIBLE
	PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES
	MAGNETO TÉRMICO
	DIFERENCIAL
	INVERSOR

DISEÑO DE PLANTA HÍBRIDA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA			
Fecha	JUL-2015		ESCUELA TECNICA SUPERIOR INGENIERÍA CIVIL E INDUSTRIAL <i>Ingeniería Tecnica Industrial, esp Mecánica</i> Universidad de La Laguna
Autores	Ballester Gorostiza, Iñaki Vilbazo Negrín, Víctor		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA:	ESQUEMA UNIFILAR		Nº P. : 3



DISEÑO PLANTA HÍBRIDA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

Nombre		Fecha	Autor		ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA SECCIÓN INDUSTRIAL Grado en Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna
Apellidos		JUL.15	BALLESTER GOROSTIZA, I		
Id. s. normas		UNE-EN-DIN	VILBAZO NEGRIN, V		
ESCALA:	ESTRUCTURA SOPORTE MÓDULO FOTOVOLTAICO			Nº P. :4	CUADRANTE
1:50				Nom.Arch:	

PLIEGO DE CONDICIONES

ÍNDICE PLIEGO DE CONDICIONES

1.- PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES.	1
1.1.- Documentación del contrato de obra.	1
2.- PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS	1
2.1.- Condiciones facultativas.	1
2.1.1.- Técnico director de obra.	1
2.1.2.- Constructor o instalador.	2
2.1.3.- Verificación de los documentos del proyecto.....	3
2.1.4.- Presencia del constructor o instalador en la obra.....	3
2.1.5.- Trabajos no estipulados expresamente.	3
2.1.6.- Interpretaciones, aclaraciones y modificaciones de los documentos del proyecto.	4
2.1.7.- Reclamaciones contra las órdenes de la dirección facultativa.....	4
2.1.8.- Faltas de personal.....	5
2.1.9.- Replanteo.....	5
2.1.10.- Comienzo de la obra. ritmo de ejecución de los trabajos.....	5
2.1.11.- Orden de los trabajos.	6
2.1.12.- Facilidades para otros contratistas.....	6
2.1.13.- Ampliación del proyecto por causas imprevistas o de fuerza mayor.....	6
2.1.14.- Prórroga por causa de fuerza mayor.	6
2.1.15.- Responsabilidad de la dirección facultativa en el retraso de la obra.....	7
2.1.16.- Condiciones generales de ejecución de los trabajos	7
2.1.17.- Obras ocultas.	7
2.1.18.- Trabajos defectuosos.	7
2.1.19.- Limpieza de las obras.....	8
2.1.20.- Documentación final de la obra.....	8
2.1.21.- Plazo de garantía.	8

2.1.22.- Prórroga del plazo de garantía	8
2.2.- Condiciones económicas	9
2.2.1.- Composición de los precios unitarios	9
2.2.2.- Precios contradictorios.....	10
2.2.3.- Reclamaciones de aumento de precios por causas diversas.....	10
2.2.4.- Acopio de materiales.	11
2.2.5.- Pagos.	11
2.2.6.- Importe de la indemnización por retraso no justificado en el plazo de terminación de las obras.....	11
2.2.7.- Uso por el contratista del edificio o bienes del propietario.	11
2.3.- Condiciones técnicas para la ejecución y montaje de instalaciones eléctricas en baja tensión. condiciones generales	12
2.3.1.- Seguridad.....	13
2.3.2.- Limpieza.....	14
1.- Objeto del estudio de seguridad y salud.....	1
2.- Memoria informativa.....	1
2.1.1.- Metodología.	1
2.1.2.- Datos de la obra y antecedentes denominación.....	1
2.1.2.1.- Accesos.....	2
2.1.2.2.- Climatología del lugar.....	2
2.1.2.3.- Plazo de ejecución.....	2
2.1.2.4.- Autores del encargo.....	2
2.1.2.5.- Número de trabajadores.....	2
2.1.2.6.- Uso anterior del solar	2
2.1.3. Descripción del tipo de obra.....	2
2.1.3.1.- Instalación eléctrica.	2
2.1.3.2.- Circulación de personas ajenas a la obra.	3
2.1.3.3.- Suministro de energía eléctrica.....	3

2.1.3.4.- Formación.....	3
2.1.3.5.- Memoria descriptiva.....	3
3.- Obligaciones del promotor	23
4.- Coordinadores en materia de seguridad y salud.....	24
5.- Plan de seguridad y salud en el trabajo.....	25
6.- Obligaciones de contratistas y subcontratistas.....	26
7.- Obligaciones de trabajadores autónomos.....	27
8.- Libro de incidencias.....	29
9.- Paralización de los trabajos.....	30
10.- Derechos de los trabajadores.....	30
11.- Vigilancia de la salud y primeros auxilios.....	30
11.1.- Plan de emergencia.....	33
12.- Disposiciones mínimas de seguridad y salud que deben aplicarse en la obra .	35
12.1.- Normas de seguridad y salud aplicables en la obra.....	35
13.- Conclusión.....	37

1.- PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES.

1.1.- Documentación del contrato de obra.

Integran el contrato los siguientes documentos relacionados por orden de importancia en cuanto al valor de sus especificaciones en caso de omisión o aparente contradicción:

1º Las condiciones fijadas en el propio documento de contrato o empresa o arrendamiento de obra.

2º El presente Pliego de Condiciones.

3º El resto de la documentación del proyecto (memoria, planos, mediciones y presupuesto). En cada documento, las especificaciones literales prevalecen sobre las gráficas y en los planos, la cota prevalece sobre la escala.

2.- PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

2.1.- Condiciones facultativas.

2.1.1.- Técnico director de obra.

Corresponde al Técnico Director:

- Redactar los complementos o rectificaciones del proyecto que se precisen.
- Asistir a la obra, cuantas veces lo requiera su naturaleza y complejidad, a fin de resolver los problemas que se produzcan e impartir las órdenes complementarias que sean precisas para conseguir la correcta solución técnica.
- Aprobar las certificaciones parciales de la obra (si hubieran), la liquidación final y asesorar al promotor en el acto de la recepción.
- Redactar cuando sea requerido el estudio de los sistemas adecuados a los riesgos del trabajo en la realización de la obra y aprobar el Plan de Seguridad y Salud para la aplicación del mismo.

- Efectuar el replanteo de la obra y preparar el acta correspondiente, suscribiéndola en unión del Constructor o Instalador.
- Comprobar las instalaciones provisionales, medios auxiliares y sistemas de seguridad e higiene en el trabajo, controlando su correcta ejecución.
- Ordenar y dirigir la ejecución material con arreglo al proyecto y a las normas técnicas.
- Realizar las mediciones de obra ejecutada y dar conformidad, según las relaciones establecidas, a las certificaciones valoradas y a la liquidación de la obra.
- Suscribir el certificado final de la obra.

2.1.2.- Constructor o instalador.

Corresponde al Constructor o Instalador:

- Organizar los trabajos, redactando los planes de obras que se precisen y proyectando o autorizando las instalaciones provisionales y medios auxiliares de la obra.
- Elaborar, cuando se requiera, el Plan de Seguridad e Higiene de la obra en aplicación del estudio correspondiente y disponer en todo caso la ejecución de las medidas preventivas, velando por su cumplimiento y por la observancia de la normativa vigente en materia de seguridad e higiene en el trabajo.
- Suscribir con el Técnico Director el acta de replanteo de la obra.
- Ostentar la jefatura de todo el personal que intervenga en la obra y coordinar las intervenciones de los subcontratistas.
- Facilitar al Técnico Director con antelación suficiente los materiales precisos para el cumplimiento de su cometido.
- Preparar la propuesta de liquidación final.
- Suscribir con el Promotor las actas de recepción provisional y definitiva.
- Concertar los seguros de accidentes de trabajo y de daños a terceros durante la obra.

2.1.3.- Verificación de los documentos del proyecto.

Antes de dar comienzo a las obras, el Constructor o Instalador consignará por escrito que la documentación aportada le resulta suficiente para la comprensión de la totalidad de la obra contratada o, en caso contrario, solicitará las aclaraciones pertinentes.

El Contratista se sujetará a las Leyes, Reglamentos y Ordenanzas vigentes, así como a las que se dicten durante la ejecución de la obra.

2.1.4.- Presencia del constructor o instalador en la obra.

El Constructor o Instalador está obligado a comunicar a la propiedad la persona designada como delegado suyo en la obra, que tendrá carácter de Jefe de la misma, con dedicación plena y con facultades para representarle y adoptar en todo momento cuantas disposiciones competan a la contrata.

El incumplimiento de esta obligación o, en general, la falta de cualificación suficiente por parte del personal según la naturaleza de los trabajos, facultará al Técnico para ordenar la paralización de las obras, sin derecho a reclamación alguna, hasta que se subsane la deficiencia.

El Jefe de la obra, por sí mismo o por medio de sus técnicos encargados, estará presente durante la jornada legal de trabajo y acompañará al Técnico

Director, en las visitas que haga a las obras, poniéndose a su disposición para la práctica de los reconocimientos que se consideren necesarios y suministrándole los datos precisos para la comprobación de mediciones y liquidaciones.

2.1.5.- Trabajos no estipulados expresamente.

Es obligación de la contrata el ejecutar cuanto sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aun cuando no se halle expresamente determinado en los documentos de Proyecto, siempre que, sin separarse de su espíritu y recta interpretación, lo disponga el Técnico Director dentro de los límites de posibilidades que los presupuestos habiliten para cada unidad de obra y tipo de ejecución.

El Contratista, de acuerdo con la Dirección Facultativa, entregará en el acto de la recepción provisional, los planos de todas las instalaciones ejecutadas en la obra, con las modificaciones o estado definitivo en que hayan quedado.

El Contratista se compromete igualmente a entregar las autorizaciones que preceptivamente tienen que expedir las Delegaciones Provinciales de Industria, Sanidad, etc., y autoridades locales, para la puesta en servicio de las referidas instalaciones.

Son también por cuenta del Contratista, todos los arbitrios, licencias municipales, vallas, alumbrado, multas, etc., que ocasionen las obras desde su inicio hasta su total terminación.

2.1.6.- Interpretaciones, aclaraciones y modificaciones de los documentos del proyecto.

Cuando se trate de aclarar, interpretar o modificar preceptos de los Pliegos de Condiciones o indicaciones de los planos o croquis, las órdenes e instrucciones correspondientes se comunicarán precisamente por escrito al Constructor o Instalador estando éste obligado a su vez a devolver los originales o las copias suscribiendo con su firma el enterado, que figurará al pie de todas las órdenes, avisos o instrucciones que reciba del Técnico Director.

Cualquier reclamación que en contra de las disposiciones tomadas por éstos crea oportuno hacer el Constructor o Instalador, habrá de dirigirla, dentro precisamente del plazo de tres días, a quien la hubiera dictado, el cual dará al Constructor o Instalador, el correspondiente recibo, si este lo solicitase.

El Constructor o Instalador podrá requerir del Técnico Director, según sus respectivos cometidos, las instrucciones o aclaraciones que se precisen para la correcta interpretación y ejecución de lo proyectado.

2.1.7.- Reclamaciones contra las órdenes de la dirección facultativa.

