

Universidad de **Cádiz**

Proyectos de fin de carrera de **Ingeniería Química**

Facultad: CIENCIAS

Titulación: INGENIERÍA QUÍMICA

Título: Diseño de un sistema mixto eólico-
fotovoltaico para suministro de energía
eléctrica a una casa rural en Conil
de la Frontera

Autor: Eduardo JURADO IBÁÑEZ

Fecha: Junio 2015





Proyecto fin de carrera:

DISEÑO DE UN SISTEMA MIXTO EÓLICO-FOTOVOLTAICO PARA SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A UNA CASA RURAL EN CONIL DE LA FRONTERA.

Realizado por:

EDUARDO JURADO IBÁÑEZ.

Resumen.

La generación electricidad a través de fuentes renovables a escala doméstica es una opción cada vez más reclamada. La posibilidad de verter esa energía a la red obteniendo por ello una contraprestación que puede variar desde el autoconsumo a una producción neta rentable es una realidad hace muchos años. Los marcos legales han ido cambiando, actualmente debido a la crisis económica, la energética y a escala nacional el déficit tarifario, las condiciones de venta de electricidad se han endurecido.

En nuestro caso, una casa rural aislada de la red eléctrica, no existe la posibilidad de vender la energía producida pero, en cambio, las pérdidas por transporte se verían reducidas notablemente.

Un sistema híbrido eólico-fotovoltaico nos puede proporcionar la energía eléctrica suficiente para autoabastecernos. Utilizar dos fuentes de energía renovable, además de suponer un impacto medioambiental menor, nos da seguridad, ya que ambos recursos son abundantes en el lugar, Conil de la Frontera, ante la variabilidad de dichas fuentes. Estas fuentes son:

Energía eólica: la energía eólica consiste en el aprovechamiento de la energía cinética del viento. Por tanto, una instalación eólica está constituida por una serie de equipos necesarios para transformar la energía del viento en energía útil.

Energía solar: la energía solar es una fuente de energía inagotable que permite varias posibilidades de utilización. Las más habituales son: energía solar térmica, solar termoeléctrica y solar fotovoltaica.

Para dimensionar nuestro sistema híbrido necesitamos información precisa sobre dos factores fundamentales:

- El consumo de energía eléctrica que requiere la casa rural, sabiendo que en ella vivirán dos adultos, que se abastece de agua a través de un pozo mediante una bomba sumergible y que tiene 65 m² de superficie. Una estimación previa nos daba una idea aproximada, a saber, el consumo sería inferior a 2000 KWh/año. Esta estimación resultó correcta, como

podremos ver en el proyecto, en el que desgranamos pormenorizadamente el consumo eléctrico de la vivienda.

En este proyecto nos centraremos en la producción y consumo de energía eléctrica, la energía calorífica también se puede obtener por fuentes de energía renovables, como son la solar térmica o la biomasa, pero no ese el objeto que nos ocupa.

- La cuantificación de los recursos energéticos eólico y fotovoltaico para esta zona en concreto. Es primordial saber cuánta energía pueden producir los generadores para poder diseñar la instalación. Con el fin de conocer los datos de velocidad, dirección y distribución probabilística del viento, hacemos uso del Atlas Eólico de España. Esta es una iniciativa estatal, concretamente del Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía, que recopilando gran cantidad de mediciones en distintos puntos y gracias a un software que extrapola datos para el resto de las áreas sin medir, realiza un mapa estimando el recurso eólico de todo el país. En la página web "<http://atlaseolico.idae.es/>" podemos encontrar un Acceso aplicativo con el cual obtener los datos necesarios.

Una herramienta similar pero a nivel europeo es el Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Una herramienta que pone a disposición el Instituto para Energía y Transporte, a su vez dependiente de la Comisión Europea, que nos permite conocer datos de Irradiación y producción fotovoltaica, para todo el territorio, estos mapas son creados gracias a multitud de mediciones *in situ* y a la ayuda de un programa informático que mediante un modelo matemático calcula las demás variables. Al entrar en la página web "<http://re.jrc.ec.europa.eu/>" encontramos un mapa interactivo que nos proporciona la información que requerimos.

Con todos estos datos diseñaremos un sistema que nos suministrara la electricidad necesaria para autoabastecernos. Nuestra instalación híbrida solar-fotovoltaica estará compuesta de las siguientes unidades, fundamentalmente:

- Generador fotovoltaico.: Está constituido por un conjunto de módulos fotovoltaicos asociados en serie y paralelo, que genera energía eléctrica en corriente continua a partir de la radiación solar incidente en cada instante, mediante el denominado "efecto fotovoltaico".
- Aerogenerador: Transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica; para ello, las palas del rotor captan el viento que circula a una velocidad determinada, y transmite la energía

mecánica a través del rotor hacia un alternador trifásico que genera la electricidad.

- Reguladores de carga: Su principal función es la protección de la batería, evitando que esta opere en estados de sobrecarga o descarga. También ofrecen información sobre los principales parámetros operativos del sistema. Además se encargan de rectificar la corriente alterna trifásica producida por el aerogenerador en corriente continua, necesaria para cargar el acumulador electroquímico y de maximizar la producción eléctrica de nuestro generador fotovoltaico.
- Acumulador electroquímico: Las baterías son los dispositivos encargados de almacenar la energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos y el aerogenerador mediante la transformación de la energía eléctrica en energía química y viceversa a través de procesos de oxidación-reducción.
- Inversor de corriente: Es el equipo encargado de transformar la energía eléctrica en corriente continua a electricidad en corriente alterna para alimentar a aquellos equipos de consumo que así la requieran para su consumo.
- Instalación eléctrica general: Está constituida no solamente por las líneas de conductores (cableado) que interconectan los equipos que forman parte de la instalación, sino también por los instrumentos de medida y los elementos de protección y/o maniobra necesarios para la óptima operación de la instalación en las requeridas condiciones de seguridad para los usuarios y los equipos que conforman la instalación híbrida.

Todos estos puntos serán convenientemente desarrollados a continuación este proyecto fin de carrera que hemos titulado: *“Diseño de un sistema mixto eólico-fotovoltaico para suministro de energía eléctrica a una casa rural en Conil de la Frontera.*

ÍNDICE.

1. MEMORIA.....	5
1.1. Justificación.....	5
1.2. Alcance.....	5
1.3. Antecedentes.....	5
1.4. Normas y Referencias.....	8
1.5. Definiciones y abreviaturas.....	10
1.6. Requisitos de diseño.....	11
1.7. Introducción teórica.....	13
1.7.1. Energías renovables.....	13
1.7.2. Biomasa.....	13
1.7.3. Energía hidroeléctrica.....	15
1.7.4. Solar térmica.....	16
1.7.5. Solar termoeléctrica.....	17
1.7.6. Energía eólica.....	18
1.7.7. Solar fotovoltaica.....	26
1.8. Análisis de soluciones y resultados finales.....	35
1.8.1. Tensión Nominal y días de autonomía.....	35
1.8.2. Consumo eléctrico.....	37
1.8.3. Esquema general de una instalación.....	39
1.8.4. El bus de DC.....	40
1.8.5. Cuantificación de los recursos energéticos.....	43
1.8.6. Selección del aerogenerador.....	45
1.8.7. Selección de los módulos fotovoltaicos.....	49
1.8.8. Selección de los acumuladores electroquímicos.....	56
1.8.9. Selección de los reguladores de carga.....	59
1.8.10. Selección del inversor de corriente.....	63
1.8.11. Instalación eléctrica general.....	66
1.9. Planificación.....	70
1.10. Orden de prioridad.....	72
1.11. Legislación e Incentivos.....	72

	Índice.
1.11.1. Incentivos.....	72
1.11.2. Procedimiento de concesión.....	80
1.11.3. Ley GICA.	82
1.11.4. Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.	88
2. ANEXOS.....	90
2.1. Cálculos justificativos.....	90
2.1.1. Estudio de la demanda energética diaria y de la máxima potencia necesaria.	90
2.1.2. Estudio del recurso eólico.....	91
2.1.3. Cálculo de la potencia nominal del aerogenerador.....	96
2.1.4. Estudio del recurso solar fotovoltaico.	99
2.1.5. Cálculo de la potencia nominal y configuración del generador fotovoltaico.	101
2.1.6. Estimación de los controladores de carga.	109
2.1.7. Estimación de los parámetros funcionales del acumulador electroquímico.....	111
2.1.8. Estimación del inversor de corriente.....	114
2.1.9. Estimación de los parámetros funcionales del conexionado eléctrico.....	115
2.1.10. Estimación de las protecciones.....	121
2.2. Anexo gráfico.....	124
2.2.1. Mapa eólico de Andalucía a 80 metros. Fuente: Atlas Eólico de España.	124
2.2.2. Principales características técnicas del aerogenerador Bornay Inclín 600. Fuente: Bornay.	125
2.2.3. Principales características técnicas del módulo fotovoltaico Atersa A230P.GSE. Fuente: Atersa.....	126
2.2.4. Curvas de funcionamiento del modelo Atersa A-230P. GSE. Fuente: Atersa.	127
2.2.5. Dimensiones del módulo fotovoltaico Atersa A-230 P. GSE Fuente: Atersa.	127
2.2.6. Características técnicas del regulador de carga MidNite Solar Classic Lite 150. Fuente: MidNite.	128
2.2.7. Principales características técnicas de las baterías Bornay Exide Classic. Fuente: Bornay.	128
2.2.8. Dimensiones de las baterías Bornay Exide Classic. Fuente: Bornay.	129
2.2.9. Principales características técnicas del inversor /cargador Phoenix MultiPlus 5000 de Victron Energy. Fuente: Victron Energy.....	129
2.2.10. Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento. Fuente: ITC-BT-19 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (2002).	130
3. PLANOS.....	131

4.	PLIEGO DE CONDICIONES	135
4.1.	Condiciones generales.	135
4.1.1.	Objeto.	135
4.1.2.	Obras incluidas en el proyecto.....	135
4.1.3.	Exclusiones.....	135
4.1.4.	Obras accesorias no especificadas en el pliego.	135
4.1.5.	Documentos que definen las obras.	136
4.1.6.	Director de la obra.	136
4.2.	Condiciones facultativas.	136
4.2.1.	Contrato.	136
4.2.2.	Copia de los documentos.....	137
4.2.3.	Libro de órdenes.	137
4.2.4.	Iniciación y programación de la obra.....	137
4.2.5.	Fianzas.....	137
4.2.6.	Condiciones generales de ejecución de los trabajos.	137
4.2.7.	Programa de montaje.	138
4.2.8.	Replanteo.....	138
4.2.9.	Pruebas.	138
4.2.10.	Demoliciones y reconstrucciones.	138
4.2.11.	Materiales no utilizables o defectuosos.	139
4.2.12.	Medios auxiliares.	139
4.2.13.	Modificaciones.....	139
4.2.14.	Formalización del proyecto reformado.	140
4.2.15.	Accidentes de trabajo y daños a terceros.....	140
4.2.16.	Despido por insubordinación, incapacidad y mala fe.	140
4.2.17.	Reclamaciones.	141
4.2.18.	Litigio.....	141
4.2.19.	Paralizaciones.....	141
4.2.20.	Medidas de protección y limpieza.	141
4.2.21.	Recepción provisional de la obra.	141
4.2.22.	Medición definitiva de los trabajos.....	142
4.2.23.	Plazo de garantía.....	142
4.2.24.	Recepción definitiva.....	142

4.3.	Condiciones técnicas.....	143
4.3.1.	Objetivo.....	143
4.3.2.	Dimensionado del sistema.....	143
4.3.3.	Componentes y materiales.....	144
4.3.4.	Cargas de consumo.....	152
4.4.	Recepción y pruebas.....	153
4.5.	Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.....	154
4.5.1.	Generalidades.....	154
4.5.2.	Programa de mantenimiento.....	154
4.5.3.	Garantías.....	156
5.	PRESUPUESTO.....	158
5.1.	Bienes de Equipo.....	158
5.2.	Instalación aerogenerador, módulos fotovoltaicos y conexión.....	159
5.3.	Conclusiones.....	160
5.4.	Estudio económico.....	161
TABLA DE ILUSTRACIONES.....		163

1. MEMORIA.

1.1. Justificación.

En el presente Proyecto se pretende diseñar una instalación híbrida eólico-fotovoltaica para el suministro eléctrico de una vivienda que se encuentra aislada de la red eléctrica. Dicha vivienda se halla ubicada en el entorno de la localidad gaditana de Conil de la Frontera, localizada a 36° 20' N de latitud, y 6° 7' O de longitud, y con una altitud de 23 metros sobre el nivel del mar. Para ello tendremos que analizar tanto el recurso eólico como fotovoltaico de la zona además de hacer un estudio detallado del consumo eléctrico que pretendemos alimentar.

Se busca con la realización de este proyecto:

- Fomentar el uso de energías renovables como son: la eólica y la solar fotovoltaica.
- Conseguir una autonomía en cuanto a abastecimiento eléctrico, potenciando la industria del sector de las renovables.

1.2. Alcance.

El ámbito de aplicación del proyecto es el autoabastecimiento de energía eléctrica de una vivienda rural aislada de la red eléctrica. Para ello utilizaremos un sistema mixto formado por un aerogenerador de baja potencia y un generador fotovoltaico, estos alimentaran los consumos de la vivienda tanto de corriente alterna como continua. Necesitaremos acumuladores de electricidad a los cuales llegara la electricidad generada y de los cuales saldrá la energía que alimentara los distintos consumos.

1.3. Antecedentes.

La casa rural se encentra alejada de la red eléctrica establecida, llevar la línea de alta tensión hasta el lugar supondría un gasto considerable que se uniría a la tarifa eléctrica que ha aumentado considerablemente los últimos años y parece que seguirá aumentando teniendo en cuenta el hecho que la Comisión Europea critica el sistema energético por su déficit tarifario y la falta de competencia del sector.

Tan importante como esto el ahorro en emisiones contaminantes que supone utilizar energías renovables, en vez del usual mix energético basado en la combustión de recursos fósiles. El uso de dichas tecnologías en centrales termoeléctricas es el responsable del efecto invernadero, por lo tanto del cambio climático, del smog fotoquímico, contaminación de aguas superficiales y subterráneas con metales pesados, y acidificación del suelo cuando

por precipitación los contaminantes del aire llegan a él. Todo ello repercute en la salud del ser humano.

En la siguiente grafica podemos ver los impactos medioambientales en milipuntos de distintas tecnologías de generación eléctrica para la producción de 1 kWh.¹El milipunto es la unidad que utiliza el método del Ecoindicador-99, cuya base es la metodología del Análisis del Ciclo de Vida (ACV), para cuantificar el impacto de un proceso o un servicio en el medio ambiente, representando cien milipuntos la carga ambiental anual de un ciudadano medio europeo.

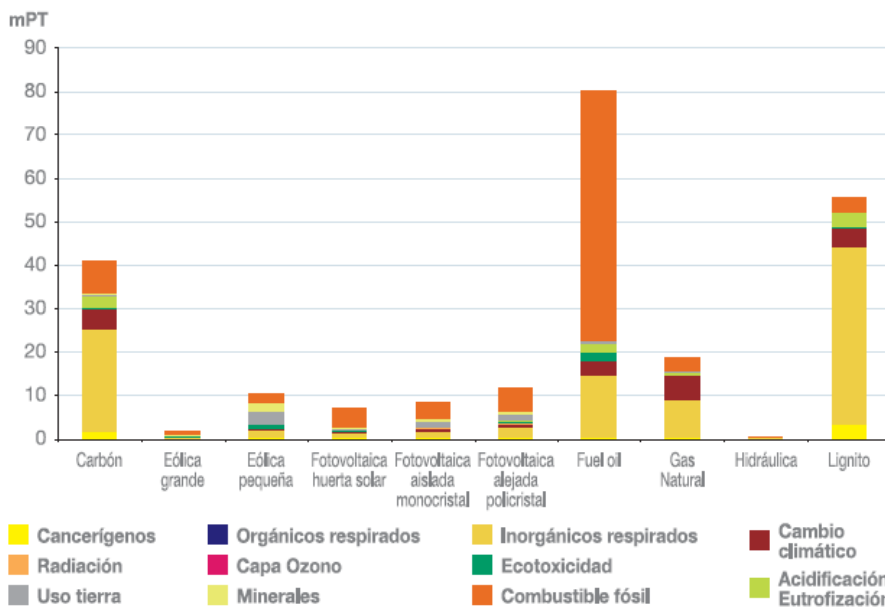


Ilustración 1 Impactos medioambientales en milipuntos de distintas tecnologías de generación eléctrica para la producción de 1kWh

Actualmente el 66,6 % de la producción eléctrica utiliza combustibles fósiles como podemos ver en el siguiente gráfico.

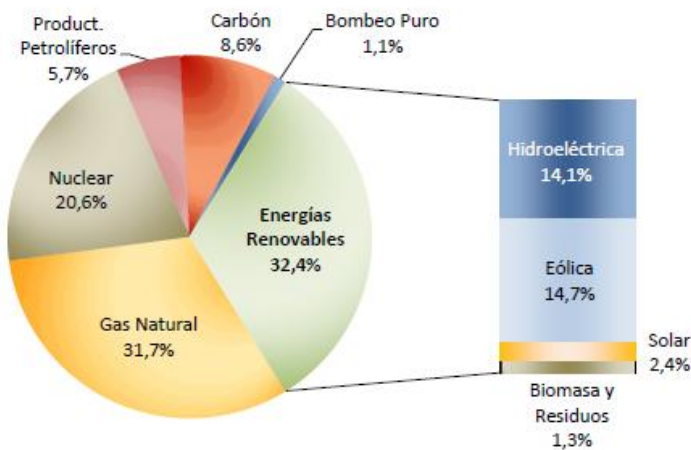


Ilustración 2 Producción eléctrica según su generación.

Desde el punto de vista tecnológico, deberá considerarse el ahorro energético que representa la instalación híbrida eólico-fotovoltaica respecto al consumo de energía eléctrica procedente de la red y/u otras fuentes no renovables.

Como se estima en los “Cálculos Justificativos”, la instalación tiene una demanda energética diaria de 3342,9 Wh/día por lo tanto, puede calcularse la demanda anual de la instalación como:

$$365 \text{ días} \cdot 3342,9 \text{ Wh/día} = 122015,85 \text{ Wh} = 1220,15 \text{ kWh}$$

Normalmente, el ahorro energético se expresa en toneladas equivalentes de petróleo; sabiendo que una t.e.p. equivale a 11,63 kWh, se estima la demanda energética total para el periodo de funcionamiento de la instalación como:

$$1220,15 \text{ kWh} \cdot 1 \text{ t.e.p./}11,63 \text{ kWh} = 104,91 \text{ t.e.p.}$$

Por lo tanto, el uso de la instalación híbrida supone un ahorro energético de 104,91 toneladas equivalentes de petróleo al año.

Desde el punto de vista medioambiental, se puede estimar la reducción de emisiones de gases generadores del efecto invernadero teniendo en cuenta la equivalencia entre una tonelada equivalente de petróleo y las toneladas emitidas de CO₂ en función del combustible empleado para la generación eléctrica. De este modo se tiene que:

Combustible fósil empleado	Toneladas equivalentes de petróleo/toneladas de CO ₂
Gas Natural	1 t.e.p. = 2,10 toneladas de CO ₂ .
Carbón	1 t.e.p. = 3,80 toneladas de CO ₂ .
Gasoil	1 t.e.p. = 2,90 toneladas de CO ₂

Considerando las equivalencias mostradas en la tabla anterior, la reducción de emisiones GEI derivada del uso de la instalación híbrida son:

Combustible Gas Natural:

$$104,91 \text{ t.e.p.} \cdot 2,10 \text{ ton CO}_2/1 \text{ t.e.p.} = 220,32 \text{ ton CO}_2$$

Combustible Carbón:

$$104,91 \text{ t.e.p.} \cdot 3,80 \text{ ton CO}_2/1 \text{ t.e.p.} = 398,67 \text{ ton CO}_2$$

Combustible Gasoil:

104, 91 t.e.p · 2, 90 ton CO²/1 t.e.p. = 304,25 ton CO₂

1.4. Normas y Referencias.

Disposiciones legales y normas.

- RD 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- el Decreto 279/2007, de 13 de noviembre, por el que se aprueba el Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética (PASENER 2007-2013).
- RD, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Universal Technical Standard for Solar Home Systems” Thermie B SUP 995-96, EC-DGXVII, 1998.
- RD 842/2002 sobre el reglamento electrotécnico para baja tensión (RBT).
- La Ley 7/2007, de 9 de julio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental.
- RD 2224/1998 que establece el certificado de profesionalidad de la ocupación de instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos.
- RD 1218/2002, modificación del RITE RD 1751/1998.
- Ley 31/1995, sobre riesgos Laborales.
- RD 1627/1997, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- RD 485/1997, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización de los trabajadores de los equipos de trabajo.
- RD 773/1997, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización de los equipos de protección por parte de los trabajadores.
- Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR). “Norma Española UNE 61400-2:2007”
- En La Orden de 4 de febrero de 2009 de la Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa: “se establecen las bases reguladoras de un programa de incentivos para el desarrollo energético sostenible de Andalucía y se efectúa la convocatoria para los años 2009-2014”.
- Orden de 18 de diciembre de 2014, por la que se modifica la de 4 de febrero de 2009, por la que se establecen las bases reguladoras de un Programa de Incentivos para el Desarrollo Energético Sostenible de Andalucía, y se efectúa su convocatoria para el año 2015
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones aisladas de Red. Departamento Energía solar IDAE 2002.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Tensión.
- Bibliografía.
- Energía solar fotovoltaica: Cálculo de una instalación aislada. Miguel Pareja Aparicio. Ediciones técnicas Marcombo. 2010.
- Energías Renovables. Mario ortega Rodríguez. Thomson Editores. Paraninfo S.A.

- Instalaciones Solares Fotovoltaicas. Enrique Alcor Cabrerizo. Promotora General de Estudios S.A. (PROGENSA).
- Ingeniería de la Energía Eólica. Miguel Villarubia López. Ediciones Marcombo.
- Sistemas de energía solar fotovoltaica para equipos de telecomunicaciones Dimensionado. Alberto Escudero Pascual. Ediciones técnicas Marcombo. 2012.
- Guía técnica de aplicación para instalaciones de energías renovables instalaciones fotovoltaicas. Dirección General de industria y energía. Gobierno de Canarias.
- Guía técnica: Energía Eólica. Agencia Andaluza de la Energía.
- Sistema Autónomo de Generación de Energía Renovable. J. Rocabert Delgado, S. Busquets Monge y J. Bordonau Farrerons. Dept. of Electronic Engineering. Universitat Politècnica de Catalunya.
- Nota Informativa- Referencias sobre autoconsumo de energía eléctrica en la normativa vigente. IDAE 2012.
- Estructura de la producción eléctrica. Departamento de Planificación y Estudios. observatorio energías renovables. IDAE 2010.
- Plan de Energías Renovables 2010.2020. IDAE.
- Aerogeneradores de potencia inferior a 100 KW. Prospectiva y vigilancia tecnológica. Ciemat
- Energía Eólica. Evolución y perspectivas. Mercedes Teruel Moreno. Fundación Cajamar. 2010.
- Revista Energías renovables. Departamento Energía solar IDAE 2002.
- Análisis técnico de las tipologías de energías renovables. Energías renovables de Aragón. Feria Hannover Messe.
- Guía Energía Eólica para Generación de Energía Eléctrica. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Unión Temporal ICONTEC – AENE. Bogotá, D.C., Marzo de 2003.
- Guía sobre tecnología mini eólica. Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM).

Organismos Oficiales consultados.

- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).
- Agencia Andaluza de la Energía (AAE).
- Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT).
- Centro Nacional de Energías Renovables (CENER).
- Consejería de Economía, Innovación y Ciencia – Junta de Andalucía.
- Comisión Nacional de la Energía (CNE).
- Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF).
- Asociación Empresarial Eólica (AEE).
- Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA).

Programas de cálculo.

- Microsoft Excel.
- Atlas Eólico de España-Acceso Aplicativo.
- Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)-Mapa interactivo.

Otras referencias.

- www.idae.es
- www.atersa.com
- www.bornay.com
- www.motiva.fi
- www.siemens-home.es
- www.schneiderelectric.es
- www.solarweb.net
- www.victronenergy.com
- www.elpais.com
- www.controlastuenergia.gob.es
- www.generadordeprecios.info.
- www.sabaniroo.co.ir
- www.alromar-energia.es
- www.Montelcms.com
- www.fotos.habitissimo.es
- www.controlastuenergia.gob.es
- 902 - 10 Conil, S.L.

1.5. Definiciones y abreviaturas.

- Irradiancia: Es la potencia de la radiación solar por unidad de superficie y se expresa en la unidad correspondiente del S.I., watts por metro cuadrado (W/m^2).
- Irradiación: Es la energía que incide por unidad de superficie en un tiempo determinado, y que se expresa en las unidades correspondientes de S.I. Julios por metro cuadrado (J/m^2), también se emplea una unidad de energía muy frecuente el kilowatt hora por metro cuadrado (kWh/m^2).
- Capacidad de acumulación eléctrica: Es la cantidad de energía eléctrica que puede obtenerse durante una descarga completa del acumulador, manteniéndose la tensión entre bornes próxima al valor nominal. La unidad de carga eléctrica en el S.I. es el coulomb, cuya unidad es igual a 1 ampere x 1 segundo. La capacidad de los acumuladores se mide en ampers-hora (Ah).
- RD: Real decreto.
- FV: Fotovoltaica.
- AC: Corriente alterna.
- DC: Corriente continua.

- REBT: Reglamento electrotécnico de baja tensión.
- ITC: Instrucción técnica complementaria.
- PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System.