Las reclamaciones que el Contratista quiera hacer contra las órdenes o instrucciones dimanadas de la Dirección Facultativa, sólo podrá presentarlas ante la Propiedad, si son de orden económico.

Contra disposiciones de orden técnico no se admitirá reclamación alguna. No obstante, el Contratista puede exponer sus razones a la Dirección Facultativa y será la misma quién decida si se realizará dicha modificación, pudiendo adoptar otras alternativas si así lo considera.

2.1.8.- Faltas de personal.

El Técnico Director, en supuestos de desobediencia a sus instrucciones, manifiesta incompetencia o negligencia grave que comprometan o perturben la marcha de los trabajos, podrá requerir al Contratista para que aparte de la obra a los dependientes u operarios causantes de la perturbación.

El Contratista podrá subcontratar capítulos o unidades de obra a otros contratistas e industriales, con sujeción en su caso, a lo estipulado en el Pliego de Condiciones Particulares y sin perjuicio de sus obligaciones como Contratista general de la obra.

2.1.9.- Replanteo.

El Constructor o Instalador iniciará las obras con el replanteo de las mismas en el terreno, señalando las referencias principales que mantendrá como base de ulteriores replanteos parciales. Dichos trabajos se considerarán a cargo del Contratista e incluidos en su oferta.

El Constructor someterá el replanteo a la aprobación del Técnico Director y una vez este haya dado su conformidad preparará un acta acompañada de un plano que deberá ser aprobada por el Técnico Facultativo.

2.1.10.- Comienzo de la obra. ritmo de ejecución de los trabajos.

El Constructor o Instalador dará comienzo a las obras en el plazo marcado, desarrollándolas en la forma necesaria para que la ejecución total se lleve a efecto dentro del plazo exigido en el Contrato.

Obligatoriamente y por escrito, deberá el Contratista dar cuenta al Técnico Director del comienzo de los trabajos al menos con dos días de antelación.

2.1.11.- Orden de los trabajos.

En general, la determinación del orden de los trabajos es facultad de la contrata, salvo aquellos casos en los que, por circunstancias de orden técnico, estime conveniente su variación la Dirección Facultativa.

2.1.12.- Facilidades para otros contratistas.

De acuerdo con lo que requiera la Dirección Facultativa, el Contratista General deberá dar todas las facilidades razonables para la realización de los trabajos que le sean encomendados a todos los demás Contratistas que intervengan en la obra.

En caso de litigio, ambos Contratistas estarán a lo que resuelva la Dirección Facultativa.

2.1.13.- Ampliación del proyecto por causas imprevistas o de fuerza mayor.

Cuando sea preciso por motivo imprevisto o por cualquier accidente, ampliar el Proyecto, no se interrumpirán los trabajos, continuándose según las instrucciones dadas por el Técnico Director en tanto se formula o se tramita el Proyecto Reformado.

2.1.14.- Prórroga por causa de fuerza mayor.

Si por causa de fuerza mayor o independiente de la voluntad del Constructor o Instalador, éste no pudiese comenzar las obras, o tuviese que suspenderlas, o no le fuera posible terminarlas en los plazos prefijados, se le otorgará una prórroga proporcionada para el cumplimiento de la contrata, previo informe favorable del Técnico.

Para ello, el Constructor o Instalador expondrá, en escrito dirigido al Técnico, la causa que impide la ejecución o la marcha de los trabajos y el retraso que por ello se originaría en los plazos acordados, razonando debidamente la prórroga que por dicha causa solicita.

2.1.15.- Responsabilidad de la dirección facultativa en el retraso de la obra.

El Contratista no podrá excusarse de no haber cumplido los plazos de obra estipulados, alegando como causa la carencia de planos u órdenes de la Dirección Facultativa, a excepción del caso en que habiéndolo solicitado por escrito no se le hubiesen proporcionado.

2.1.16.- Condiciones generales de ejecución de los trabajos

Todos los trabajos se ejecutarán con estricta sujeción al Proyecto, a las modificaciones del mismo que previamente hayan sido aprobadas y a las órdenes e instrucciones que bajo su responsabilidad y por escrito entregue el Técnico al Constructor o Instalador, dentro de las limitaciones presupuestarias.

2.1.17.- Obras ocultas.

De todos los trabajos y unidades de obra que hayan de quedar ocultos a la terminación de la instalación, se levantarán los planos precisos para que queden perfectamente definidos;

Estos documentos se extenderán por triplicado, siendo entregados: uno, al Técnico; otro a la Propiedad; y el tercero, al Contratista, firmados todos ellos por los tres.

2.1.18.- Trabajos defectuosos.

El Constructor debe emplear los materiales que cumplan las condiciones exigidas en Pliego de Condiciones y realizará todos y cada uno de los trabajos contratados de acuerdo con lo especificado, también, en dicho documento. En caso de faltas y defectos

en las unidades de obra, si dichas unidades de obra no cumplen con las normas fijadas en éste pliego de condiciones, será responsabilidad del Constructor.

2.1.19.- Limpieza de las obras.

Es obligación del Constructor o Instalador mantener limpias las obras y sus alrededores, tanto de escombros como de materiales sobrantes, hacer desaparecer las instalaciones provisionales que no sean necesarias, así como adoptar las medidas y ejecutar todos los trabajos que sean necesarios para que la obra ofrezca un buen aspecto y para que no sean motivo de accidente.

2.1.20.- Documentación final de la obra.

El Técnico Director facilitará a la Propiedad la documentación final de las obras, con las especificaciones y contenido dispuesto por la legislación vigente.

2.1.21.- Plazo de garantía.

El plazo de garantía será de doce meses, y durante este período el Contratista corregirá los defectos observados, eliminará las obras rechazadas y reparará las averías que por esta causa se produjeran, todo ello por su cuenta y sin derecho a indemnización alguna, ejecutándose en caso de resistencia dichas obras por la Propiedad con cargo a la fianza.

2.1.22.- Prórroga del plazo de garantía.

Si al proceder al reconocimiento para la recepción definitiva de la obra, no se encontrase ésta en las condiciones debidas, se aplazará dicha recepción definitiva y el Técnico Director marcará al Constructor o Instalador los plazos y formas en que deberán realizarse las obras necesarias y, de no efectuarse dentro de aquellos, podrá resolverse el contrato con pérdida de la fianza.

2.1.23.- De las recepciones de trabajos cuya contrata haya sido rescindida.

En el caso de resolución del contrato, el Contratista vendrá obligado a retirar, en un plazo de 15 días, la maquinaria, medios auxiliares, instalaciones, etc., a resolver los subcontratos que tuviese concertados y a dejar la obra en condiciones de ser reanudadas por otra empresa.

2.2- Condiciones económicas.

2.2.1.- Composición de los precios unitarios.

El cálculo de los precios de las distintas unidades de la obra es el resultado de sumar los costes directos, los indirectos, los gastos generales y el beneficio industrial.

Se considerarán costes directos:

- a) La mano de obra, con sus pluses, cargas y seguros sociales, que intervienen directamente en la ejecución de la unidad de obra.
- b) Los materiales, a los precios resultantes a pie de la obra, que queden integrados en la unidad de que se trate o que sean necesarios para su ejecución.
- c) Los equipos y sistemas técnicos de la seguridad e higiene para la prevención y protección de accidentes y enfermedades profesionales.
- d) Los gastos de personal, combustible, energía, etc., que tenga lugar por accionamiento o funcionamiento de la maquinaria e instalaciones utilizadas en la ejecución de la unidad de obras.
- e) Los gastos de amortización y conservación de la maquinaria, instalaciones, sistemas y equipos anteriormente citados.

Se considerarán costes indirectos:

Los gastos de instalación de oficinas a pie de obra, comunicaciones, edificación de almacenes, talleres, pabellones temporales para obreros, laboratorios, seguros, etc., los

del personal técnico y administrativo adscrito exclusivamente a la obra y los imprevistos. Todos estos gastos, se cifrarán en un porcentaje de los costes directos.

Se considerarán Gastos Generales:

Los Gastos Generales de empresa, gastos financieros, cargas fiscales y tasas de la administración legalmente establecidas. Serán un 16% del PEM (Presupuesto de Ejecución por Contrata).

Beneficio Industrial:

El Beneficio Industrial del Contratista se establece en el 6% del PEM.

Precio de Ejecución Material:

Se denominará Precio de Ejecución Material al resultado obtenido por la suma de los costes directos e indirectos únicamente.

Precio de Contrata:

El precio de Contrata es la suma de los costes directos, los indirectos, los Gastos Generales y el Beneficio Industrial.

2.2.2.- Precios contradictorios.

Se producirán precios contradictorios sólo cuando la Propiedad por medio del Técnico decida introducir unidades o cambios de calidad en alguna de las previstas, o cuando sea necesario afrontar alguna circunstancia imprevista. El Contratista estará obligado a efectuar los cambios.

2.2.3.- Reclamaciones de aumento de precios por causas diversas.

Si el Contratista, antes de la firma del contrato, no hubiese hecho la reclamación u observación oportuna, no podrá bajo ningún pretexto de error u omisión reclamar aumento de los precios fijados en el cuadro correspondiente del presupuesto que sirva de base para la ejecución de las obras (con referencia a Facultativas).

2.2.4.- Acopio de materiales.

El Contratista queda obligado a ejecutar los acopios de materiales o aparatos de obra que la Propiedad ordena por escrito. Los materiales acopiados, una vez abonados por el Propietario son, de la exclusiva propiedad de éste; de su guarda y conservación será responsable el Contratista.

2.2.5.- Pagos.

Los pagos se efectuarán por el Propietario en los plazos previamente establecidos, y su importe, corresponderá precisamente al de las certificaciones de obra conformadas por el Técnico Director, en virtud de las cuales se verifican aquéllos.

2.2.6.- Importe de la indemnización por retraso no justificado en el plazo de terminación de las obras.

La indemnización por retraso en la terminación se establecerá en un tanto por mil del importe total de los trabajos contratados, por cada día natural de retraso, contados a partir del día de terminación fijado en el Calendario de Obra, y su valor será el acordado entre la Propiedad y el Contratista necesitando, no obstante, la aprobación de la Dirección Facultativa pudiendo ésta exigir modificaciones.

2.2.7.- Uso por el contratista del edificio o bienes del propietario.

Cuando durante la ejecución de las obras ocupe el Contratista, con la necesaria y previa autorización del Propietario, edificios o haga uso de materiales o útiles pertenecientes al mismo, tendrá obligación de repararlos y conservarlos para hacer entrega de ellos a la terminación del contrato, en perfecto estado de conservación reponiendo los que se hubiesen inutilizado, sin derecho a indemnización por esta reposición ni por las mejoras hechas en los edificios, propiedades o materiales que haya utilizado.

En el caso de que al terminar el contrato y hacer entrega del material propiedades o edificaciones, no hubiese cumplido el Contratista con lo previsto en el párrafo anterior, lo realizará el Propietario a costa de aquél y con cargo a la fianza, que será un

porcentaje acordado entre Contratista y Propietario y aprobado por la Dirección Facultativa.

2.3.- Condiciones técnicas para la ejecución y montaje de instalaciones eléctricas en baja tensión. condiciones generales.