1.6. Requisitos de diseño.

En el presente proyecto se busca diseñar un sistema que proporcione la energía eléctrica necesaria a una casa rural aislada, utilizando energía solar (mediante un generador fotovoltaico), y eólica (gracias a un aerogenerador de baja potencia) de manera simultánea. Cada generador mencionado debe producir, al menos, la mitad de la energía requerida, además para asegurar la continuidad en el suministro se utilizarán acumuladores. Por otra parte aunque el diseño está calculado para ser autosuficiente, se incluirá la posibilidad de en caso extraordinario de falta de recursos, poder usar un generador diésel. La casa estará situada en Conil de la Frontera, en la zona de las Parcelas de Roche, exactamente a 36° 20' N de latitud, y 6° 7' O de longitud, y con una altitud de 23 metros sobre el nivel del mar.

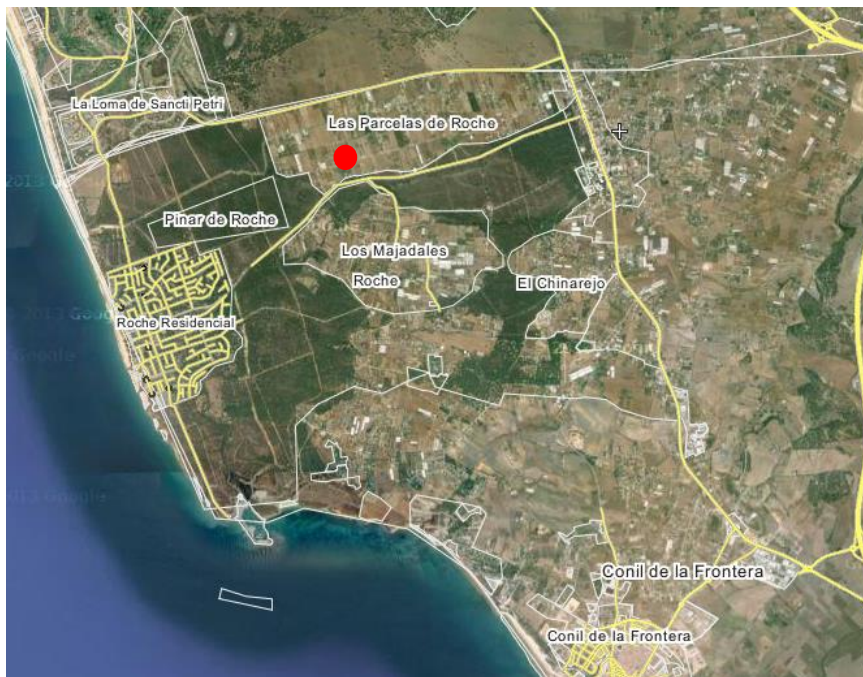


Ilustración 3 Mapa de situación de la casa rural

A la hora de estimar nuestros recursos energéticos se utilizarán las siguientes herramientas:

- Para la información de radiación solar se han utilizado los datos que la herramienta, Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) que nos ofrece para la zona.

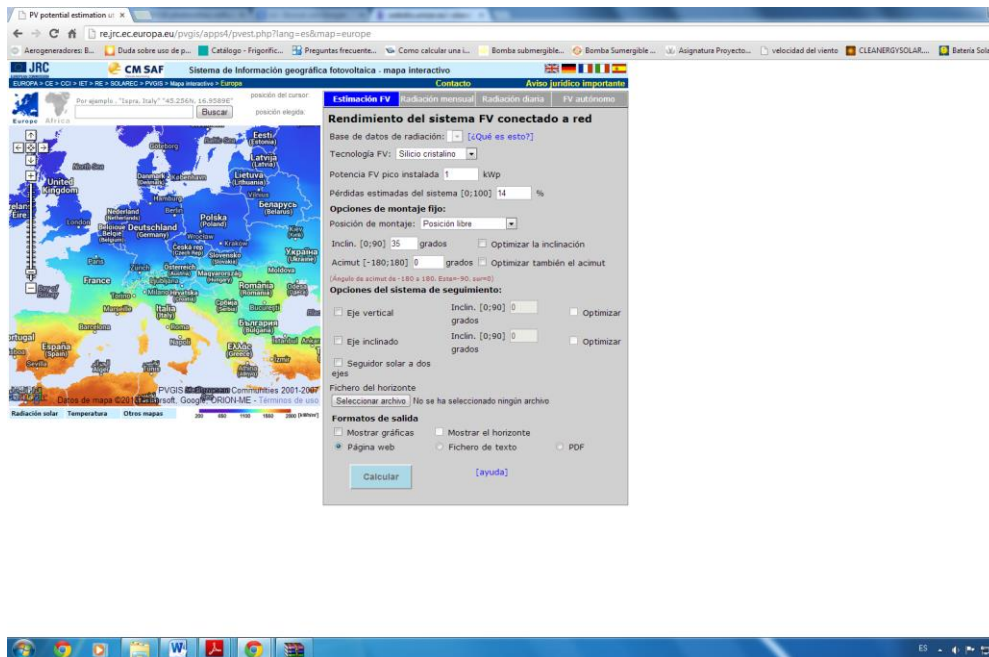


Ilustración 4 Pagina web de la aplicación Photovoltaic Geographical Informatino System

- Datos del acceso aplicativo del Atlas Eólico de España (IDAE) para estimar las velocidades del viento de la zona y la su distribución.

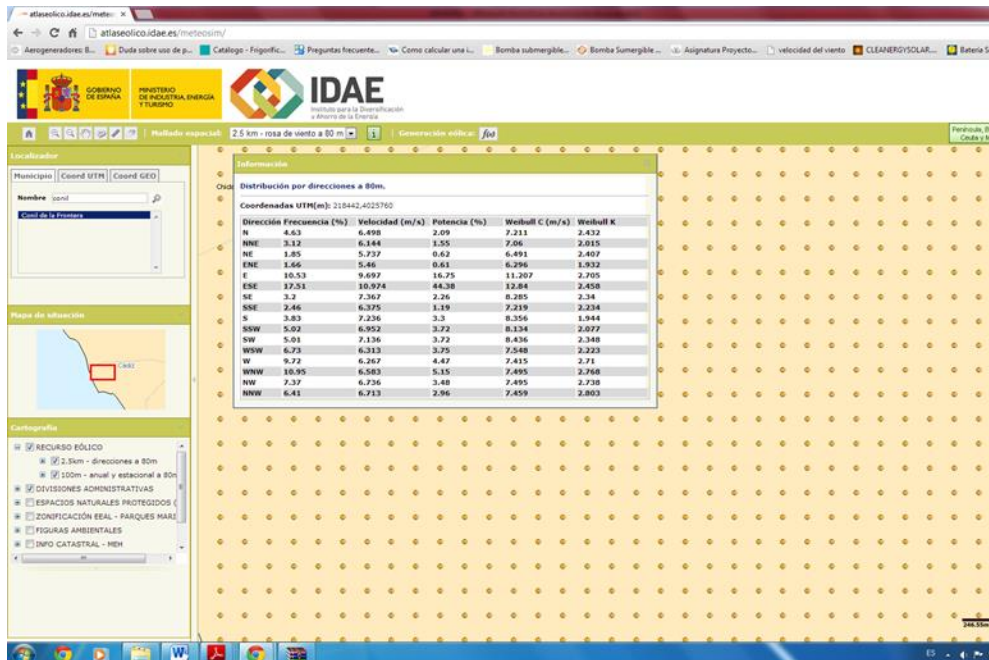


Ilustración 5 Pagina web del Atlas eólico de España

Las razones de la utilización de estas herramientas se explicaran más adelante, en el apartado de Análisis de soluciones.

1.7. Introducción teórica.

1.7.1. Energías renovables.

Se denomina energía renovable a aquella obtenida de fuentes naturales teóricamente inagotables, ya sea porque cuantitativamente son prácticamente inagotables, o porque son su capacidad de renovación por procedimientos naturales. La utilización de energías renovables para generar de energía eléctrica se ha convertido en una cuestión obligatoria por motivos medioambientales, principalmente, pero también económicos. Dentro de las razones medioambientales las energías renovables basan su importancia en:

- No se produce combustión en el proceso, la combustión es la responsable de los mayores impactos medioambientales de las energías no renovables.
- Los recursos energéticos renovables son inagotables y dispersos, lo que hace que las necesidades de transformación y transporte sean menores.
- Los impactos medioambientales de las energías renovables tienen su origen localizado lo que permite poner el foco sobre ellos con el fin de reducirlos o impedirlos.

A esto debemos sumarle la dependencia de fuentes de energía fósiles del exterior y que por lo tanto deben importarse, lo que nos hace, a su vez, depender de la situación político-social de dichos países. Cabe resaltar la tendencia al alza que sufre la tarifa eléctrica en los últimos años pero además, en este proyecto, se une una motivación puramente logística, la localización de la vivienda suficientemente alejada de la red eléctrica convencional.

1.7.2. Biomasa.

El uso de una gran variedad de productos de origen orgánico, ya sean vegetales, animales o de otra índole (que requieran transformación previa), para producir energía se engloban bajo el término biomasa.

La biomasa o biocombustible es aprovechada principalmente para generar calor, electricidad y como combustible en vehículos:

- La biomasa genera calor mediante su combustión, lo cual puede aprovecharse para la calefacción y calentar agua a nivel doméstico o en la industria que requiera grandes aportes de calor, ya sean hornos, calderas o intercambiadores de calor.
- Al igual que una central térmica produce vapor para generar electricidad, la biomasa tiene potencial calorífico suficiente para mover una turbina. Aunque no toda la biomasa es factible de ser usada directamente como combustible, transformarla en biogás es una posible solución para la producción de electricidad en turbinas de gas.
- La biomasa también se puede transformar en combustibles líquidos, como el caso del bioetanol, etanol producido por la fermentación de azúcares provenientes de la biomasa que puede sustituir a la gasolina; o biodiesel donde se transforman los aceites

vegetales mediante una reacción de esterificación en un combustible sustituye el diésel. Estos son los llamados biocombustibles

El papel de la biomasa como combustible es destacable porque su combustión no contribuye al aumento de la concentración gases en la atmosfera que provoquen efecto invernadero ya que el dióxido de carbono que se libera cuando se queman, es compensado con el que absorben continuamente las plantas durante su crecimiento. Otro punto interesante es que al aprovechar los residuos vegetales y animales para producir energía, lo que se consigue es convertir un residuo en un recurso.

La biomasa puede tener distintos orígenes, dependiendo de ellos su aprovechamiento puede ser directo o puede requerir alguna transformación previa:

- Residuos forestales: Los residuos que se generan directamente en las operaciones de limpieza y poda de los montes y en otros aprovechamientos madereros.
- Residuos agrícolas: Se producen por las podas de cultivos leñosos y por cultivos herbáceos no recolectados.
- Residuos industriales: Proceden de las industrias agroalimentarias y de las industrias de transformación de la madera, pero al ser empleados como materia prima en otras industrias no pueden ser considerados como tales. También suelen emplearse como combustibles para uso doméstico o industrial en zonas aledañas.
- Residuos Sólidos Urbanos (RSU): Al incinerar la parte orgánica se produce vapor utilizado tanto para calefacción como para generar electricidad. En los vertederos, la biomasa se descompone para generar biogás, que por su alto porcentaje de metano sirve de combustible en motores de gas.
- Biomasa residual húmeda: Dentro de este término entran las aguas residuales con base orgánica procedentes de la actividad en las ciudades, las instalaciones agropecuarias y las industrias.
- Cultivos energéticos: Los cultivos energéticos son cultivos cuyo único fin es servir de combustible que será utilizado en vehículos de tracción o para producir calor y electricidad, o ambas a la vez.

Existen distintos procesos de conversión termoquímica. Principalmente:

- La pirolisis es un proceso en que se generan fracciones sólidas, líquidas o gaseosas partiendo de la biomasa con el fin de la producción de energía termoeléctrica.
- La gasificación busca producir un combustible en estado gaseoso, es decir gas de síntesis.
- En la combustión se genera calor aprovechable o calor para turbinas de vapor para la producción electricidad.

1.7.3. *Energía hidroeléctrica*

Con la energía hidroeléctrica se pretende generar electricidad a partir de la transformación de las energías cinética y potencial de un determinado caudal o salto de agua. Obtenemos una energía de bajo coste, con una producción regular y limpia. Las grandes centrales hidroeléctricas conllevan grandes obras para variar el cauce, lo que supone un impacto considerable en el entorno, al contrario, las mini centrales no suponen un riesgo medioambiental si están convenientemente adaptadas. Por otra parte, a nivel práctico es más rápido y sencillo desarrollar una mini central hidroeléctrica que una de gran tamaño, debido a los permisos y la logística. Otra ventaja de las mini centrales es que tienen la capacidad de ajustar su producción a la demanda eléctrica, teniendo en cuenta la variabilidad en la potencia máxima y la carga.

Actualmente, el futuro y el potencial de desarrollo de la hidroeléctrica de baja potencia está en:

- Descentralizar la generación de energía eléctrica implantando pequeñas centrales hidroeléctricas en lugares aislados.
- Mayor aprovechamiento tanto de las zonas de los ríos en las que sea viable construir centrales como de los embalses ya construidos, agregando desniveles en los canales con fines de suministro y riego. La construcción de nuevas centrales en lugares con posibilidad de conectarse a la red eléctrica.
- Renovación técnica y reconstrucción de mini centrales antiguas, ya estén en funcionamiento parcial o prácticamente abandonadas.