Todos los materiales a emplear en la presente instalación serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y demás disposiciones vigentes referentes a materiales y prototipos de construcción.

Todos los materiales podrán ser sometidos a los análisis o pruebas, por cuenta de la contrata, que se crean necesarios para acreditar su calidad. Cualquier otro que haya sido especificado y sea necesario emplear deberá ser aprobado por la Dirección Técnica, bien entendiendo que será rechazado el que no reúna las condiciones exigidas por la buena práctica de la instalación.

Los materiales no consignados en proyecto que dieran lugar a precios contradictorios reunirán las condiciones de bondad necesarias, a juicio de la Dirección Facultativa, no teniendo el contratista derecho a reclamación alguna por estas condiciones exigidas.

Todos los trabajos incluidos en el presente proyecto se ejecutarán esmeradamente, con arreglo a las buenas prácticas de las instalaciones eléctricas, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y las Normas UNE a las que en él se hacen referencia, y cumpliendo estrictamente las instrucciones recibidas por la Dirección Facultativa, no

pudiendo, por tanto, servir de pretexto al contratista la baja en subasta, para variar esa esmerada ejecución ni la primerísima calidad de las instalaciones proyectadas en cuanto a sus materiales y mano de obra, ni pretender proyectos adicionales.

El Contratista o Instalador debe ceñirse a la adquisición de las unidades de obra proyectadas no pudiendo cambiarlas. Si no fuera posible la obtención de una determinada unidad de obra será la Dirección Facultativa quien determine qué unidad de obra cumple con las especificaciones técnicas requeridas y, por consiguiente, qué unidad de obra debe adquirirse. El Constructor o Instalador no podrá sustituirla por otra sin previa autorización por escrito de la Dirección Facultativa.

El Contratista o Instalador realizará los montajes según lo especificado en la Memoria y en los Planos y respetará las dimensiones de las unidades de obra aquí establecidas, así como las decisiones de diseño.

2.3.1.- Seguridad.

En general, basándonos en la Ley de Prevención de Riesgos Laborales y las especificaciones de las normas NTE, se cumplirán, entre otras, las siguientes condiciones de seguridad:

Siempre que se vaya a intervenir en una instalación eléctrica, tanto en la ejecución de la misma como en su mantenimiento, los trabajos se realizarán sin tensión, asegurándonos la inexistencia de ésta mediante los correspondientes aparatos de medición y comprobación.

En el lugar de trabajo se encontrará siempre un mínimo de dos operarios.

Se utilizarán guantes y herramientas aislantes.

Cuando se usen aparatos o herramientas eléctricos, además de conectarlos a tierra cuando así lo precisen, estarán dotados de un grado de aislamiento II, o estarán alimentados con una tensión inferior a 50 V mediante transformadores de seguridad.

Serán bloqueados en posición de apertura, si es posible, cada uno de los aparatos de protección, seccionamiento y maniobra, colocando en su mando un letrero con la prohibición de maniobrarlo.

No se restablecerá el servicio al finalizar los trabajos antes de haber comprobado que no exista peligro alguno.

En general, mientras los operarios trabajen en circuitos o equipos a tensión o en su proximidad, usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos de metal o artículos inflamables; llevarán las herramientas o equipos en bolsas y utilizarán calzado aislante, al menos, sin herrajes ni clavos en las suelas.

Se cumplirán asimismo todas las disposiciones generales de seguridad de obligado cumplimiento relativas a seguridad, higiene y salud en el trabajo, y las ordenanzas municipales que sean de aplicación.

2.3.2.- Limpieza.

Antes de la Recepción provisional, los cuadros se limpiarán de polvo, pintura, cascarillas y de cualquier material que pueda haberse acumulado durante el curso de la obra en su interior o al exterior.

ESTUDIO BÁSICO SEGURIDAD Y SALUD

ÍNDICE ESTUDIO BÁSICO SEGURIDAD Y SALUD

1.- Objeto del estudio de seguridad y salud.....	1
2.- Memoria informativa.....	1
2.1.1.- Metodología.....	1
2.1.2.- Datos de la obra y antecedentes denominación.....	1
2.1.2.1.- Accesos.....	2
2.1.2.2.- Climatología del lugar.....	2
2.1.2.3.- Plazo de ejecución.....	2
2.1.2.4.- Autores del encargo.....	2
2.1.2.5.- Número de trabajadores.....	2
2.1.2.6.- Uso anterior del solar	2
2.1.3. Descripción del tipo de obra.....	2
2.1.3.1.- Instalación eléctrica.....	2
2.1.3.2.- Circulación de personas ajenas a la obra.....	3
2.1.3.3.- Suministro de energía eléctrica.....	3
2.1.3.4.- Formación.....	3
2.1.3.5.- Memoria descriptiva.....	3
3.- Obligaciones del promotor	23
4.- Coordinadores en materia de seguridad y salud.....	24
5.- Plan de seguridad y salud en el trabajo.....	25
6.- Obligaciones de contratistas y subcontratistas.....	26
7.- Obligaciones de trabajadores autónomos.....	27
8.- Libro de incidencias.....	29
9.- Paralización de los trabajos.....	30
10.- Derechos de los trabajadores.....	30
11.- Vigilancia de la salud y primeros auxilios.....	30
11.1.- Plan de emergencia.....	33
12.- Disposiciones mínimas de seguridad y salud que deben aplicarse en la obra .	35
12.1.- Normas de seguridad y salud aplicables en la obra	35
13.- CONCLUSIÓN.....	37

1.- Objeto del estudio de seguridad y salud.

El presente Estudio Básico de Seguridad tiene por objeto precisar las normas de seguridad y salud aplicables a las obras contempladas en el Proyecto Técnico para una instalación híbrida de generación de energía a partir de fuentes de energías renovables situada en la isla de La Graciosa.

El contenido del Estudio Básico de Seguridad será de aplicación a todo el personal de empresas subcontratadas y trabajadores autónomos, en todos los trabajos necesarios para el desarrollo de las instalaciones descritas en la memoria y planos de este proyecto.

Este estudio servirá de base para que el técnico designado por la empresa de la obra pueda realizar el Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo en el que se analizarán, estudiarán, desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este estudio, en función de su propio sistema de ejecución de la obra, así como la propuesta de medidas alternativas de prevención, con la correspondiente justificación técnica y sin que ello implique disminución de los niveles de protección previstos.

2.- Memoria informativa.

2.1.1.- Metodología.

Con dicho fin se llevará a cabo una exhaustiva identificación de los posibles riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias para ello.

Del mismo modo se identificarán también aquellos riesgos laborales que no puedan eliminarse, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos.

Tales riesgos irán agrupados por “Factores de Riesgo” asociados a las distintas operaciones a realizar durante la ejecución de la obra.

2.1.2.- Datos de la obra y antecedentes denominación.

Implantación de una instalación fotovoltaica en Pedro Barba, la Graciosa

2.1.2.1.- Accesos.

El acceso a la instalación se sitúa a las afueras del Pueblo de Pedro Barba, en la Graciosa a 1,36 kilómetros del pueblo.

2.1.2.2- Climatología del lugar.

Por la climatología es poco probable tener condiciones de lluvia, nieve, o vientos huracanados. Asimismo, en el caso de que ocurriera y se produzcan circunstancias adversas, se interrumpirán el tiempo que se considere necesario.

2.1.2.3.- Plazo de ejecución.

Se tiene programado un plazo de ejecución de 30 días.

2.1.2.4.- Autores del encargo.

El presente trabajo se realiza por los Ingenieros Técnicos Iñaki Ballester Gorostiza y Víctor Vilbazo Negrín.

2.1.2.5.- Número de trabajadores.

En base a los estudios de planificación de la Ejecución de la Obra, se estima que el número máximo de trabajadores alcanzará la cifra de 12 operarios.

2.1.2.6.- Uso anterior del solar

En desuso.

2.1.3. Descripción del tipo de obra.

Instalación y conexionado de paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, acumuladores e inversores, en la parcela mencionada, destinados a la generación de energía.

2.1.3.1.- Instalación eléctrica.

Definido en la Memoria, comprende las obras de instalación de las estructuras, instalación de paneles, de aerogeneradores, acumuladores , equipos de protección y el conexionado de estos componentes.

2.1.3.2.- Circulación de personas ajenas a la obra.

Con el fin de evitar el riesgo a personas que transiten por las inmediaciones de la obra, debe tomarse como medida de protección el montaje de una valla a base de elemento metálico o prefabricado, que delimite la zona de la obra, además debe señalizarse debidamente mediante señales de tráfico la situación de peligro a conductores que pueda existir.

Puesto que la obra se sitúa en una zona poco transitable no harán falta más medidas.

2.1.3.3.- Suministro de energía eléctrica.

Se diseñará un sistema de redes subterráneas para la distribución de la energía eléctrica.

2.1.3.4.- Formación.

Todo el personal debe recibir, al ingresar en la obra, una exposición de los métodos de trabajo y los riesgos que éstos pudieran entrañar, juntamente con las medidas de seguridad a emplear. Se impartirán cursillos de socorrismo y primeros auxilios al personal más cualificado, a fin de que todos los trabajos dispongan de algún socorrista.

2.1.3.5.- Memoria descriptiva.

Las diferentes tareas a realizar durante la ejecución de la obra llevan asociados una serie de riesgos ante los cuales deberán adoptarse unas medidas preventivas. En la obra concerniente a este proyecto se han identificado los siguientes trabajos:

- 1.- Manejo manual de cargas
- 2.- Acopio, armado e izado de estructuras, paneles y aerogeneradores
- 3.- Riesgos por señalización de actividades laborales

- 4.- Baja tensión. Trabajos sin tensión. Descargas.
- 5.- Baja tensión. Trabajos con tensión
- 6.- Reposición de la tensión después del trabajo
- 7.- Instalaciones. Baja tensión.
- 8.- Cuadros eléctricos
- 9.-Equipos y útiles de trabajo. Herramientas manuales.
- 10.-Equipos y útiles de trabajo. Máquinas herramientas portátiles
- 11.-Manipulación y transporte. Aparatos auxiliares y accesorios.
- 12.-Manipulación y transporte. Movimiento manual de carga.
- 13.-Estructuras
- 14.-Acabados e Instalaciones

Para estos trabajos se han identificado unos factores de riesgo, y para cada uno de ellos los riesgos derivados de estas actividades y las medidas preventivas a adoptar según proceda.

1.-MANEJO MANUAL DE CARGAS

A. Descripción de los trabajos

Comprende el conjunto de operaciones realizadas por uno o varios trabajadores, que incluyen: levantamiento, colocación, empuje, tracción, transporte, etc. de materiales, herramientas u objetos que puedan suponer riesgos para los trabajadores.

B. Evaluación de riesgos.

- 1.- Esfuerzo excesivo.
- 2.- Posición incorrecta del/de los operario.
- 3.- Daños por golpes y cortes.

C. Medidas preventivas a adoptar.

1.- El manejo de materiales, herramientas u objetos se realizará de forma racional, debiendo impedirse esfuerzos superiores a la capacidad física de las personas. En ningún caso, las cargas a mano superarán los 50 Kg por persona, siendo obligatorio el uso de medios mecánicos para cargas superiores.

2.- Se tendrá especial cuidado en la coordinación de movimientos, al objeto de evitar sobreesfuerzos y atrapamientos. El levantamiento de cargas se realizará flexionando las rodillas y manteniendo la espalda recta, sin doblar la cintura. Se levantará la carga despacio, manteniendo la espalda recta, enderezando las piernas. Se debe agarrar la carga con firmeza y colocar las manos evitando el atrapamiento en la descarga.

3.- Se utilizarán guantes de trabajo para el manejo de cargas con aristas vivas. Se debe inspeccionar la carga, antes de cogerla, para descubrir si tuviesen astillas, nudos, bordes afilados, etc. Se deben limpiar los objetos grasientos, mojados o resbaladizos antes de manipularlos.

La carga se transportará de forma que no quede limitado el campo de visión mientras se realicen desplazamientos.

2.- ACOPIO, ARMADO E IZADO DE ESTRUCTURAS, PANELES Y AEROGENERADORES

A. Evaluación de riesgos

1.- Accidentes derivados del manejo de vehículos.

2.- Daños por máquinas de Obra Civil y auxiliares.

3.- Daños por maquinaria de izado.

4.- Daños por sobreesfuerzos y atrapamientos.

5.- Daños por caídas de objetos en curso de manipulación.

6.- Caída de personas a distinto nivel (caídas de altura) y caídas al mismo nivel.

7.- Daños por proyección de esquirlas durante el graneteado.

8.- Riesgo de quemaduras.

9.- Daños por descargas atmosféricas o por condiciones climatológicas adversas.

B. Medidas preventivas adoptar.

Será obligatoria la coordinación de los distintos Contratistas y Suministradores, de manera que queden aseguradas las medidas de prevención descritas sobre todo el personal involucrado.

Como base primordial hay que realizar una inspección exhaustiva de todos los medios a emplear, desechando los que ofrezcan la menor duda de seguridad.

El personal que intervenga en estas actividades deberá haber efectuado un reconocimiento médico periódico.

Las medidas de prevención a adoptar sobre los riesgos descritos son:

1.- Los conductores de vehículos estarán en posesión del permiso de conducción correspondiente.

2.- Se establecerá en la obra una regulación del tráfico de maquinaria y camiones para evitar accidentes durante la carga y descarga. Se seguirá la instrucción relativa a utilización de Maquinaria de obra civil y auxiliares.

3.- Se seguirá la instrucción relativa a la utilización de herramienta y maquinaria de izado y arriostrado.

4.- Se seguirá la instrucción relativa al manejo manual de cargas.

5.- Para trabajos en el suelo, se utilizará el equipo de protección individual siguiente:

- Casco de seguridad - Guantes de trabajo - Calzado de seguridad

El acopio de los materiales será estable, evitando derrames o vuelcos y siempre que sea posible sin que su altura supere los 1,50 mts.

Cuando la altura definida anteriormente deba ser superior, se adoptarán las medidas necesarias para evitar el vuelco del material, ataduras, calzos, análisis de la distribución y asentamiento del material, etc.

En los acopios se tendrá en cuenta la resistencia de la base en la que se asienten, en función del peso del material a acopiar.

Para el acopio de materiales voluminosos, capaces de rodar, (tubos, bobinas de cables, etc.), será obligatorio utilizar calzos.

Las zonas de paso estarán limpias de restos de materiales y de los mismos acopios, deberán ser evidentes y definidas, señalizándolas si fuera preciso.

6.- Será obligatorio la utilización de gafas de protección ocular durante la fase de graneteado.

7.- Se pondrán todas las medidas necesarias para evitar incendios y su propagación, especialmente cuando se utilicen máquinas de soldar y radiales. La forma será mediante pantallas de protección, cortafuegos, agua, etc.

8.- Durante los trabajos de izado, la estructura metálica deberá conectarse siempre a una toma de tierra provisional. En el caso de producirse tormentas próximas al emplazamiento donde se estén realizando los trabajos de izado, o cuando las condiciones climatológicas sean adversas, con fuertes vientos, el Responsable de los trabajos suspenderá los mismos.

3.- RIESGOS POR SEÑALIZACIÓN DE ACTIVIDADES LABORALES.

A. Descripción de los trabajos.

Es el riesgo derivado de la interpretación de la información que reportan las señales provisionales que modifican las condiciones normales de la instalación (tarjetas de descargo, cintas delimitadoras, señalización, vallas, etc.).

B. Evaluación de riesgos.

Caída de personas a distinto nivel. Caída de objetos. Choques y golpes. Maquinaria automotriz y vehículos. Quemaduras. Electrocutaciones. Explosiones. Incendios. Ruido. Vibraciones. Radiaciones ionizantes. Agentes químicos.

C. Medidas preventivas a adoptar.

- Conocimiento de los colores básicos de las señales de seguridad.
- Conocimiento de las formas geométricas básicas de las señales de seguridad.
- Conocimiento de los pictogramas más usuales y su significado.
- Obedecer las indicaciones de las señales existentes en los lugares de trabajo.
- En caso de dudas consultar sobre el significado antes de actuar.
- Solicitar permiso para acceder a cualquier instalación señalizada con “Prohibido el paso”.
- No modificar ni tapar la señalización existente, comunicando cualquier deficiencia detectada.

Protecciones individuales a utilizar: No proceden.

Protecciones colectivas a utilizar: Las propias de la actividad.

4.- BAJA TENSIÓN. TRABAJOS SIN TENSIÓN. DESCARGAS.

A. Descripción de los trabajos.

Es el riesgo derivado de la ejecución de trabajos (operación, maniobras, supervisión, mantenimiento o reparación) en instalaciones de Baja Tensión sin tensión. Las maniobras, mediciones, ensayos y verificaciones, así como la preparación de trabajos a realizar en proximidad, de instalaciones de Baja Tensión en tensión, se realizarán por trabajadores autorizados, según criterios del R.D. 614/2001.

B. Evaluación de riesgos.

Contactos eléctricos. Arco eléctrico y cortocircuito. Proyecciones. Incendios.

C. Medidas preventivas a adoptar.

El almacén para acopio de material eléctrico se ubicará en el lugar señalado para ello.

En el lugar de corte

- Apertura de los circuitos, a fin de aislar todas las fuentes de tensión que pueden alimentar la instalación en la que debe trabajarse. Esta apertura debe efectuarse en cada uno de los conductores comprendido el neutro, y en los conductores de alumbrado público si los hubiere, mediante elementos de corte omnipolar o, en su defecto abriendo primero las fases y en último lugar el neutro.
- Bloquear, si es posible, y en posición de apertura, los aparatos de corte. En cualquier caso, colocar en el mando de estos una señalización de prohibición de maniobrarlo.
- Verificación de la ausencia de tensión. La verificación se efectuará en cada uno de los conductores, así como en las masas metálicas próximas (palomillas, vientos, cajas...)

En el propio lugar de trabajo

- Verificación de la ausencia de tensión. Puesta a tierra y en cortocircuito.
- Proteger frente a los elementos próximos en tensión.
- Señalización y delimitación de la zona de trabajo.

5.- BAJA TENSIÓN. TRABAJOS CON TENSIÓN.

A. Descripción de los trabajos

Es el riesgo derivado de la ejecución de trabajos (operación, maniobras, supervisión, mantenimiento o reparación) en instalaciones de baja tensión con tensión. Los trabajos en tensión en baja tensión serán realizados por trabajadores cualificados. Solamente las reposiciones de fusibles podrán ser realizadas por trabajadores autorizados según criterios del R.D. 614/2001- Sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

B. Evaluación de riesgos

Contactos eléctricos. Arco eléctrico y cortocircuito. Proyecciones. Incendios.

C. Medidas preventivas a adoptar

Antes de los trabajos

- Inspección visual de la zona.
- Identificar el circuito objeto del trabajo.
- Emplear un método de trabajo previamente estudiado.
- Los trabajadores no llevaran objetos conductores tales como pulseras, relojes, cadenas o cierres de cremalleras metálicos que puedan contactar accidentalmente en tensión.
- Verificar protecciones personales y colectivas.
- Colocar protecciones y aislar, en la medida de lo posible, las partes activas y elementos metálicos en la zona de trabajo mediante protectores adecuados (fundas, capuchones, películas plásticas aislantes).
- Establecer zona de trabajo, delimitando y aislando el punto de trabajo. La zona de trabajo deberá señalizarse y/o delimitarse adecuadamente siempre que exista la posibilidad de que otros trabajadores o personas ajenas penetren en dicha zona y accedan a elementos en tensión.
- En lugares de difícil comunicación por su orografía, confinamiento u otras circunstancias, deberán realizarse estando presentes al menos, dos trabajadores con formación en primeros auxilios.

Durante el trabajo

- Evitar dos conductores descubiertos simultáneamente (sólo el de los trabajos)
- Uso de protecciones aislantes (banquetas, alfombras, plataformas de trabajo) y herramientas manuales aisladas para trabajos en tensión hasta 1000 V en corriente alterna y 1500 V en corriente continua.

- Realizar el trabajo sobre una alfombra o banqueta aislantes que, asimismo, aseguren un apoyo seguro y estable

Después de los trabajos

- Retirar el equipo y las protecciones (en orden inverso a su colocación).
- Retirar señalizaciones y delimitaciones.

6.- REPOSICIÓN DE LA TENSIÓN DESPUÉS DEL TRABAJO.

A. Descripción de los trabajos

Después de la ejecución del trabajo y antes de dar tensión a la instalación, deben de efectuarse las operaciones siguientes:

En el lugar de trabajo

- Recogida de la zona de trabajo herramientas y equipos utilizados
- Si el trabajo ha necesitado la participación de varios trabajadores, el responsable del mismo los reunirá y notificará que se va a proceder a dar tensión.
- Retirada si las hubiera de protecciones adicionales y de la señalización que indica la zona de trabajo.
- Retirar las puestas a tierra y de cortocircuito si las hubiera. En el lugar de corte
- Retirar el enclavamiento o bloqueo y/o señalización de los dispositivos de corte.
- Cerrar circuitos para reponer la tensión.

B. Evaluación de riesgos

Lugares conductores. Lugares con elevado riesgo de incendio o explosión. Tormentas próximas. Trabajos en altura. Trabajos próximos a instalaciones de alta tensión.

C. Medidas preventivas a adoptar

- Extremar precauciones de aislamiento.

- Cumplir procedimientos de ejecución.
- No realizar trabajos en tensión.
- Interrupción de trabajos si así se considera por el jefe de trabajos.
- Uso de arnés anticaídas asociado a dispositivo anticaídas.
- Uso del casco con barboquejo.
- Antes de iniciar el trabajo en proximidad de elementos en tensión, un trabajador autorizado, en caso de trabajos de baja tensión, o un trabajador cualificado, en trabajos de alta tensión, determinará la viabilidad del trabajo.
- Mantener distancias de seguridad para trabajos en proximidad instalaciones eléctricas.
- Si el trabajo es viable, y a pesar de las medidas de protección adoptadas (apantallamientos, barreras envolventes aislantes...), siguen existiendo elementos en tensión accesibles, se delimitará eficazmente con material adecuado la zona de trabajo respecto de estas zonas de peligro y se informará a los trabajadores implicados de la situación de los elementos en tensión, los límites de la zona de trabajo. Adicionalmente, en estas circunstancias los trabajos serán realizados por trabajadores autorizados, o bajo la vigilancia de uno de ellos.
- La vigilancia no será exigible cuando los trabajos se realicen fuera de la zona de proximidad o en una instalación de baja tensión.
- Si no es posible el requerimiento anterior, se deberá pedir el descargo.