La energía cantidad de energía generada depende de la altura de caída y del caudal de agua disponible, parámetros que deben estar perfectamente medidos. Un salto de agua proporciona una energía dada por el producto de la potencia del salto y el tiempo de funcionamiento.

La medida del salto bruto depende especialmente del nivel de potencia y de las características orográficas del terreno. Se suele utilizar un levantamiento topográfico, esto es una representación gráfica específica de terreno que nos proporciona información sobre su relieve y las construcciones existentes. A este valor debemos descontar las pérdidas por rozamiento del agua desde la captación hasta la turbina para conocer la energía real aprovechable, estas pérdidas se estiman en un valor del 10%.

Existen dos formas de clasificar las mini centrales definidas por sendos parámetros:

Según la potencia:

- Micro central: con potencias inferiores a 100 kW.
- Mini centrales: con potencias entre 100 kW y 10 MW.

Según método de captación:

- Centrales de agua fluyente: Mediante una toma de agua en el caudal del río cambia la dirección de una parte del caudal para que pasa a través de una turbina, volviendo después al cauce general.
- Central de canal de abastecimiento: Aprovecha la diferencia de altura de las obras construidas para regadío o suministro de agua.
- Centrales de embalse. Gracias a embalses se controla el caudal de agua de manera que puede hacerlo pasar por la turbina, localizada al pie de la presa, cuando la demanda requiera generar electricidad.

1.7.4. Solar térmica.

La energía solar térmica consiste en captar la radiación que emite el sol y transformarla en calor por medio de unos determinados dispositivos que denominamos captadores solares con distintas aplicaciones. Elementos principales de una instalación solar térmica son:

- Un captador solar es un dispositivo capaz de absorber la radiación solar, utilizarla para calentar un fluido a cierta temperatura. Su aplicación más frecuente es la producción de agua caliente sanitaria, menos extendido es su uso como apoyo a instalaciones de calefacción por suelo radiante, producción de frío por medio de equipos de absorción o calentamiento de piscinas. Existen distintos tipos:
 - Los captadores planos. Compuestos por una caja hermética con un cristal en la parte superior y una placa absorbadora en el interior la cual dispone de tubos en posición vertical en contacto con una placa de color oscuro que transfiere el calor al agua.
 - Los captadores solares de vacío. En estos los conductos están cubiertos de un conducto al vacío que permite el paso de la radiación solar y evita pérdidas de energía con mayor eficacia.
 - Los captadores solares de aire. Usados principalmente para calentar el espacio en zonas frías.
- Sistema de distribución. Su función es transportar el fluido caliente del captador hasta el punto de consumo. Existen diferentes circuitos de distribución:
 - Instalaciones de circuito abierto. Estos sistemas transfieren directamente el agua caliente producida en el captador solar hacia el depósito de acumulación.
 - Instalaciones de circuito cerrado. En este caso existen dos circuitos: el circuito primario del sistema captador con un fluido especial y el circuito secundario con agua donde se encuentra el sistema de almacenamiento.

- Circulación forzada de agua. Mediante una bomba de impulsión que proporciona velocidad al fluido impidiendo pérdidas de calor.
- Circulación natural o con termosifón. Aprovechando que el agua caliente tiende a ascender.
- Almacenamiento. Para optimizar el sistema es necesario acumular la energía captada. Para ello se utilizan depósitos cilíndricos con proporción de uno de ancho por dos de alto, siendo el acero inoxidable el material más utilizado.
- Sistema de apoyo convencional. Inevitable es el uso de un sistema de apoyo en previsión de un aumento del gasto o falta de recurso. Algunos sistemas de apoyo son:
 - Eléctricos.
 - Calderas de Gas o Gasóleo.

1.7.5. Solar termoeléctrica.

La energía solar termoeléctrica se basa en la concentración de la radiación solar para producir vapor con el que, a su vez, producir electricidad, dicha energía tiene aplicaciones utilizándola directamente en térmicas o en cogeneración.

La concentración se realiza por medio de dispositivos que calientan un fluido a media o alta temperatura. Estos dispositivos se pueden clasificar en función del seguimiento del sol y la concentración:

- Media Temperatura, M.T.: Seguimiento del sol en uno de los ejes y concentración de la energía solar en un eje.
- Alta Temperatura, A.T.: Seguimiento en dos ejes y foco puntual.

La generación combinada de calor y electricidad por tecnologías de concentración solar puede tener un futuro prometedor, dados sus valores elevados de eficiencia energética en la transformación de calor a electricidad. El calor de proceso de generación combinada o cogeneración se puede usar para aplicaciones industriales, calefacción o refrigeración y desalación de agua.

Las centrales eléctricas termosolares generan electricidad de forma similar a las centrales termoeléctricas convencionales. La diferencia está en que la energía primaria que provoca el funcionamiento de una turbina o un motor es captada por concentración de la radiación solar. Los captadores termoeléctricos que funcionan con concentración sólo son capaces de aprovechar la radiación directa, con una dirección de incidencia específica, al provenir directamente del sol.

Los cuatro elementos principales que constituyen una instalación de estas características son:

- Un concentrador.
- Un receptor.
- Un almacenaje del calor.
- Conversión termoeléctrica.

Existen tres sistemas para concentrar la energía solar y transformarla en electricidad:

- Concentradores cilindros parabólicos: compuesto de espejos cóncavos que concentran la radiación sobre un conducto elevando la temperatura del fluido que circula por su interior.
- Torre receptora: Se distribuyen heliostatos con seguimiento automático en una zona, éstos dirigen la radiación solar a un receptor colocado sobre una torre. Producen una potencia de 10 a 200 MW.
- Discos parabólicos: Aún en desarrollo, se caracterizan por su forma de antena parabólica. Pueden producir entre 5 y 25 kW de potencia.

1.7.6. Energía eólica

La energía que proporciona el viento depende del movimiento de las masas de aire que se desplazan de zonas de alta presión atmosférica hacia zonas cercanas de menor presión, siendo el gradiente de presión el que determina la velocidad del viento.

El origen de los vientos es el calentamiento irregular de la superficie del planeta causado por la incidencia de la radiación del Sol, una porción que se estima del 2 % de la energía solar se transforma en viento. El proceso es el siguiente, el aire situado sobre las grandes masas de agua, como mares y océanos, están a menor temperatura en relación a las zonas colindantes situadas sobre las masas continentales. La radiación solar que incide sobre la superficie terrestre es absorbida en mayor cantidad, lo cual provoca que el aire que se encuentra sobre la tierra sea menos denso, y ascienda. El aire más frío y pesado situado sobre los océanos, mares y lagos se mueve ocupando el lugar que ha abandonado el caliente.

Por otra parte, la rotación de la tierra hace que aparezca una fuerza, denominada de “Coriolis”, que produce una componente este para los vientos norte que circulan hacia el sur y una componente oeste para los vientos sur que circulan hacia el norte, esta componente es mayor cuanto más nos acercamos a los polos y menor cuanto más nos acercamos al ecuador.

El aprovechamiento de esta energía se realiza mediante aerogeneradores. Los aerogeneradores son dispositivos encargados de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica y, a su vez, la energía mecánica en eléctrica. Pueden ser de eje vertical o de eje horizontal, se denominan así porque el eje de rotación es perpendicular o paralelo a la dirección del viento.

Existen dos tipos de aerogeneradores de eje vertical, su principal ventaja es que no necesita sistema de orientación:

- Tipo Savonius: Su principal virtud es la de trabajar con velocidades de viento muy bajas. Se basan en dos semicilindros con el mismo diámetro y paralelo al eje de giro, uno con la cara cóncava y otro convexo. El viento al impactar contra las caras distintas de los cilindros provoca el giro alrededor del eje.

- Tipo Darrieus: Están constituidos por dos o tres palas de ovaladas que favorecen la circulación del viento siendo similares a las de eje horizontal aunque su potencia es baja poseen un buen par de arranque.

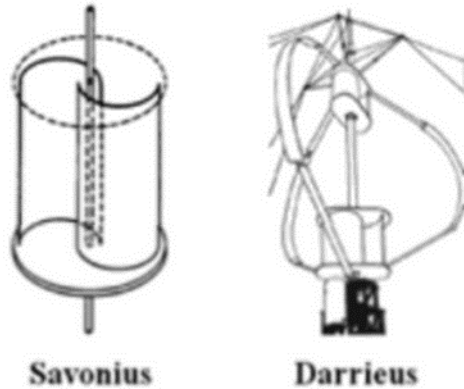


Ilustración 6 Aerogeneradores verticales tipo Savonius y Darrieus.

Los de eje horizontal son los más utilizados tanto en parques eólicos como a escala doméstica. Según su generador pueden ser: Asíncronos los cuales funcionan con multiplicadora y síncronos, que funcionan sin ella.

Centrándonos en dos características podemos hacer otra clasificación de los aerogeneradores de eje horizontal:

a) Control de potencia: Los aerogeneradores pueden optimizar su rendimiento centrando la captura del recurso eólico en velocidades iguales o superiores a las de la potencia nominal del mismo. Evitando así las pérdidas de carga provocadas por vientos turbulentos y aumentando la producción de energía. Existen tres tipos de control de potencia:

- Control por variación del ángulo de paso o pitch control.
- Control activo por pérdida aerodinámica o active stall control.
- Control por pérdida aerodinámica o passive stall control.

b) Control de velocidad del generador: La velocidad de giro del rotor es directamente proporcional a la del generador. Esta relación afecta de manera principal en tres cuestiones: cuantitativamente en el aprovechamiento del recurso eólico, en la conexión del aerogenerador con la red eléctrica y en los esfuerzos mecánicos que sufre el generador. Podemos diferenciar dos velocidades:

- Velocidad constante.
- Velocidad variable.

1.7.6.1. Componentes de un aerogenerador.

Torre: Es una estructura tubular donde el diámetro se incrementa según nos acercamos a la base, en su otro extremo se instala la góndola y el rotor.

Rotor: Se le denomina al conjunto constituido por las palas y el buje, siendo éste último el rodamiento que une las tres palas y el eje lento. Desempeña la función de captar la energía cinética del viento y transformarla en energía mecánica, transfiriéndola a la multiplicadora gracias al eje lento. La capacidad del aerogenerador para producir energía viene definida por el tamaño del rotor. Los aerogeneradores que normalmente se utilizan en sistemas aislados de la red, es usual que tengan rotores de dos o tres palas, con sistemas de control de velocidad y paso fijos, potencia nominal inferior a 100 kW y un área de rotor inferior a 300 m². La mayoría de las palas están confeccionadas con fibra de vidrio y poliéster.

Góndola: Está colocada detrás del rotor siendo en su interior donde se encuentran los diferentes dispositivos cuya función es generar energía eléctrica, además de aquellos con la función de orientar el aerogenerador con el fin de captar la mayor cantidad de viento posible. En ella se distinguen varios elementos:

- Eje lento (o eje principal): Es una pieza de acero macizo con forma tubular que se encarga de unir el rotor y la multiplicadora.
- Multiplicadora: Su función es transformar la baja velocidad de giro del rotor en alta velocidad necesaria para adaptarse al generador, su existencia depende de la potencia del aerogenerador.
- Eje rápido (o secundario): Es una pieza tubular de acero macizo o de fibra aislante que une la multiplicadora con el generador.
- Generador. Es la máquina encargada de convertir la energía mecánica en eléctrica. En los aerogeneradores de micro potencia, es decir, con una potencia menor a 3 kW, se suelen utilizar generadores con un alternador de imanes permanentes de 4, 6, 8 o 10 polos. Si los generadores tienen una potencia nominal que oscila entre 3 y 30kW la opción de generadores de inducción es una alternativa.
- Sistema de frenado: Es necesario para frenar el rotor totalmente y para mantenerlo parado mientras se realizan operaciones de mantenimiento. Cortocircuitar el generador eléctrico es el método de frenado utilizado en aerogeneradores con un solo mecanismo de frenado. Si el aerogenerador dispone de dos mecanismos de frenado, el primero de ellos será uno del tipo mecánico, situando las palas en posición paralela a la dirección del viento. El segundo sistema será un freno mecánico, aerodinámico o por cortocircuito del generador eléctrico, dependiendo fundamentalmente de la solución utilizada para el sistema de frenado.
- Sistema de orientación: En los pequeños aerogeneradores empleados en instalaciones aisladas la orientación se lleva a cabo mediante sistemas pasivos, es decir, mediante un dispositivo parecido al de una veleta, siguiendo al viento por la fuerza que ejerce sobre dicho dispositivo. En los aerogeneradores a sotavento,

donde el rotor está colocado en sentido opuesto al origen del viento, la orientación se debe al efecto del viento sobre el rotor, aunque existan turbulencias difíciles de prever y por lo tanto, controlar.