Protecciones individuales a utilizar:

Casco con barboquejo. Pantalla con banda inactiva de protección facial contra quemaduras y proyección de partículas incandescentes producidas por Arco eléctrico.

Guantes aislantes para trabajos en Baja Tensión. Botas aislantes de la electricidad (conexiones). Guantes de protección contra riesgos mecánicos. Ropa de trabajo normalizada.

Arnés anticaídas asociado a sistema anticaídas y cinturón de posicionamiento (Trabajos en altura).

Protecciones colectivas a utilizar:

Protectores aislantes (alfombrilla o banqueta, capuchones, perfiles y telas aislantes B.T.)
Material de señalización y delimitación (Cinta delimitadora, señales,...). Discriminador de baja tensión. Herramientas con mangos y asideros aislados.

7.- INSTALACIONES. BAJA TENSIÓN.

A. Descripción de los trabajos.

Es el riesgo derivado de las actividades en el entorno de instalaciones de Baja Tensión cuando las personas se encuentran en su proximidad, por motivos relacionados con su actividad laboral. Los trabajos cuya actividad no eléctrica se desarrolle en proximidad de instalaciones eléctricas de Baja Tensión con partes accesibles en tensión, se llevarán a cabo por personal autorizado según criterios del R.D. 614 /2001 o por cualquier trabajador, pero bajo la supervisión permanente de estos trabajadores autorizados.

B. Evaluación de riesgos

Caída de personas al mismo nivel. Caída de personas a distinto nivel. Caída de objetos. Desprendimientos, desplomes y derrumbes. Choques y golpes. Proyecciones. Contactos eléctricos. Arco eléctrico. Explosiones. Incendios. Agresión de animales. Ventilación. Iluminación.

C. Medidas preventivas a adoptar

En proximidad de líneas aéreas:

- No entrar en contacto con las instalaciones.
- Delimitación y señalización de la zona de trabajo. - Mantener las distancias de seguridad para trabajos en proximidad a instalaciones eléctricas.
- Estimación de distancia por exceso.

En proximidad de líneas subterráneas:

- Solicitar descargo de la línea en trabajos con herramientas y útiles manuales o en operaciones con útiles mecánicos.
- Medidas preventivas a adoptar por el Jefe de Trabajos: Conocimiento de las instalaciones mediante planos, notificación de la proximidad de conductores en tensión, señalización de los cables.

En proximidad de partes en tensión:

- Aislar con pantallas las partes conductoras desnudas bajo tensión.
- Mantener distancias de seguridad para trabajos en proximidad a instalaciones eléctricas.
- Utilizar herramientas eléctricas aisladas.
- Transportar por dos personas los elementos alargados.

Cumplimiento de las disposiciones legales existentes:

- Protección frente a sobreintensidades y sobretensiones: fusibles e interruptores de corte.
- Puestas a tierra en buen estado: comprobar anualmente o cuando por su estado de conservación sea recomendable. Inspeccionar electrodos y conductores de enlace.
- Prevención de caída de conductores por climatología adversa o por estado deficiente.
- Mantenimiento de distancias en cruzamientos y paralelismos: con líneas de alta tensión, carreteras, fachadas, etc.
- Notificación de anomalías en las instalaciones siempre que se detecten

Protecciones individuales a utilizar:

- Las específicas de la actividad laboral desarrollada.

Protecciones colectivas a utilizar:

- Protección frente a contactos eléctricos (aislamientos, puestas a tierra, dispositivos de corte por intensidad o tensión de defecto), protección contra sobreintensidades (fusibles e interruptores automáticos), protección contra sobretensiones (descargadores a tierra), señalización y delimitación.

8.- CUADROS ELÉCTRICOS

A. Evaluación de riesgos.

Son de prever los siguientes riesgos en las actividades a realizar mediante los Cuadros eléctricos.

1.- Contactos eléctricos directos e indirectos con corriente eléctrica.

B. Medidas para prevenir los riesgos.

1.- La toma de corriente eléctrica para uso de herramientas portátiles, (taladros, cortadoras manuales, etc.) y en general todas las máquinas eléctricas, se conectarán exclusivamente a tomas alojadas en cuadros eléctricos con protección IP-65.

Estos cuadros dispondrán obligatoriamente de la preceptiva toma de tierra, diferenciales de 30 ó 300 mA para el circuito de fuerza, en función del tipo de máquina a conectar y en el caso de utilizar únicamente herramientas eléctricas portátiles, este diferencial será de 30 mA, (alta sensibilidad) para el circuito de luz.

Los cuadros estarán provistos de bases de conexión suficientes, al objeto de evitar conexiones improvisadas e incorrectas, disponiendo las mismas de las correspondientes protecciones magnetotérmicas.

9.- EQUIPOS Y ÚTILES DE TRABAJO. HERRAMIENTAS MANUALES.

A. Descripción de los trabajos

Es el riesgo derivado del uso y la ejecución de trabajos con herramientas manuales (destornilladores, alicates, cortacables, sierras, martillos...).

B. Evaluación de riesgos

Caída de personas a distinto nivel. Caída de personas al mismo nivel. Caída de objetos. Choques y golpes. Atrapamientos. Cortes. Proyecciones. Contactos eléctricos. Arco eléctrico. Sobreesfuerzos. Incendios.

C. Medidas preventivas a adoptar

- Elegir y usar la herramienta adecuada de trabajo.
- Verificar su buen estado.
- Utilizar la herramienta de forma segura.
- Mantenerlas adecuadamente y sustituir las deterioradas.
- Almacenamiento y transporte correcto.
- Mantener orden y limpieza en el tajo.
- Uso de herramientas con aislamiento y transporte correcto y normalizado.
- Respetar las distancias de seguridad para trabajos en proximidad a instalaciones eléctricas (desde el punto más desfavorable alcanzado por la herramienta hasta la instalación eléctrica).
- Emplear herramientas que no produzcan chispas.
- Uso de herramientas con aislamiento y transporte correcto y normalizado.

Protecciones individuales a utilizar:

Pantallas o gafas de protección. Casco de seguridad. Botas de seguridad. Guantes riesgo mecánico. Guantes aislantes B.T. Cinturón y cuerda de posicionamiento y cuerda de sujeción de la herramienta a la muñeca.

Protecciones colectivas a utilizar:

- Materiales de señalización y delimitación. Bolsa portaherramientas.

10.- EQUIPOS Y ÚTILES DE TRABAJO. MÁQUINAS HERRAMIENTAS PORTÁTILES

A. Descripción de los trabajos

Es el riesgo derivado de la ejecución, operación o supervisión de trabajos y manipulación de máquinas herramientas portátiles (taladros, motosierras, rebarbadoras etc.)

B. Evaluación de riesgos

Caída de personas al mismo nivel. Caída de personas a distinto nivel. Caída de objetos. Choques y golpes. Atrapamientos. Cortes. Proyecciones. Contactos eléctricos. Arco eléctrico. Sobreesfuerzos. Incendios. Ruido. Vibraciones.

C. Medidas preventivas a adoptar

Antes de su utilización:

- Verificar el estado de los enchufes, cables, prolongadores o interruptores.
- Comprobar el estado general de la máquina a utilizar.
- Conectar las herramientas a cuadro de protección.
- En trabajos en recintos conductores situar los transformadores de conexión fuera del recinto.
- No conectar los equipos directamente con los hilos conductores.
- No usar herramientas eléctricas con pies mojados y sin aislar de tierra.
- Revisar el estado de la máquina y elementos de conexión al menos cada seis meses.
- Solo deberán ser utilizados por personal con la adecuada formación.
- Comprobar el buen estado y adecuación de máquina y accesorios.
- Inspeccionar el lugar de trabajo.

- No situar las manos cerca de los útiles en movimiento ni usar ropas sueltas, cadenas, etc.
- Prevenir el riesgo de proyecciones y desprendimientos.
- No intentar parar las máquinas con las manos.
- Limpiezas, reparaciones, etc., con útiles adecuados y con máquina parada y desconectada.
- Desconexión de la máquina en paradas momentáneas o por fin de actividad.

11.- MANIPULACIÓN Y TRANSPORTE. APARATOS AUXILIARES Y ACCESORIOS.

A. Descripción de los trabajos

Es el riesgo derivado de la ejecución o supervisión de trabajos con equipos auxiliares de tracción, compresión... Así como con sus accesorios de sujeción y/o manipulación (trácteles, polín, eslingas, grilletes, cadenas, ganchos, gatos....).

B. Evaluación de riesgos

Caída de personas al mismo nivel. Caída de personas a distinto nivel. Caída de objetos. Choques y golpes. Cortes. Atrapamientos. Sobreesfuerzos. Iluminación.

C. Medidas preventivas a adoptar

- Antes de utilizar cualquier aparato auxiliar o accesorios se debe comprobar el buen estado de todos sus elementos, inspeccionando diariamente y según instrucciones del fabricante.
- No superar nunca la carga máxima admisible de los accesorios a utilizar.
- Manipular los accesorios de forma correcta para garantizar su buen estado. Evitar la presencia de personas bajo las cargas suspendidas y el paso de la carga por encima de puestos de trabajo no protegidos.
- Los accesorios de elevación se deben almacenar de forma que no se deterioren.

- Los ramales que sostienen las cargas deben formar un ángulo menor de 90° y no superponerse en su unión con el gancho.
- No operar sobre engranajes, poleas, etc., cuando se encuentren en movimiento. - Realizar los esfuerzos con las extremidades y no con la columna.
- Mantener la iluminación adecuada

12.- MANIPULACIÓN Y TRANSPORTE. MOVIMIENTO MANUAL DE CARGA.

A. Descripción del trabajo

Es el riesgo derivado del movimiento manual de cargas. Abarca el conjunto de operaciones realizadas por uno o varios trabajadores que, incluyen: levantamiento, colocación, empuje, tracción, transporte... de materiales, herramientas u objetos que puedan suponer riesgo para los trabajadores.

B. Evaluación de riesgos.

Caída de personas al mismo nivel. Caída de personas a distinto nivel. Caída de objetos. Choques y golpes. Cortes. Atrapamiento. Sobreesfuerzos. Agresión de animales. Ventilación. Iluminación. Carga física.

C. Medidas preventivas a adoptar

- Valorar la aptitud física.
- Inspección de la carga y características.
- Levantar peso haciendo el esfuerzo con las piernas y manteniendo la espalda recta.
- No girar exclusivamente el tronco, sino todo el cuerpo sobre los pies.
- No se debería superar la carga a mano de más de 25 Kg (“las cargas superiores a 25 Kg. muy probablemente constituyan un riesgo en si mismas aunque no existan otras condiciones ergonómicas desfavorables” Guía Técnica de cargas I.N.S.H.T). Siendo recomendable el uso de medios mecánicos para cargas superiores.

- Inspección de la zona de trabajo eliminando inconvenientes (desniveles, suelos resbaladizos, espacios insuficientes, etc.)
- Valorar las dificultades de visibilidad.
- Valorar las dificultades de posiciones inestables.
- Inspección de carga y superficie de agarre.
- Señalizar y delimitar la zona.
- La carga se desplazará de forma que no quede limitado el campo de visión mientras se realicen los desplazamientos.

13.- ESTRUCTURAS.

A. Descripción de los trabajos

La estructura de los módulos fotovoltaicos está diseñada de aluminio 60 lo que garantiza una alta durabilidad. Todos los componentes han sido fabricados y premontados a medida para adaptarse perfectamente a este tipo de instalación.

La estructura de los aerogeneradores se trata de una torre tubular de acero.

Sin entrar a analizar cada fase de la realización de los distintos elementos de una forma muy profunda, lo que se considera conveniente es observar una serie de medidas importantes que, de cara a la seguridad, deberán tenerse en cuenta para la instalación de ambas estructuras de soporte. Además para la instalación de la estructura de los aerogeneradores se deberán tener en cuenta todas las indicaciones y normas de seguridad que estable el fabricante, que serán complementarias a las que se indican a continuación.

- El transporte y manejo de las armaduras se realizará de manera cuidadosa. Se tendrá especial precaución con el estado de la maquinaria. Es muy importante que la recepción de las armaduras, no se efectúe en las zonas próximas a su perímetro, para evitar que un posible golpe de las mismas a un operario pudiera causar su caída al vacío.

- En cuanto a las medidas que hay que tener en cuenta en las fases de vertido y proyectado, sólo hay que señalar que se delimitarán los tajos y que los operarios irán provistos de las prendas necesarias para la realización de los mismos.

B. Evaluación de riesgos.

- Cortes en las manos.
- Caídas de objetos a distinto nivel (martillos, terrazas, madera, árido, etc.).
- Golpes en manos, pies y cabeza.
- Electrocuaciones por contacto indirecto.
- Caída al mismo nivel, por falta de orden y limpieza en el trabajo

C. Medidas preventivas a adoptar

- Las herramientas de mano se llevarán enganchadas con mosquetón para evitar caída a otro nivel.
- Se habilitarán espacios determinados para el acopio de materiales.
- Se compactará la superficie del solar que deba recibir los transportes de alto tonelaje.
- Se prohíbe la permanencia de operarios bajo el radio de acción de cargas suspendidas o tajos de soldadura.

D. Epi's

- Uso obligatorio del casco homologado.
- Calzado con suelo reforzado anticlavo.
- Arnés de seguridad.

E. Protecciones colectivas

Estará prohibido el uso de cuerdas con banderolas de señalización, a manera de protección, aunque se puedan emplear para delimitar zonas de trabajo.

14.- ACABADOS E INSTALACIONES.

A. Descripción de los trabajos

Conforme a lo mencionado en la Memoria Informativa, la obra comprende los trabajos de solados y alicatados, interviniendo como oficio el soldador.

• B. Evaluación de riesgos

En acabados y oficios: Alicatados y soldados.

- Caída de materiales.
- Golpes y aplastamiento en los dedos.
- Salpicadura de partículas a los ojos. En instalaciones: Instalaciones de electricidad.
- Caída de personal al mismo nivel por uso indebido de las escaleras.
- Electrocuciiones.
- Cortes en extremidades superiores.
- Caída de objetos.

C. Medidas preventivas a adoptar

En acabados y oficios: Alicatados y soldados.

- La anchura mínima de la plataforma de trabajo libre de material que no sea el estrictamente necesario.

En instalaciones: Instalaciones de electricidad.

- Las conexiones se realizarán siempre sin tensión.
- Las pruebas que se tengan que realizar con tensión, se harán después de comprobar el acabado de la instalación.
- La herramienta manual se revisará con periodicidad para evitar cortes y golpes.

D. Epi's y protecciones colectivas

En acabados y oficios: Alicatados y solados. Protecciones personales:

- Mono de trabajo.
- Casco de seguridad homologado para todo el personal.
- Manoplas de cuero.
- Gafas de seguridad.
- Gafas protectoras.
- Mascarillas antipolvo.
- Protecciones colectivas
- Coordinación con el resto de los oficios que intervienen en la obra.

En instalaciones: Instalaciones de electricidad.

Protecciones personales:

- Mono de trabajo.
- Cascos aislantes y de seguridad homologada.
- Calzado antideslizante.

Protecciones colectivas:

- La zona de trabajo estará siempre limpia, ordenada e iluminada adecuadamente.
- Se señalarán convenientemente las zonas donde se esté trabajando.

3.- Obligaciones del promotor

Antes del inicio de los trabajos, designará un coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, cuando en la ejecución de la misma intervengan

más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores y autónomos.

La designación de los coordinadores en materia de seguridad y salud no eximirá al promotor de sus responsabilidades.

El promotor deberá efectuar un aviso a la autoridad laboral competente antes del comienzo de las obras, debiendo exponerse en la obra de forma visible y actualizándose si fuera necesario.

4.- Coordinadores en materia de seguridad y salud.

El promotor, antes del inicio de los trabajos, designará un coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, cuando en la ejecución de la misma intervengan más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos.

La designación de los coordinadores en materia de seguridad y salud durante la elaboración del proyecto de obra y durante la ejecución de la obra, podrá recaer en la misma persona.

La designación de los coordinadores en materia de seguridad y salud no eximirá al promotor de sus responsabilidades

El coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra (dirección facultativa cuando no fuera necesaria la designación de coordinador) deberá desarrollar las siguientes funciones.

- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y seguridad.
- Tomar las decisiones técnicas y de organización con el fin de planificar los distintos trabajos o fases de trabajo que vayan a desarrollarse simultáneamente o sucesivamente.
- Estimar la duración requerida para la ejecución de estos distintos trabajos o fases de trabajo.

- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que los contratistas y, en su caso, los subcontratistas y trabajadores autónomos, apliquen de manera coherente y responsable los principios de la acción preventiva que se recogen en el Art. 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales durante la ejecución de la obra y, en particular, en las tareas o actividades a que se refiere el Art. 10 del Real Decreto 1627/1997 del Ministerio de la Presidencia, del 24 de Octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Aprobar el plan de seguridad y salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo.
- Organizar la coordinación de actividades empresariales previstas en el Art. 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.
- Adoptar las medidas necesarias para que solo las personas autorizadas puedan acceder a la obra. La Dirección Facultativa asumirá esta función cuando no fuera necesaria la designación de coordinador.

5.- Plan de seguridad y salud en el trabajo.

En aplicación del estudio de seguridad y salud, el Contratista, antes del inicio de la obra, elaborará un plan de seguridad y salud en el trabajo en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en dicho estudio y en función de su propio sistema de ejecución de obra. En dicho plan se incluirán, en su caso, las propuestas de medidas alternativas de prevención que el contratista proponga con la correspondiente justificación técnica, que no podrán implicar disminución de los niveles de protección previstos en el estudio.

El plan de seguridad y salud deberá ser aprobado, antes del inicio de la obra, por el coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra. Este podrá ser modificado por el contratista en función del proceso de ejecución de la obra, de la evolución de los trabajos y de las posibles incidencias o modificaciones que puedan surgir a lo largo de la obra, pero siempre con la aprobación expresa del coordinador en

materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra (dirección facultativa cuando no fuera necesaria la designación de coordinador).

Quienes intervienen en la ejecución de la obra, así como las personas u órganos con responsabilidades en materia de prevención en las empresas intervinientes en la misma y los representantes de los trabajadores, podrán presentar, por escrito y de forma razonada, las sugerencias y alternativas que estimen oportunas, por lo que el plan de seguridad y salud estará en la obra a disposición permanente de los mismos, así como de la Dirección Facultativa.

6.- Obligaciones de contratistas y subcontratistas.

El contratista y subcontratistas están obligados a aplicar los principios de la acción preventiva que se recogen en el Art. 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, en particular al desarrollar las tareas o actividades siguientes:

- El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
- La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso, y la determinación de las vías o zonas de desplazamientos o circulación.
- La manipulación de los distintos materiales y la utilización de medios auxiliares.
- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la obra, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- La delimitación y el acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los distintos materiales, en particular si se trata de materiales o sustancias peligrosas.
- La recogida de los materiales peligrosos utilizados.
- El almacenamiento y eliminación o evacuación de residuos y escombros.
- La adaptación, en función de la evolución de la obra, del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.

- La cooperación entre los contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos.
- Las interacciones e incompatibilidades con cualquier otro tipo de trabajo o actividad que se realice en la obra o cerca del lugar de la obra.
- Cumplir y hacer cumplir a su personal lo establecido en el plan de seguridad y salud.
- Cumplir la normativa en materia de prevención de riesgos laborales, teniendo en cuenta, en su caso, las obligaciones sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, así como cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1997 del Ministerio de la Presidencia, de 24 de Octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud, durante la ejecución de las obras.
- Informar y proporcionar las instrucciones adecuadas a los trabajadores autónomos sobre todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a su seguridad y salud.
- Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra o, en su caso, de la Dirección Facultativa. Los contratistas y subcontratistas serán responsables de la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el plan de seguridad y salud en lo relativo a las obligaciones que le corresponden a ellos directamente o, en su caso, a los trabajadores autónomos por ellos contratados.

Además los contratistas y subcontratistas responderán solidariamente de las consecuencias que se deriven del incumplimiento de las medidas previstas en el plan. Las responsabilidades de los coordinadores, de la dirección facultativa y del promotor no eximirán de sus responsabilidades a los contratistas y subcontratistas.

7.- Obligaciones de trabajadores autónomos.

Los trabajadores autónomos están obligados a aplicar los principios de la acción preventiva que se recogen en el Art. 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, en particular al desarrollar las tareas o actividades siguientes:

- El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.

- La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso, y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.
- La manipulación de los distintos materiales y la utilización de medios auxiliares.
- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la obra, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- La delimitación y el acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los distintos materiales, en particular si se trata de materiales o sustancias peligrosas.
- La recogida de los materiales peligrosos utilizados.
- El almacenamiento y eliminación o evacuación de residuos y escombros.
- La adaptación, en función de la evolución de la obra, del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- La cooperación entre los contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos.
- Las interacciones e incompatibilidades con cualquier otro tipo de trabajo o actividad que se realice en la obra o cerca del lugar de la obra.
- Cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IX del Real Decreto 1627/1997 del Ministerio de la Presidencia, de 24 de Octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud durante la ejecución de las obras.
- Ajustar su actuación en la obra conforme a los deberes de coordinación de actividades empresariales establecidas en el Art. 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, participando en particular en cualquier medida de actuación coordinada que se hubiera establecido.
- Utilizar equipos de trabajo que se ajusten a lo dispuesto en el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

- Elegir y utilizar equipos de protección individual en los términos previstos en el Real Decreto 773/1997, de 30 de Mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra o, en su caso, de la Dirección Facultativa.

8.- Libro de incidencias.