- Sistema de regulación de vueltas: Existen distintos métodos cuyo fin es la regulación de la potencia y la velocidad de giro en mini aerogeneradores. Entre ellos podemos encontrar:
 - Sin regulación: El diseño del aerogenerador permite aguantar los esfuerzos que pueden producirse en las más variadas condiciones de operación, incluyendo las velocidades que pueden darse al girar en al vacío.
 - Regulación por desorientación: Ocurre una desalineación del eje del rotor en la horizontal respecto a la dirección del viento incidente. Podemos aplicar distintas soluciones para que desorientación del rotor comentada se produzca, siendo la más extendida aquella que se sirve de un diseño donde se busca una desalineación del centro de empuje del rotor respecto al centro de rodamiento de orientación.
 - Regulación por cabeceo: básicamente parecido, pero la desalineación se presenta en el plano vertical.
 - Regulación por cambio de ángulo de paso o pitch control : Frecuentemente se usan dispositivos de cambio de paso pasivos, en los que el ángulo de las palas se modifica utilizando sistemas centrífugos.
 - Regulación por pérdida aerodinámica: En este caso las palas efectúan el frenado posicionándose al aumentar la velocidad del viento en ángulos cercanos a 90°.

En la siguiente imagen, podemos distinguir los principales componentes de un aerogenerador:

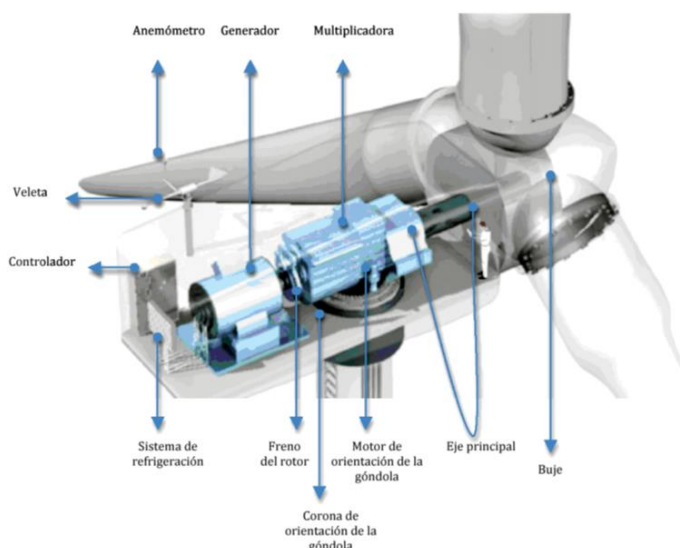


Ilustración 7 Partes de un aerogenerador horizontal.

Denominación	kW	Utilización
Muy baja ¹	< 1	Embarcaciones, sistemas de comunicación, refugios de montaña, iluminación, etc.
	1-10	Granjas, viviendas aisladas (sistemas EO-FV), bombeo, etc.
Baja	10-100	Comunidades de vecinos, PYME's (sistemas mixtos EO-Diesel), drenaje, tratamientos de aguas, etc.
Media	100-1 000	Parques eólicos (terreno complejo)
Alta	1 000-10 000	Parques eólicos (terreno llano, mar adentro)
Muy alta	> 10 000	En fase de investigación y desarrollo, requieren nuevos diseños y materiales no convencionales. No antes del año 2010

1.- Esta clase se divide según la potencia en microaerogeneradores (< 1 kW) y miniaerogeneradores (1-10 kW).

Fuente: Energía Eólica, IDAE

Ilustración 8 Clasificación de aerogeneradores para producción eléctrica en función de su potencia

1.7.6.2. Evolución y perspectivas.

Según datos de la Asociación Española Eólica (AAE) y la European Wind Energy Association (EWEA), ya en 2014 la potencia eólica instalada a nivel mundial consiguió alcanzar los 369.553 MW. El primer productor es China, seguido de EEUU y Alemania. El país asiático ha multiplicado por dos su producción eólica, dato que es especialmente importante teniendo en cuenta que es el cuarto año consecutivo que ocurre, provocando la subida de un puesto en la lista. Las demás puestos los ocupan España, India, Italia, Francia, Reino Unido y Portugal.

En lo que se refiere al porvenir tecnológico del sector con vistas al año 2020, el plan de Energías renovables para 2012-2020 que realiza el IDAE, no ve grandes avances en la tecnología eólica, si acaso utilizar materiales más resistentes para diseñar aerogeneradores más grandes, reduciendo los costes asociados y con dispositivos de control de última generación al nivel de calidad de la electricidad transferida a la red. En cuanto a la tecnología eólica marina, requiere el desarrollo de conceptos específicos en el diseño, transporte y montaje, que permitan la reducción costes de inversión y de explotación si quiere adquirir la competitividad necesaria.

La capacidad de producción eólica depende del desarrollo tecnológico, por lo que dicho potencial varia con el tiempo, en España la estimación supera la cifra de los 330 GW en tierra y alrededor a los 8 GW en el mar en aguas con profundidad menor a 50 metros.

En España la potencia eólica instalada alcanza los 22.959 MW, desde 1998 ha tenido un crecimiento variable, con picos, como en 2007, pero también descensos, como se hace patente en los años 2011, 2012 y especialmente en el 2013, año en que el incremento es similar al del año 1998.

Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada 1998-2013.

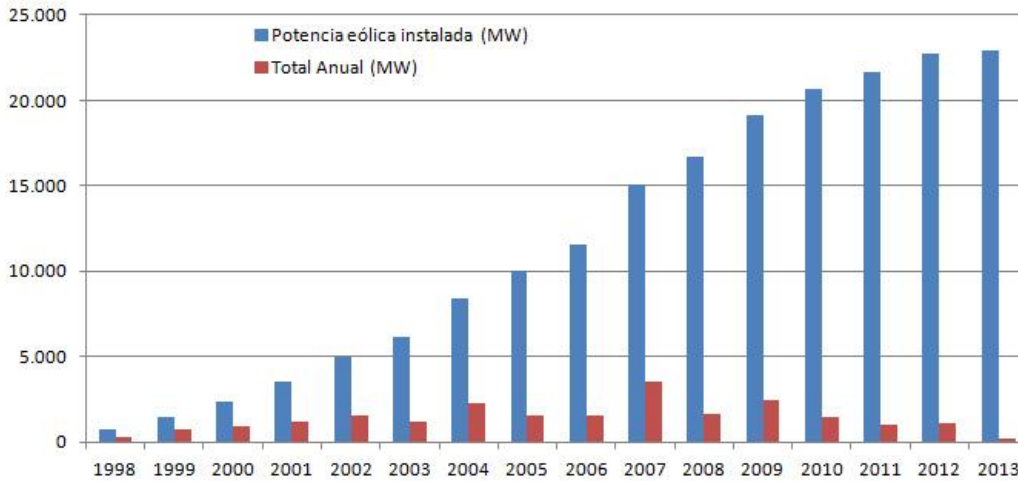


Ilustración 9 Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada 1998-2013.

Respecto a las comunidades autónomas españolas, Castilla y León está situada a la cabeza, siendo Andalucía la tercera. Precisamente estas dos comunidades es la que han tenido un mayor incremento de la potencia instalada durante 2013. En el otro extremo están Cantabria y Baleares, regiones estas con menos superficie disponible.

Potencia eólica instalada por Comunidades Autónomas.

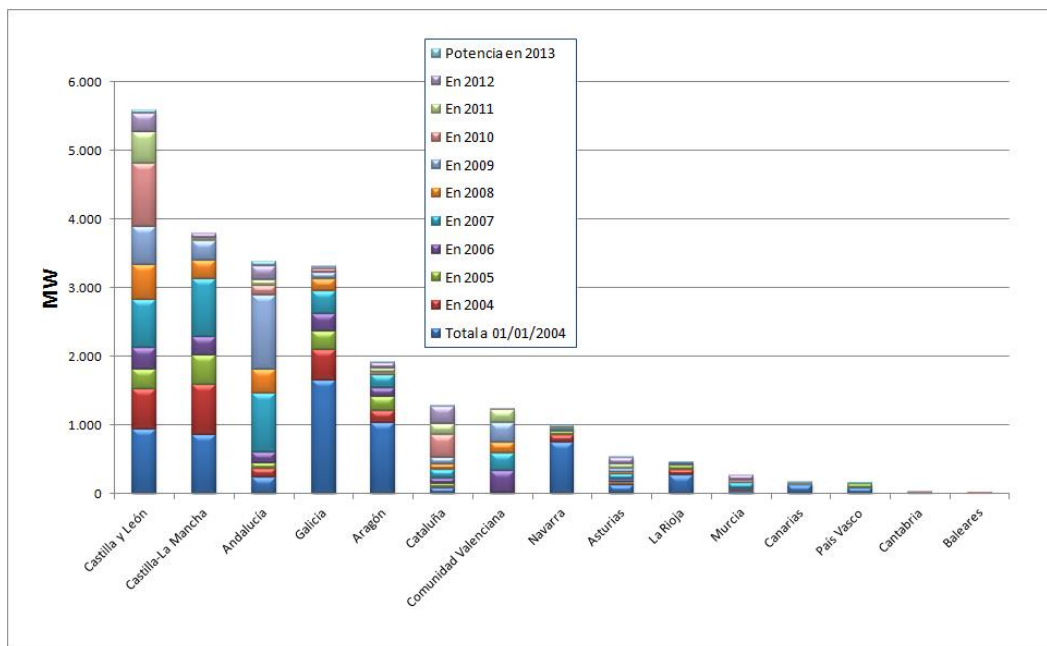


Ilustración 10 Potencia eólica instalada por Comunidades Autónomas.

Aunque los datos pertenecen a 2009, pueden servirnos para hacernos una idea a nivel provincial. En términos de potencia atribuida por cada 1.000 km², Cádiz ocupa el primer puesto con 165,5 MW, situándose a continuación Lugo, La Coruña, Albacete y Pontevedra.

Distribución de la potencia eólica instalada en España por provincias (2009). En porcentaje



Ilustración 11 Distribución de la potencia eólica instalada en España por provincias (2009). En porcentaje.

1.7.6.3. La energía minieólica.

Se le denomina así a la eólica de baja potencia (inferior a 100 kW), es una manera posible de suministrar energía renovable de manera descentralizada mediante su implantación en ciudades, pueblos, en la industria y la agricultura, aunque en España aún no se ha extendido su uso. Este tipo de energía renovable ofrece ventajas añadidas al compararla a la gran eólica, menores pérdidas en la distribución y transporte de la electricidad, lo que aumenta su rendimiento, y menores costes de inmovilizado y logística ya que no requiere inversiones en nuevas obras.

Hoy por hoy, en España los aerogeneradores con potencias inferiores a 100 kW se utilizan la mayoría de los casos en entornos aislados, en los que es muy costoso conectarse a la red general y se estima que producen en total una potencia de 7 MW.

Eólica de pequeña potencia- Previsiones 2011-2020. Potencia Anual y Acumulada

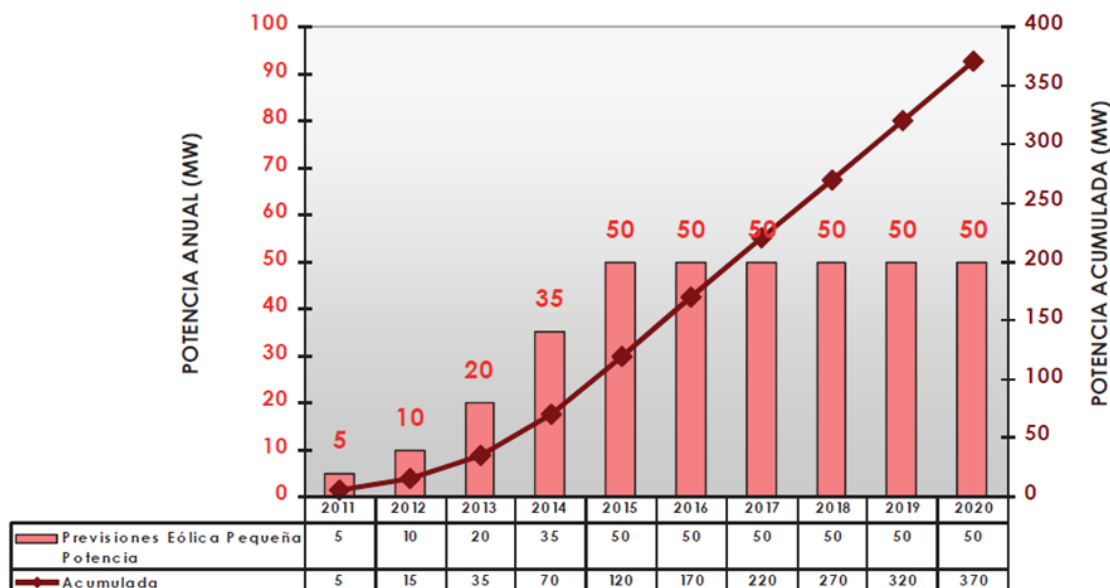


Ilustración 12 Eólica de pequeña potencia- Previsiones 2011-2020. Potencia Anual y Acumulada

Actualmente en España destacan tres constructores de aerogeneradores de baja potencia, Bornay, Solener y Windeco.

A las instalaciones micro-eólicas se les puede acusar de producir los mismos perjuicios al medio ambiente que las grandes instalaciones, es decir, requiere mucho suelo disponible, contaminación visual, contaminación acústica, impacto sobre fauna y vegetación, efectos electromagnéticos. Es lógico que coincidan los inconvenientes, dado que es el mismo tipo de dispositivo, pero la diferencia en cuanto escala es determinante. Para empezar, las turbinas de los mini-aerogeneradores son mucho menores que las de los grandes aerogeneradores, por ello, ocupan menos espacio y son bastante menos visibles. Por otra parte, suelen instalarse junto a otras edificaciones, lo que supone una pérdida de suelo disponible para otros usos, un impacto visual, interferencias en las comunicaciones y campos electromagnéticos asociados. Como hemos dicho antes estos inconvenientes no son determinantes pero, aun así, deben ser considerados a la hora de realizar estudios previos de viabilidad del proyecto.

Existen varias opciones a la hora de utilizar este tipo de sistemas:

- Hemos comentado que en instalaciones aisladas llevar la red eléctrica hasta la localización deseada es resulta costoso desde el punto de vista. Por ello se diseñan sistemas no conectados a red que utilizan mini-aerogeneradores junto con baterías para acumular energía o sistemas híbridos, como en nuestro caso.
- Suministrar electricidad a sistemas de telecomunicación.
- Alimentar bombas para suministrar agua o drenar.
- En el alumbrado público.
- En espacios naturales protegidos, allí donde no llegue la red eléctrica.

Por lo que concierne al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, los aerogeneradores de baja potencia no tienen un marco de regulación a nivel estatal. Sin embargo, en Andalucía, la ley que rige la producción minieólica es la Ley de Gestión integrada de Calidad ambiental. En ella se establece la Autorización Ambientación Unificada, condición necesaria si queremos obtener una subvención de la Junta de Andalucía dentro del programa PROSOL.

La energía minieólica también tiene sus inconvenientes:

- Inmadurez en el sector.
- Rendimientos con potencial de mejora.
- Certificación en proceso de asentarse.
- Falta de desarrollo tecnológico, requieren bajos costes de operación y mantenimiento.
- Contaminación acústica
- Carencia de mercado de apoyo.
- Elevado coste.

Y sus ventajas:

- Muy útil en zonas aisladas de la red pública.
- Contaminación visual reducida.
- Reduce pérdidas en el transporte y emisiones de dióxido de carbono.
- Logística accesible al gran público.
- No necesita elevada velocidad del viento y es sencillo estudiar su viabilidad.
- Suponer un ahorro en la factura eléctrica que puede alcanzar el 90%.

1.7.7. Solar fotovoltaica.

La energía solar que impacta sobre la tierra es un 47%, de dicho porcentaje un 31% llega directamente y el 16% restante es dispersado por polvo, u otras moléculas en el ambiente. La atmosfera absorbe o refleja el otro 53 % que resta.

La heliofanía se define como la duración del brillo solar u horas de sol, su nombre viene del instrumento utilizado para su medición, heliofanógrafo, encargado de cuantificar el tiempo que recibe la radiación solar directa. En caso de nubosidad la radiación recibida por el instrumento sería difusa, lo cual daría lugar a una pausa en la medición. Es decir, aun habiendo radiación incidente no es registrada porque no está lo suficientemente concentrada. A pesar de lo expresado, la duración del brillo solar está muy relacionada con la radiación solar global incidente.

La radiación solar que se recibe en un momento dado sobre un metro cuadrado de superficie se denomina irradiancia (I_s). Esta magnitud se expresa en W/m^2 . A su vez definimos la constante solar (S_s) al valor de irradiancia en un plano situado fuera de la atmósfera y perpendicular a los rayos del sol para una distancia media entre tierra y sol

(149.600.000 Km). Según mediciones hechas por la NASA (Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio) el valor de la constante solar es de 1.3535 W/m^2 ($\pm 1.6\%$).

Componentes de la radiación solar

- Radiación estratosférica: Incide fuera de la atmósfera.
- Radiación directa: Es aquella que incide sobre cualquier superficie con un ángulo determinado de incidencia. Este tipo de radiación se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que no atraviesa.
- Radiación difusa o dispersa: Parte de la radiación que atraviesa la atmósfera es reflejada por las nubes o absorbida por éstas. Esta radiación, que se denomina difusa, al ser reflejada o absorbida va en distintas direcciones indiscriminadamente, favorecido este efecto por las partículas de polvo atmosférico, montañas, árboles, edificios, el propio suelo, etc. Este tipo de radiación no proyecta sombra alguna respecto a los objetos opacos que se encuentra en su camino.
- Radiación reflejada: Es aquella radiación reflejada por la superficie terrestre. Una superficie inclinada puede recibir, además de la directa, la radiación reflejada por el terreno, el agua o por otras superficies reflectantes, fenómeno conocido como albedo. Las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no ven ninguna superficie terrestre y las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben.

1.7.7.1. *Funcionamiento.*

Las células fotoeléctricas son dispositivos basados en el efecto de la luz solar sobre un tipo de materiales, llamados semiconductores. Dicho efecto puede tener tres variantes:

- Efecto fotoemisivo o fotoexterno: Provoca el arranque de electrones por acción de los fotones produciendo la liberación de aquellos, que a su vez son atraídos por un electrodo positivo, requiere de la aplicación de un voltaje para crear una corriente eléctrica proporcional a la radiación incidente.
- Efecto fotoconductorivo o fotointerno: Varía la conductividad eléctrica del material. Necesita la aplicación de un voltaje para incrementar la corriente en un circuito eléctrico de manera proporcional a la radiación incidente. Se aplica en sensores de luz.
- Efecto fotovoltaico: Se define como la fuerza electromotriz producida por la radiación solar y proporcional a ella, creada sin necesidad de voltaje externo. Nos centraremos en este efecto.

Las células fotovoltaicas producen una corriente proporcional a la cantidad de luz que absorben. Los materiales utilizados para construir las células fotovoltaicas son los semiconductores, siendo la energía entre los electrones de la capa de valencia y su núcleo muy parecida a la energía de los fotones que forman la luz. Al incidir la luz sobre el semiconductor (silicio dopado en la mayoría de los casos), sus fotones ofrecen la energía

necesaria para romper los enlaces que unen al núcleo y a los electrones de valencia, liberando a estos últimos

El electrón liberado deja una posición libre que se llama hueco, que dispone de carga eléctrica positiva. Estos huecos también se mueven dentro del material, ya que el electrón liberado puede caer en un hueco próximo, cambiando la posición de los huecos. A este movimiento de los electrones hacia otros huecos cercanos se le denomina recombinación.

Estos electrones y huecos al desplazarse juntos no generan corriente eléctrica, se terminan reuniendo, reconstruyéndose el enlace. Aunque, si en alguna disposición cercana a la zona en la cual estos pares de electrones y huecos han nacido existiera un campo eléctrico en el interior del semiconductor, este campo separaría unos de otros, haciendo que cada uno vaya en dirección contraria originando una corriente eléctrica proporcional al mencionado campo eléctrico.

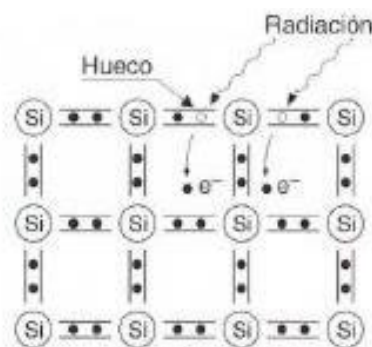


Ilustración 13 Movimiento de electrones dentro del material semiconductor.

En las células solares normalmente son los semiconductores los encargados de proporcionar el campo eléctrico. La semiconductividad si no es intrínseca al material por la naturaleza de su estructura electrónica, puede inducirse dopando un material. Un cristal es impurificado al añadir a los elementos químicos puros que conforman el cristal, otro elemento que tenga un número superior o inferior de electrones de valencia. Estos son semiconductores extrínsecos, dentro de este tipo de semiconductores también están aquellos óxidos o sales cuya falta de homogeneidad en la valencia química de sus distintos elementos, es el caso del óxido cuproso.

El silicio dopado es el semiconductor más usado actualmente en el campo de la energía fotovoltaica. El silicio tiene cuatro electrones en su capa de valencia, por lo que puede llevar a cabo cuatro enlaces covalentes con átomos de silicio o, como en el caso de los semiconductores con fósforo, el fósforo tiene uno más por lo que al encajar en la estructura cristalina del silicio uno de esos electrones quedara poco ligado, también llamado en exceso, situándose en niveles energéticos superiores o donadores. Este electrón es el que liberará el fotón incidente. Así se forma un semiconductor del tipo n o negativo.

El semiconductor p o positivo, es dopado con boro. El boro posee tres electrones en su última capa, uno menos que el silicio, y gracias a esto, en los lugares donde se sitúa el boro hay una ausencia de electrones, o lo que es lo mismo, hay un hueco, el cual está situado

en niveles de energía inferiores o aceptadores. A ser conectado a un circuito eléctrico y aplicársele un capo eléctrico, el semiconductor p adquiere conductividad por el desplazamiento de electrones hacia el polo positivo, pasando de hueco en hueco.

La célula fotovoltaica se forma por la unión de semiconductores tipo n y tipo p, uno con electrones donadores y otro con huecos aceptores. Entre ellos existe una interfase (unión diodo) se produce una polarización, dando lugar a un polo positivo y otro negativo. Se produce un campo donde los electrones con energía elevada de la zona n se desplazan hacia los huecos con falta de electrones de la otra zona. Esto no quiere decir que haya diferenciación de cargas dentro del material pero si polaridad en su interfase.

Al incidir los fotones sobre la capa superior de la célula, se rompen enlaces y se generan, consecuentemente, pares electrón-hueco. Si existe generación a una distancia de la interfase menor que cierta longitud, estos electrones y huecos irán en direcciones contrarias gracias al campo eléctrico de la interfase, desplazándose el electrón hacia n y el hueco hacia p y originando una corriente desde la zona n a la p.

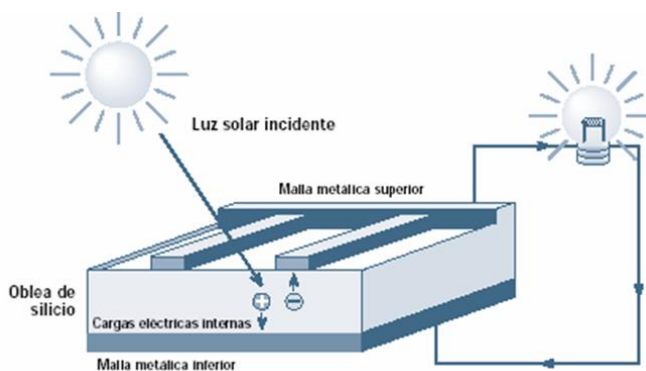


Ilustración 14 Efecto fotovoltaico.

1.7.7.2. Rendimiento.

El rendimiento se define como: “*el cociente entre la potencia eléctrica máxima que puede suministrar una célula fotovoltaica y la potencia luminosa que incide sobre su superficie.*”

El rendimiento de células de silicio monocristalino es del 22% - 24% en condiciones de laboratorio, valor que desciende de manera notable cuando la célula se produce a escala industrial, hasta alcanzar aproximadamente el 15%, De 100 vatios de potencial solar solo se aprovechan 15 vatios eléctricamente.

Los factores que afectan al rendimiento de las células fotovoltaicas son principalmente los siguientes:

- Falta de fotones con suficiente energía.
- Pérdidas debidas a la reordenación.
- La reflexión del medio que produce pérdidas.

- Perdidas en el cableado.
- Resistencias en serie

Los rendimientos de conversión de las células fotovoltaicas pueden parecer bajos, pero no lo son tanto si tenemos en cuenta que cada rueda motriz de un vehículo de tracción utiliza solo el 6% de la energía contenida en el combustible, el resto se pierde en forma de calor e inquemados que escapa por el tubo de escape, de calor generado en cilindros, de fricciones del resto de piezas móviles involucrados en el sistema y demás pérdidas menores.

El sistema de captación de energía lo forman un conjunto de módulos o paneles fotovoltaicos, que realizan la captación de la energía procedente del sol y la transforman, directamente, en energía eléctrica, en forma de tensión y corriente continua dependiendo de las características físico-químicas propias del material de construcción. Las diferentes tecnologías en células fotovoltaicas que se pueden encontrar son:

- Células de arseniuro de galio. Poseen elevado rendimiento, cercano al 27% - 28%, pero supone una tecnología poco avanzada y con costes elevados.
- Células de sulfuro de cadmio y sulfuro de azufre. Tienen bajos rendimientos pero son una posible alternativa de bajo coste en el futuro.
- Células bifaciales. Son células activas en sus dos caras. Rendimiento cercano al 30% pero muy caras y complejidad en la instalación.
- Células de silicio amorfo. Carece de estructura cristalina ordenada. Tiene aspecto de tonos marrones y gris oscuro. Posee la ventaja de que su espesor llega a ser 50 veces más fino que el equivalente en células de silicio monocristalino, aunque esta también es la razón por la que su desgaste es más rápido. Su mayor desventaja es su eficiencia en torno al 9%, pudiendo aumentar en la configuración multicapa. Su principal virtud es su bajo coste.
- Células de silicio policristalino. Formada por agrupación de cristales de silicio con direcciones de alineamiento de los átomos variables. Su aspecto es el de una malgama de cristales azulados y grises con acabado brillo metálico. Su rendimiento oscila el 14%. La ventaja de estas células respecto al silicio monocristalino es que producen pocos restos al cortarlas y que necesitan menos energía para su fabricación, dada la posibilidad de producirlas directamente en forma cuadrada.
- Células de silicio monocristalino. En su estructura sus átomos están ordenados de manera perfecta. Su color azul es homogéneo en todo el cristal, con un tono oscuro y brillante. Su procedimiento de fabricación requiere más energía y tiempo, lo que aumenta los costes pero es más eficaz que el silicio policristalino, como vimos antes.