En cada centro de trabajo existirá con fines de control y seguimiento del plan de seguridad y salud un libro de incidencias que constará de hojas por duplicado, habilitado al efecto, y que será facilitado por el Colegio Profesional al que pertenezca el técnico que haya aprobado el plan de seguridad y salud.

El libro de incidencias, que deberá mantenerse siempre en la obra, estará en poder del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra o, cuando no fuera necesaria la designación de coordinador, en poder de la Dirección Facultativa.

Al libro tendrá acceso la dirección facultativa de la obra, los contratistas y subcontratistas y los trabajadores autónomos, así como las personas y órganos con responsabilidades en materia de prevención en las empresas intervinientes en la obra, los representantes de los trabajadores y los técnicos de los órganos especializados en materia de seguridad y salud en el trabajo de las Administraciones públicas competentes, quienes podrán hacer anotaciones en el mismo, relacionadas con los fines de control y seguimiento del plan de seguridad y salud.

Efectuada una anotación en el libro de incidencias, el coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra o, cuando no fuera necesaria la designación de coordinador, la dirección facultativa, estarán obligados a remitir en el plazo de veinticuatro horas, una copia a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente deberán notificar las anotaciones en el libro al contratista afectado y a los representantes de los trabajadores de éste.

9.- Paralización de los trabajos.

Cuando el coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra o cualquier otra persona integrada en la dirección facultativa observase incumplimiento de las medidas de seguridad y salud, advertirá al contratista de ello, dejando constancia de tal incumplimiento en el libro de incidencias, quedando facultado para, en circunstancias de riesgo grave e inminente para la seguridad y salud de los trabajadores, disponer la paralización de trabajos, o en su caso, de la totalidad de la obra.

Dará cuenta de este hecho a los efectos oportunos a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social correspondientes, a los contratistas y, en su caso, a los subcontratistas afectados por la paralización, así como a los representantes de los trabajadores de éstos.

10.- Derechos de los trabajadores.

Los contratistas y subcontratistas deberán garantizar que los trabajadores reciban una información adecuada y comprensible de todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a su seguridad y su salud en la obra.

Una copia del plan de seguridad y salud de sus posibles modificaciones, a los efectos de su conocimiento, será facilitada por el contratista a los representantes de los trabajadores en el centro de trabajo.

11.- Vigilancia de la salud y primeros auxilios

Indica la Ley de Prevención de Riesgos Laborales (ley 31/1995 de 8 de Noviembre), en su art. 22 que el Empresario deberá garantizar a los trabajadores a su servicio la vigilancia periódica de su estado de salud en función de los riesgos inherentes a su trabajo. Esta vigilancia solo podrá llevarse a efecto con el consentimiento del trabajador exceptuándose, previo informe de los representantes de los trabajadores, los supuestos en los que la realización de los reconocimientos sea imprescindible para evaluar los efectos de las condiciones de trabajo sobre la salud de los trabajadores o para verificar si el estado de la salud de un trabajador puede constituir un peligro para sí mismo, para los demás trabajadores o para otras personas relacionadas con la empresa o cuando esté

establecido en una disposición legal en relación con la protección de riesgos específicos y actividades de especial peligrosidad.

En todo caso se optará por aquellas pruebas y reconocimientos que produzcan las mínimas molestias al trabajador y que sean proporcionadas al riesgo.

Las medidas de vigilancia de la salud de los trabajadores se llevarán a cabo respetando siempre el derecho a la intimidad y a la dignidad de la persona del trabajador y la confidencialidad de toda la información relacionada con su estado de salud. Los resultados de tales reconocimientos serán puestos en conocimiento de los trabajadores afectados y nunca podrán ser utilizados con fines discriminatorios ni en perjuicio del trabajador.

El acceso a la información médica de carácter personal se limitará al personal médico y a las autoridades sanitarias que lleven a cabo la vigilancia de la salud de los trabajadores, sin que pueda facilitarse al empresario o a otras personas sin conocimiento expreso del trabajador.

No obstante lo anterior, el empresario y las personas u órganos con responsabilidades en materia de prevención serán informados de las conclusiones que se deriven de los reconocimientos efectuados en relación con la aptitud del trabajador para el desempeño del puesto de trabajo o con la necesidad de introducir o mejorar las medidas de prevención y protección, a fin de que puedan desarrollar correctamente sus funciones en materias preventivas.

En los supuestos en que la naturaleza de los riesgos inherentes al trabajo lo haga necesario, el derecho de los trabajadores a la vigilancia periódica de su estado de salud deberá ser prolongado más allá de la finalización de la relación laboral, en los términos que legalmente se determinen.

Las medidas de vigilancia y control de la salud de los trabajadores se llevarán a cabo por personal sanitario con competencia técnica, formación y capacidad acreditada.

El R.D. 39/97 de 17 de Enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, establece en su art. 37.3 que los servicios que desarrollen funciones de vigilancia y control de la salud de los trabajadores deberán contar con un médico especialista en Medicina del Trabajo o Medicina de Empresa y un ATS/DUE de

empresa, sin perjuicio de la participación de otros profesionales sanitarios con competencia técnica, formación y capacidad acreditada.

La actividad a desarrollar deberá abarcar :

- Evaluación inicial de la salud de los trabajadores después de la incorporación al trabajo o después de la asignación de tareas específicas con nuevos riesgos para la salud.
- Evaluación de la salud de los trabajadores que reanuden el trabajo tras una ausencia prolongada por motivos de salud, con la finalidad de descubrir sus eventuales orígenes profesionales y recomendar una acción apropiada para proteger a los trabajadores. Y, finalmente, una vigilancia de la salud a intervalos periódicos.
- La vigilancia de la salud estará sometida a protocolos específicos u otros medios existentes con respecto a los factores de riesgo a los que esté sometido el trabajador. La periodicidad y contenido de los mismos se establecerá por la Administración oídas las sociedades científicas correspondientes.
- En cualquier caso incluirán historia clínico-laboral, descripción detallada del puesto de trabajo, tiempo de permanencia en el mismo y riesgos detectados y medidas preventivas adoptadas. Deberá contener, igualmente, descripción de los anteriores puestos de trabajo, riesgos presentes en los mismos y tiempo de permanencia en cada uno de ellos.

El personal sanitario del servicio de prevención deberá conocer las enfermedades que se produzcan entre los trabajadores y las ausencias al trabajo por motivos de salud para poder identificar cualquier posible relación entre la causa y los riesgos para la salud que puedan presentarse en los lugares de trabajo.

Este personal prestará los primeros auxilios y la atención de urgencia a los trabajadores víctimas de accidentes o alteraciones en el lugar de trabajo.

El art. 14 del Anexo IV A del R.D. 1627/97 de 24 de Octubre de 1.997 por el que se establecen las condiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, indica las características que debe reunir el lugar adecuado para la práctica de los

primeros auxilios que habrán de instalarse en aquellas obras en las que por su tamaño o tipo de actividad así lo requieran.

En el centro de trabajo habrá como un botiquín portátil, que constará como mínimo de:

- 1 botella de alcohol (500 cc)
- 1 botella de agua oxigenada (500 cc)
- 1 frasco de antiséptico (Cristalina, Betadine)
- 10 sobres de gasas estériles (5 unidades por sobre)
- 1 caja de esparadrapo
- 1 caja de tiritas (30 unidades)
- 6 vendas grandes (Orilladas)
- 6 vendas pequeñas (Orilladas)
- 2 vendas elásticas grandes
- 1 caja de Paracetamol 500 mg
- 1 fármaco espasmolítico
- 1 tubo de crema antiinflamatorio
- 1 tubo de crema para las quemaduras
- 1 tijera

El botiquín se revisará semanalmente y se repondrá inmediatamente lo consumido

11.1.- Plan de emergencia.

En el caso de producirse una situación de emergencia y teniendo en cuenta el tamaño y la actividad de la empresa, se analizan las posibles situaciones de emergencia para así adoptar las medidas necesarias en cuanto a:

Lucha contra incendios.

Se dispondrá de un extintor en cada vehículo. Serán adecuados en agente extintor y tamaño, al tipo de incendio previsible, y se revisarán cada 6 meses como máximo.

Evacuación de los trabajadores.

- El encargado de la obra /vigilante de seguridad facilitará en cada momento a los trabajadores una relación con Servicios próximos a su lugar de trabajo. En esta relación figurarán al menos los siguientes apartados:

o Nombre, teléfono y dirección de centros asistenciales próximos. Teléfono de paradas de taxis próximas. Teléfono de cuerpo de bomberos próximo. Teléfono de ambulancias próximas.

Cuando ocurra algún accidente que precise asistencia facultativa, aunque sea leve, y la asistencia médica se reduzca a una primera cura, el Jefe de obra de la contrata principal realizará una investigación del mismo y además de los trámites oficialmente establecidos, pasará un informe a la Dirección facultativa de la obra, en el que se especificará:

- Nombre del accidentado.
- Hora, día y lugar del accidente.
- Descripción del mismo.
- Causas del accidente.
- Medidas preventivas para evitar su repetición.
- Fechas topes de realización de las medidas preventivas.

Este informe se pasará a la Dirección facultativa, como muy tarde, dentro del siguiente día del accidente. La Dirección facultativa de la obra podrá aprobar el informe o exigir la adopción de medidas complementarias no indicadas en el informe.

Para cualquier modificación del Plan de Seguridad y Salud que fuera preciso realizar, será preciso recabar previamente la aprobación de la Dirección facultativa.

El responsable en obra de la contrata deberá dar una relación nominal de los operarios que han de trabajar en las obras, con objeto de que el servicio de portería y/o vigilancias extienda los oportunos permisos de entrada, que serán recogidos al finalizar la obra; para mantener actualizadas las listas del personal de la contrata, las altas y bajas deben comunicarse inmediatamente de producirse.

El Jefe de obra suministrará las normas específicas de trabajo a cada operario de los distintos gremios, asegurándose de su comprensión y entendimiento. Todo personal de nuevo ingreso en la contrata (aunque sea eventual) debe pasar el reconocimiento médico obligatorio antes de iniciar su trabajo; todo el personal se someterá a los reconocimientos médicos periódicos, según la Orden del 12-1-63 B.O.E. del 13-3-63 y Orden del 15-12-65 B.O.E. del 17-1-66.

12.- Disposiciones mínimas de seguridad y salud que deben aplicarse en la obra

Las obligaciones previstas en las tres partes del Anexo IV del Real Decreto 1627/1997 del Ministerio de la Presidencia, de 24 de Octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, se aplicarán siempre que lo exijan las características de la obra o de la actividad, las circunstancias o cualquier riesgo.

12.1.- Normas de seguridad y salud aplicables en la obra.

Ley 31/1995 de 8 de Noviembre de Prevención de Riesgos Laborales.

ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.

Estatuto de los trabajadores, ley 8/1980 de 1 de marzo.

Real decreto 485/1997 de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud laboral.

Real decreto 487/1997 de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañen riesgos, en particular dorso lumbares, para los trabajadores.

Real decreto 374/2001 de 6 de abril, sobre la protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo.

Real decreto 773/1997 de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

Real decreto 614/2001 de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

Real decreto 1215/1997 de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

Real decreto 1627/97 de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de la construcción y sus modificaciones posteriores.