Parámetros de una célula solar:

- Intensidad de cortocircuito (I_{sc}): Es la máxima intensidad que se puede obtener en un panel fotovoltaico. Se calcula midiendo la corriente entre los bornes del panel cuando se provoca un cortocircuito, es decir, aquella que se produce a tensión cero.
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): Representa la tensión máxima que se puede medir en un panel si no hubiese paso de corriente entre los bornes del mismo, es decir, con intensidad cero.
- Potencia pico (W_p): Es la potencia eléctrica máxima que puede suministrar el panel fotovoltaico. Es igual al producto entre la tensión y la intensidad de salida.
- Corriente máxima (I_{mp}): valor de la corriente para la potencia máxima.
- Tensión máxima (V_{max}): Valor de la tensión para la potencia máxima. Se trata del 80% de la tensión en circuito abierto.
- Factor de forma (FF): Nos da la calidad de la célula.

$$FF = \frac{I_{mp} \cdot V_{max}}{I_{sc} \cdot V_{oc}}$$

- Rendimiento (η): Cociente entre la potencia pico y la potencia de radiación incidente.

Los módulos se caracterizan por su curva I-V. Los valores de tensión y corriente del módulo dependen de la insolación, de la temperatura de la célula, de la masa de aire que traspasa la radiación solar, y de la resistencia óhmica de la carga conectada. Con el fin de comparar distintos módulos se hacen homogéneas las condiciones en que se medirán, la luz incidente estándar es de 1000 W/m^2 , la temperatura de la célula 25°C y una distribución espectral correspondiente al de la radiación solar cuando atraviesa una MA1,5 (masa de aire 1,5). Esto quiere decir que el rayo solar ha recorrido desde el momento que entró en la atmosfera hasta incidir en la célula, una distancia 1,5 veces mayor que la que recorrería si su trayectoria fuera perpendicular al plano terrestre.

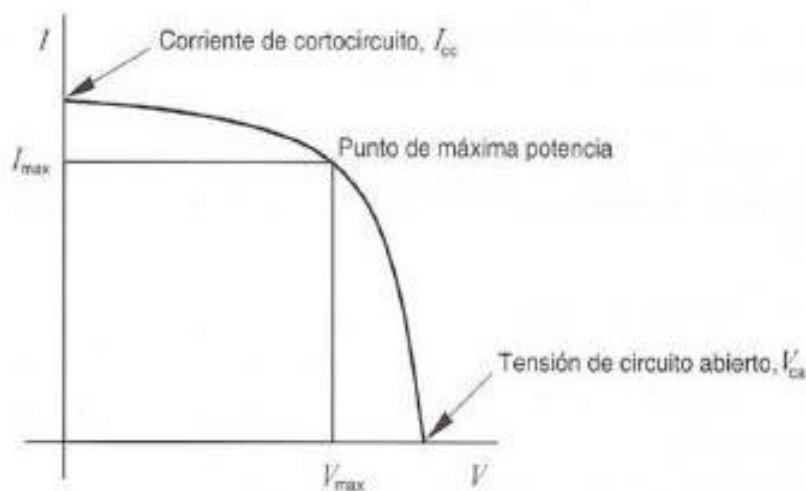


Ilustración 15. Curva I-V característica de un módulo fotovoltaico

1.7.7.3. Evolución y perspectivas.

La industria fotovoltaica española elevó la cifra de su potencia instalada en 365 MW en el año 2011 (un 15% respecto a 2010), lo cual sumado a lo acumulado en años anteriores da una total de 4.281 MW. Gracias a esta potencia se alcanzó una producción eléctrica de 7.343 GWh, lo que supone el 2,5% de la producción nacional. El Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 augura un aumento de la potencia instalada hasta llegar a la cifra de 7.250 MW instalados en 2020, con los que se producirían 12.356 GWh de energía eléctrica. Esta generación mediante energías renovables supondría 12.934.085 tCO² menos en la atmósfera.

Otra buena noticia es la caída de un 70% en los costes de inversión de la tecnología fotovoltaica. Se estima un descenso de los costes en años sucesivos de un 10% anual. Las estimaciones indican que los costes seguirán disminuyendo, si bien, no con la misma intensidad, a un ritmo de un 10% anual. Según el PER habrá un descenso en los costes de inversión desde el rango de 2,5 €/W a 3,0 €/W en 2010 hasta un rango de entre 1,1 €/W a 1,3 €/W en 2020.

Costes de inversión en 2010 para instalaciones fotovoltaicas en tejado:

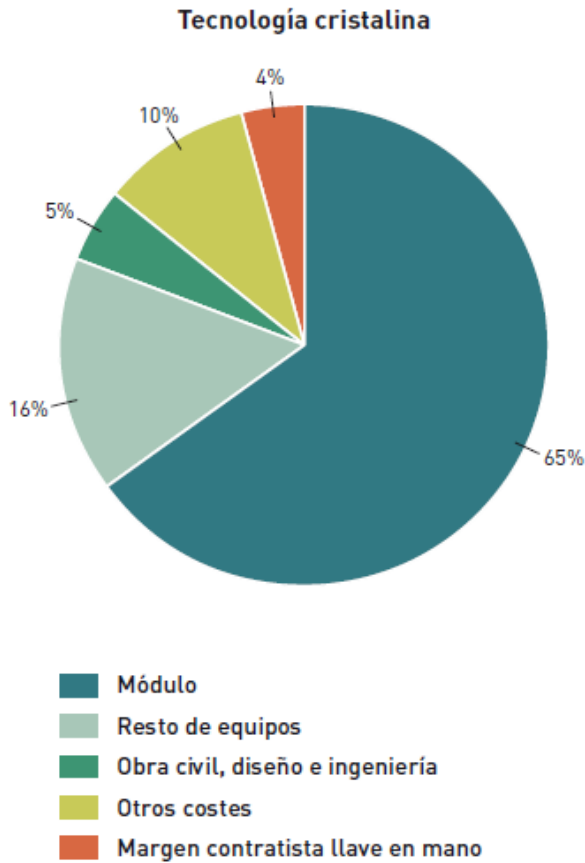


Ilustración 16 Costes de inversión en 2010 para instalaciones fotovoltaicas en tejado:

Los paneles fotovoltaicos están en continuo desarrollo tecnológico, hecho éste que ha propiciado que hayan reducido su coste. Como vemos en el gráfico anterior, un 65% de la inversión total de una instalación fotovoltaica va destinada a costear los módulos fotovoltaicos. Éste continuo desarrollo es fundamental para conseguir mayor eficiencia de los paneles, ya sean cristalinos o de capa fina, con lo que se reduce la superficie necesaria para conseguir cierta potencia. Los laboratorios no cesan en batir sus propios records en la que se refiere a la eficiencia de las células solares, asegurando un descenso de los costes en el futuro.

En lo referente al estado del arte, la tecnología fotovoltaica mantiene una curva de experiencia, con un factor del 22%. Dato que refleja que cuando se dobla el mercado del producto, el coste de producción de una unidad de producto desciende un 22%. El PER prevé que en el 2020, España multiplicaría por dos la potencia instalada actual, con el descenso de costes que ello supone.

Si los precios de la tarifa eléctrica siguen subiendo al ritmo que lo hacen actualmente, el sector fotovoltaico podrá en pocos años competir con la red pública en precio de la electricidad volcada a red, (paridad de red). Convirtiendo así el autoconsumo de energía, por el mecanismo del balance neto, en una opción rentable económicamente, y medioambientalmente beneficiosa.

En el siguiente mapa podemos ver una representación de la irradiación que recibe España en todo su territorio, siendo el país con mayor recurso solar de Europa. Andalucía es una de las grandes beneficiadas de este recurso, lo que la convierte en la localización perfecta donde apostar por la energía solar fotovoltaica.

Distribución espacial de radiación global anual en España:

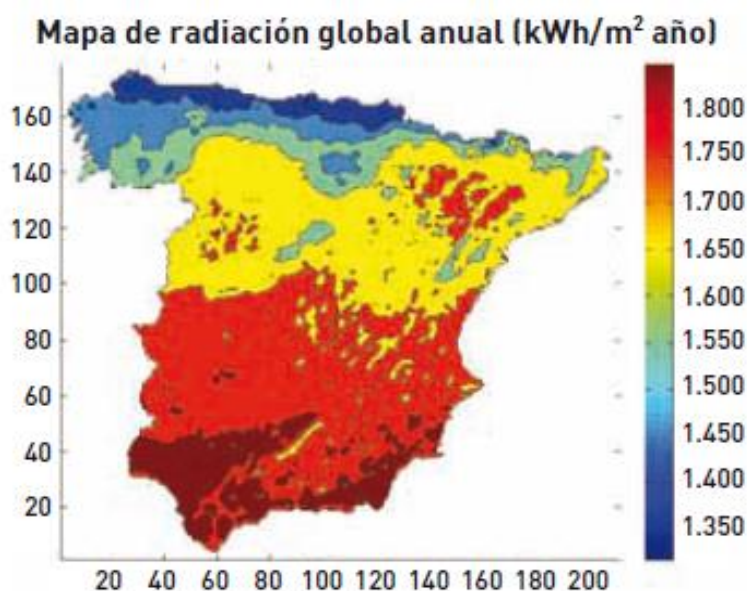


Ilustración 17 Distribución espacial de radiación global anual en España.

Los beneficios del autoconsumo son diversos:

- Como en el caso de la minieólica, ahorro en la factura eléctrica. En el caso de la aislada no requerir de una compañía eléctrica.
- Se potencia la utilización de fuentes de energía renovables y, lo que es igual de importante, autóctonas, limitando la dependencia de fuentes primarias de origen extranjero que supone un 75%, con el coste económico y político que esto conlleva.
- Según el PER 2010-20120, en los últimos siete años, se han multiplicado por doce los puntos de generación, sin perjuicios para la red eléctrica. Lo que produce un descenso en los costes de distribución y transporte.
- Un suministro descentralizado y diverso supone una mejora en su calidad.
- Pasar de importar energía a exportar conocimientos técnicos y productos con elevado valor añadido, al mismo tiempo el capital privado permanece en la región.

- Fomentar la redistribución de la población al incentivar la energía aislada.

1.8. Análisis de soluciones y resultados finales.

Nuestro problema primitivo es abastecer de energía eléctrica una casa rural de 65 m² en Conil de Frontera, para ello queremos usar energías renovables por las razones medioambientales antes expuestas, por lo que la opción de un generador diésel fijo queda descartada.

Dentro de las energías renovables hay muchas alternativas, solar fotovoltaica, solar térmica, biomasa, geotérmica, hidroeléctrica, eólica. Para decantarnos por una tenemos que tener en cuenta que tipo de energía queremos generar, en este proyecto nos vamos a centrar en la energía eléctrica por lo que aquellas que generen energía calorífica, como es la solar térmica, no serán tenidas en cuenta.

La utilización de biomasa para generar electricidad a escala doméstica conlleva una tecnología aun en desarrollo, poco estudiada y con precios prohibitivos. La obtención de energía eléctrica a través de la quema de biomasa sólida se realiza generalmente a gran escala (plantas mayores de 2MW). Esto es debido principalmente a que las instalaciones necesarias requieren una gran inversión económica. Además, los rendimientos globales obtenidos son mayor cuanto mayor sea la potencia generada.

El uso de energía hidroeléctrica depende de la existencia de una caída de agua o un caudal de agua en las cercanías de la vivienda, esta circunstancia no se da en nuestro caso por lo que también desecharíamos esta opción.

Finalmente, sopesamos la posibilidad de un sistema únicamente fotovoltaico o uno únicamente eólico: ambos recursos por separado serían capaces de suministrar la energía suficiente a la casa pero su estacionalidad, en el caso del fotovoltaico y el carácter impredecible del segundo hacen que esta opción resulte inestable para nuestros requerimientos.

Un sistema híbrido eólico-fotovoltaico soluciona la variabilidad en la presencia de los recursos, debido a la redundancia de fuentes energéticas (solar y eólica) trabajando en paralelo se reduce la probabilidad de pérdida de energía y el nivel de carga de la batería, ya que normalmente cuando el día está nublado suele soplar más viento y viceversa, además durante la noche también tendríamos recurso eólico, lo cual, teniendo capacidad de almacenamiento eléctrico, asegura el suministro.

1.8.1. Tensión Nominal y días de autonomía.

Antes de detallar pormenorizadamente las partes en que se divide nuestra instalación, su función y como están interconectadas, debemos tomar un par de decisiones importantes, una de ellas es la tensión nominal del sistema, la otra el número de días de autonomía (N) en la que el sistema podrá funcionar únicamente con la energía acumulada en las baterías.

Tanto los equipos de consumo como las baterías se escogen para un valor de tensión nominal.