Real decreto 1435/1992, de 27 de noviembre, por el que se dictan las disposiciones de aplicación de la directiva a del consejo 89/392/cee, relativa a la aproximación de las legislaciones de los estados miembros sobre máquinas. (incluye la modificación posterior realizada por el R.D. 56/1995) y sus modificaciones posteriores.

Real decreto 1316/1989 de 27 de octubre, sobre protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados por la exposición al ruido durante el trabajo y sus modificaciones posteriores.

Ley de la edificación 38/1999, disposición adicional cuarta.

Orden de 28 de agosto de 1970, por la que se aprueba la ordenanza de trabajo de la construcción, vidrio y cerámica, capítulo xvi.

Orden del 31 de octubre de 1984, que aprueba el reglamento sobre trabajos con riesgo de amianto y sus modificaciones posteriores.

Orden de 20 de septiembre de 1986, sobre el modelo de libro de incidencias correspondiente a las obras en las que sea obligatorio un estudio de seguridad e higiene en el trabajo.

Real decreto 171/2004, de 30 de enero, por el que se desarrolla el artículo 24 de la ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de riesgos laborales, en norma tiv as norma básica de la edificación:

- Norma NTE ISA/1973 Alcantarillado ISB/1973 Basuras ISH/1974 Humos y gases ISS/1974 Saneamiento
- Norma UNE 81 707 85 Escaleras portátiles de aluminio simples y de extensión.
- Norma UNE 81 002 85 Protectores auditivos. Tipos y definiciones.
- Norma UNE 81 101 85 Equipos de protección de la visión. Terminología. Clasificación y uso.
- Norma UNE 81 200 77 Equipos de protección personal de las vías respiratorias. Definición y clasificación.
- Norma UNE 81 208 77 Filtros mecánicos. Clasificación. Características y requisitos.
- Norma UNE 81 250 80 Guantes de protección. Definiciones y clasificación.
- Norma UNE 81 304 83 Calzado de seguridad. Ensayos de resistencia a la perforación de la suela.
- Norma UNE 81 353 80 Cinturones de seguridad. Clase A: Cinturón de sujeción. Características y ensayos.
- Norma UNE 81 650 80 Redes de seguridad. Características y ensayos.

13.- Conclusión.

Con lo expuesto en la presente Memoria, planos y demás documentación adjunta, se consideran suficientemente definidas las normas y elementos de seguridad a emplear en la obra que nos ocupa, sin perjuicio de todas aquellas medidas que, como consecuencia de situaciones imprevistas, pueda tomar la Dirección Facultativa, el constructor o los propios trabajadores, guiados siempre por su experiencia y sentido común, no olvidando nunca la imperiosa necesidad de garantizar la integridad física de todo el personal.

PRESUPUESTO

ÍNDICE PRESUPUESTO

1.- Descripción de las partidas.....	1
2.- Resumen de las partidas contempladas.....	4

1.- Descripción de las partidas.

Para la elaboración del presupuesto hemos tenido únicamente en cuenta los componentes de diseño, y su instalación. Para ello hemos distinguido 6 capítulos que se detallan a continuación:

GENERADOR FOTOVOLTAICO					
Descripción	Modelo	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Total
Módulo Fotovoltaico	ATERSA A-315M GS	uds	198	370,00 €	73.260,00 €
Inversor Fotovoltaico	Sunny Tripower 20000 TL	uds	3	4.530,00 €	13.590,00 €
Estructura fotovoltaica	-	uds	99	50,00 €	4.950,00 €
TOTAL					91.800,00 €

Tabla 20.- Presupuesto del Generador Fotovoltaico y sus componentes.

GENERADOR EÓLICO					
Descripción	Modelo	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Total
Aerogenerador	ENAIR 70	uds	4	9.365,40 €	37.461,60 €
Inversor Eólica	Sunny Tripower 10000 TL	uds	2	2.897,50 €	5.795,00 €
Estructura aerogenerador	-	uds	4	2.000,00 €	8.000,00 €
TOTAL					51.256,60 €

Tabla 21.- Presupuesto del Generador Eólico y sus componentes.

ACUMULADORES					
Descripción	Modelo	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Total
Baterías	16 OPzS 2000	uds	576	593,75 €	342.000,96 €
Inversor Acumuladores	Sunny Island 8.0 H	uds	12	4.010,00 €	48.120,00 €
TOTAL					390.120,96 €

Tabla 22.- Presupuesto del conjuntos de Acumuladores y sus componentes.

GRUPO ELECTRÓGENO					
Descripción	Modelo	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Total
Grupo Electrónico	Himoinsa HRFW-85 T5	uds	1	11000	11.000,00 €
TOTAL					11.000,00 €

Tabla 23.- Presupuesto de Grupo Electrónico.

MATERIAL ELÉCTRICO					
Descripción	Modelo	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Total
Multicluster Box 12	-	uds	1	14.714,00 €	14.714,00 €
PROTECCIONES					
Fusibles FV	Crady DO-1 16A	uds	18	0,96 €	17,28 €
Protector contra sobretensiones FV	GE 660191	uds	18	15,00 €	270,00 €
Interruptor Magnetotérmico FV	GE ICP EB60	uds	3	25,00 €	75,00 €
Interruptor Diferencial FV	GE FPA425/030	uds	3	20,00 €	60,00 €
Fusibles EO	ZR-0 CRADY	uds	2	0,77 €	1,54 €
Protector contra sobretensiones EO	GE 660191	uds	2	15,00 €	30,00 €
Interruptor Magnetotérmico EO	GE ICP EB60	uds	2	25,00 €	50,00 €
Interruptor Diferencial EO	GE FPA425/030	uds	2	20,00 €	40,00 €
Fusibles ACU	EATON 125A	uds	24	5,50 €	132,00 €
CONDUCTORES					
Conductor 4mm2	EXZHELLE NT SOLAR ZZ-F	m	89,12	2,50 €	222,80 €
Conductor 10mm2	EXZHELLE NT SOLAR ZZ-F	m	74,34	5,00 €	371,70 €
Conductor 35mm2	EXZHELLE NT SOLAR ZZ-F	m	11	7,50 €	82,50 €
Conductor 95mm2	EXZHELLE NT SOLAR ZZ-F	m	2	20,00 €	40,00 €
Conductor 50mm2	REVIFLEX RV-K	m	8	15,00 €	120,00 €
Conductor 6mm2	REVIFLEX RV-K	m	8	4,00 €	32,00 €
Conductor 10mm2	REVIFLEX RV-K	m	8	5,00 €	40,00 €
Conductor 50mm2	REVIFLEX RV-K	m	8	15,00 €	120,00 €
Canales empotrados	Canaleta HAGER	m	480	5,50 €	2.640,00 €
Rejillas metálicas	bandeja de rejilla INTERFLEX	m	40	20,00 €	800,00 €
Toma de tierra	-	uds	1	402,41 €	402,41 €
TOTAL					20.261,23 €

Tabla 24.- Presupuesto del Material Eléctrico.

MONTAJE Y MANO DE OBRA				
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Total
Montaje y puesta en servicio de la instalación FV	uds	1	10.335,00 €	10.335,00 €
Montaje y puesta en servicio de la instalación AE	uds	1	7.000,00 €	7.000,00 €
Montaje y puesta en servicio de los acumuladores	uds	1	2.000,00 €	2.000,00 €
Montaje y puesta en servicio de los componentes SMA	uds	1	4.000,00 €	4.000,00 €
Montaje de los canales empotrados	uds	1	1000,00	1.000,00 €
Montaje de las estructuras soporte	uds	1	3.300,00 €	3.300,00 €
TOTAL				27.635,00 €

Tabla 25.- Presupuesto del Montaje y Mano de obra.

A continuación, se muestra un gráfico circular que representa de manera informativa, los porcentajes de cada componente respecto al precio total, sin tener en cuenta los gastos generales (GG) el beneficio industrial(BI) y el IGIC.

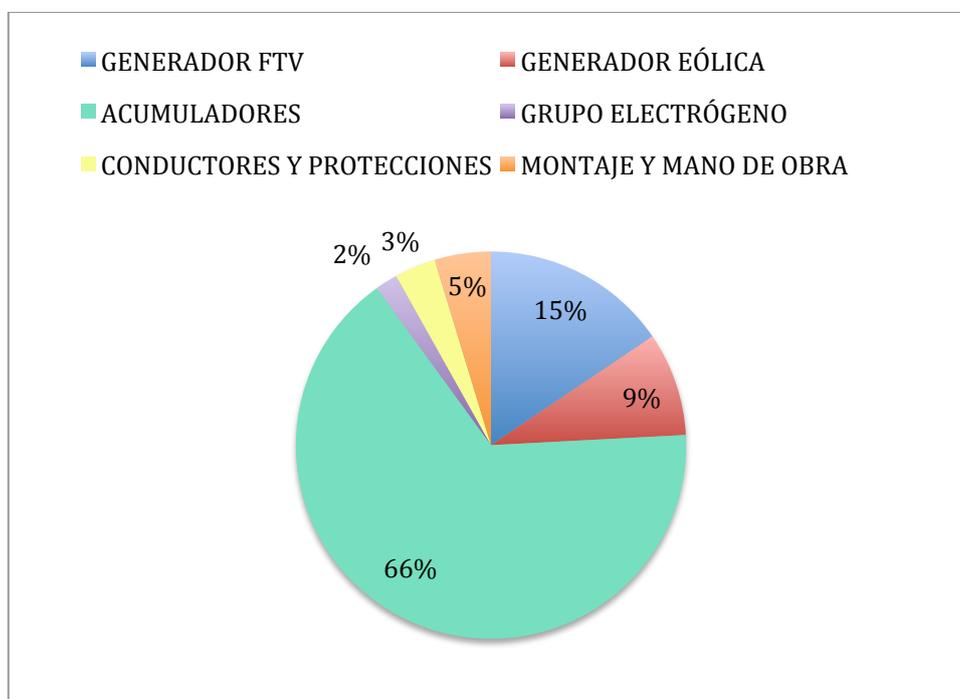


Gráfico 4.- Porcentajes de cada capítulo.

Se puede observar que los acumuladores constituyen un gran porcentaje del coste de la instalación (66%), un alto porcentaje que permite garantizar el periodo de autonomía seleccionado.

2.- Resumen de las partidas contempladas.

CAPÍTULO 1	GENERADOR FTV	90.130,07 €
CAPÍTULO 2	GENERADOR EÓLICA	51.256,60 €
CAPÍTULO 3	ACUMULADORES	390.120,96 €
CAPÍTULO 4	GRUPO ELECTRÓGENO	11.000,00 €
CAPÍTULO 5	CONDUCTORES Y PROTECCIONES	20.261,23 €
CAPÍTULO 6	MONTAJE Y MANO DE OBRA	27.635,00 €
		590.403,86 €
GASTOS GENERALES	16%	94.464,62 €
BENEFICIO INDUCTRIAL	6%	35.424,23 €
		720.292,71 €
IGIC	7%	50.420,49 €
	TOTAL	770.713,20 €

El Presupuesto del diseño y su instalación asciende a un valor de **setecientos setenta mil setecientos trece euros (770.713 €)**.