Para saber cuál debe ser la tensión nominal de nuestra instalación debemos conocer el consumo de la misma y debemos tener en cuenta que las reglas heurísticas para sistemas aislados recomiendan:

- Normalmente, éste es de 12 ó 24 Voltios para las pequeñas instalaciones pero si la potencia total de consumo supera los 3 KWh, la tensión debe ser de 48 ó 120.
- La elección de una tensión u otra dependerá del tamaño del sistema. Para un sistema grande una tensión de 48V será mucho más manejable pues nos permitirá usar un cableado más fino.
- Para un sistema pequeño una tensión de 12 V nos permitirá ahorrar bastante dinero en baterías y paneles.
- Estas tensiones son nominales pero el sistema casi nunca operara a estas tensiones, por ejemplo: según el estado de carga de la batería un sistema a 12V puede tener una tensión entre 10 V y 15V.
- Si los equipos lo permiten, fijamos la tensión nominal a 12 ó 24 V.
- Si sólo se disponen de equipos que funcionen a unas tensiones determinadas, hay que calcular la potencia que consumen los grupos de equipos que funcionen a igual tensión, y elegir como tensión nominal aquélla a la que se consuma más potencia. Para las otras tensiones, se emplean convertidores. Lógicamente, esta opción complica la instalación, por lo que es preferible la anterior.

En el apartado; cálculos justificativos, hemos estimado el consumo necesario para esta vivienda rural de 65 metros cuadrados, que se abastece de agua mediante un pozo con una electrobomba, con dos ocupantes, dejando la generación de energía calorífica (agua sanitaria, calefacción, cocina) a otras fuentes, que no desarrollaremos en este proyecto como pueden ser solar térmica, bomba de calor, estufa-cocina de pellets o suelo radiante. El valor de consumo obtenido es 3342,9 Wh/día, lo que es igual a 3,3 kWh/día, lo que al año supone 1220,2 kWh/año, inferior a los 2000 kWh/año como marcaba la propuesta a la comisión.

Ahora si podemos decidir cuál será la tensión nominal de nuestra instalación, como podemos leer en las dos primeras recomendaciones sobre este tema, si el sistema supera los 3 KWh, como es este caso, la tensión debe ser de 48 o 120 V, nos decantaremos por un valor de 48 Voltios como tensión nominal, ya que la instalación no es lo suficientemente grande para requerir una tensión nominal de 120 V.

A la hora de establecer N, hay que considerar tanto la climatología del lugar como el tipo de instalación, la importancia del servicio prestado (de iluminación de viviendas, hospital, fábrica, radioenlace, etcétera) y las limitaciones económicas, ya que a mayor sea N, mayor la inversión.

El depender de tantos factores, y de que éstos no se puedan evaluar fácilmente, hace que no haya otra forma de fijar N que a partir de la intuición y la experiencia. Para enlaces

críticos de comunicaciones un buen número es $N = 5$, mientras que para enlaces clientes se pueden reducir ese número a $N = 3$.

Nuestro sistema no es crítico por lo que un número elevado de días de autonomía podría suponer un gasto innecesario, pero a su vez buscamos que el suministro sea estable, esta estabilidad nos la proporciona la elección de un sistema híbrido, basado en dos fuentes de energía que abundan en la zona trabajando en paralelo, aun así pudiera darse el caso de varios días nublados con poco viento por lo que tomaremos un valor de 5 días de autonomía para el sistema, por precaución sobredimensionamos el sistema.

1.8.2. Consumo eléctrico.

Procedemos a desglosar los distintos tipos de consumo en las siguientes tablas:

Iluminación (consumo en continua)

Ubicación	Nº	W		h	Wh
Salón	2	18		5	180
Cocina	1	18		2	36
Baño	1	18		2	36
Dormitorio	2	18		2	72
Habitación	1	18		1	18
Desván	1	18		0,1	1,8
Exterior	2	18		8	288
Total		180			631,8

Electrométricos (consumo en alterna)

Electrodoméstico	Nº	W	h	Wh
Antena	1	4	3	12
Lavadora	1	2300	-	375
Frigorífico	1	160	-	408
Televisor	1	35	3	105
Portátil	1	300	1,5	450
Pequeño electrodoméstico	1	200	0,5	100
Bomba	1	370	1	370
Plancha	1	1000	0,5	500
Ventilador	1	60	2	120
Total		4429		2440

Como hallamos en el apartado “Cálculos justificativos” el valor máximo de potencia en corriente continua será:

$$P_{\text{máxima,DC}} = 3873,6 \text{ W}_{\text{DC}}$$

Finalmente la demanda total energética diaria es:

$$L_{dm} \text{ (Wh/día)} = 3342,9 \text{ Wh/día}$$

En cuanto al cálculo del consumo observamos que en caso de la lavadora y el frigorífico multiplicar la potencia del aparato por el tiempo de funcionamiento no nos daría un dato realista.

Debemos tener en cuenta que el compresor del frigorífico no está funcionando las 24 horas del día. Si la temperatura dentro del aparato está dentro del rango marcado el compresor no estará en funcionamiento, ya que no sería necesario realizar un nuevo ciclo, de hecho si no se abre mantendrá la temperatura mucho más tiempo dado su aislamiento. También variara el consumo dependiendo de la temperatura exterior, ya sea por la estación del año o porque haya un aparato que produzca calor en las inmediaciones.

En el caso de la lavadora el consumo dependerá del tipo de lavado, la temperatura de lavado, la centrifugación, la duración del mismo, etc...Dicho parámetros dependen del tipo de ropa y de las circunstancias en las que se encuentren las prendas en cada lavado. Todo esto hace imposible saber cuál será el consumo del aparato a lo largo del año sin hacer una experimentación específica que sería en sí mismo un proyecto fin de carrera.

Actualmente la ley obliga a los fabricantes a dar información sobre el consumo de los electrodomésticos, debiendo de informar tanto de la clase de eficiencia energética a la que pertenece según los estándares (A++, A+, A, B, C, D) como dando datos del consumo en KWh / año, en el caso de los frigoríficos. En el caso de las lavadoras también dan información sobre la clase de eficiencia sobre el lavado (A+++, A++, A+, A, B, C, D), clase de eficiencia de centrifugado (desde la A hasta la G), consumo de energía y agua anual ponderado según mediciones nueva normativa 2010/30/UE basados en la media ponderada de 7 programas (3 programas algodón 60°C con carga completa, 2 programas algodón 60°C con carga parcial y 2 programas algodón 40°C con carga parcial).

Utilizaremos los datos de consumo que nos ofrece la marca Siemens en su catálogo. Obviamente elegiremos electrodomésticos de bajo consumo, tal y como haremos con la iluminación de toda la vivienda. Aun siendo estos datos de mayor confianza, las condiciones en que se obtienen son muy específicas, por lo que sería menester tener un margen de seguridad en el momento de dimensionar el sistema, es esta una de las razones por las que, a la hora de seleccionar los generadores buscaremos sobredimensionar el sistema, lo cual repercutirá también en la elección de la tensión nominal.

En nuestro caso las bombillas serán de 18 W, en cuanto a los electrodomésticos de mayor consumo:

• Lavadora	Marca	Siemens	Modelo	WM14Y740EE
• Frigorífico	Marca	Siemens	Modelo	KG36EAW40
• Televisión	Marca	Toshiba	Modelo	32L4333DG
• Plancha	Marca	Fagor	Modelo	PLV-150
• Portátil	Marca	HP	Modelo	Pavillion 15

En el cálculo de las distintas potencias si utilizaremos los datos de potencia que nos proporcione la ficha técnica del aparato en todos los casos.

1.8.3. Esquema general de una instalación.

La instalación híbrida eólica-fotovoltaica está constituida por distintos elementos que llevan a cabo distintas funciones dentro del sistema, así como por las diversas líneas eléctricas que los interconectan entre sí, y con la vivienda. Los diferentes componentes que conforman la instalación son:

- **Generador fotovoltaico.-** Está constituido por un conjunto de módulos fotovoltaicos asociados en serie y paralelo, que genera energía eléctrica en corriente continua a partir de la radiación solar incidente en cada instante, mediante el denominado “efecto fotovoltaico”.
- **Aerogenerador.-** Transforma la energía cinética eólica en eléctrica; para ello, las palas del rotor captan el viento que circula a una velocidad determinada, y transmite la energía mecánica a través del rotor hacia un alternador trifásico (en el caso de la presente instalación) que genera la electricidad, con paso previo por una caja multiplicadora que adapta la baja velocidad de rotación del rotor a la elevada velocidad de giro requerida por el alternador.
- **Regulador de carga.-** Su principal función es la protección de la batería, evitando que esta opere en estados de sobrecarga o sobredescarga excesiva. También ofrece datos sobre los principales parámetros clave en el sistema y, en el caso de nuestra instalación híbrida, rectifica la corriente alterna trifásica producida por el aerogenerador en corriente continua, necesaria para cargar la batería y controla el trabajo de las placas fotovoltaicas
- **Acumulador electroquímico.-** Las baterías son los dispositivos encargados de almacenar la energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos y el aerogenerador (realmente almacenan el excedente energético existente entre la generación y el consumo en un instante determinado), mediante la transformación de la energía eléctrica en energía química y viceversa (a través de procesos de oxidación-reducción).
- **Inversor de corriente.-** Es el equipo encargado de transformar la energía eléctrica en corriente continua en electricidad en corriente alterna (monofásica o trifásica) para alimentar a aquellos equipos de consumo que así la requieran para su consumo.

- Instalación eléctrica general.- Está constituida no solamente por las líneas de conductores (cableado) que interconectan los elementos que conforman la instalación, sino también por los medidores y los dispositivos de protección necesarios para la óptima operación de la instalación en las requeridas condiciones de seguridad para los usuarios y los equipos que forman la instalación híbrida.

1.8.4. El bus de DC.

En el Departamento de Ingeniería Electrónica de la Universitat Politècnica de Catalunya se dispuso una instalación eólica-fotovoltaica para estudiar las distintas topologías posibles, en el alcanzaron diversas conclusiones, una de ellas es que uno de los principales criterios en el momento de seleccionar cómo llevaremos a cabo la interconexión de los diferentes equipos es conocer cuál va a ser la aplicación para la que está diseñado el sistema. En los casos en los que requiramos una interconexión con otros sistemas de generación eléctrica o queramos crear una red con múltiples sistemas, deberíamos elegir del bus de AC. En este tipo de sistemas anteponeamos la posibilidad de interconexión y el grado de flexibilidad a la optimización del rendimiento. En el caso contrario, en sistemas en los que no busquemos crear una red pero si alimentar una carga concreta, la elección del bus de DC será la correcta; ya que se optimiza el dimensionado de los paneles, baterías y aerogenerador. Finalmente, el caso del bus DC/AC se utilizará cuando se disponga de fuentes de corriente alterna capaces de alimentar directamente a dicho consumo. En estos sistemas hay una reducción de potencia a tratar por el inversor. Usualmente se emplea esta topología en el caso de utilizar como fuente auxiliar de corriente alterna un generador diésel.

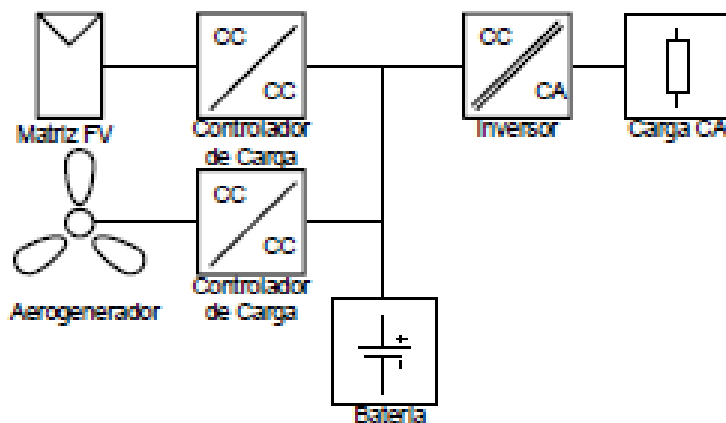


Ilustración 18 Diagrama de bloques de una instalación híbrida con bus de DC:

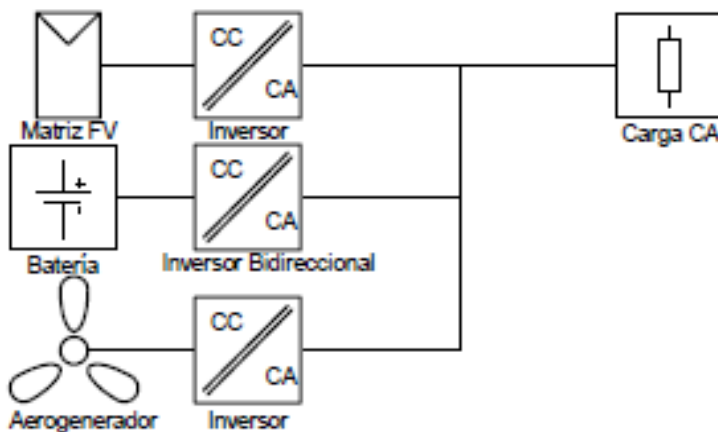


Ilustración 19 Diagrama de bloque de una instalación híbrida con bus de AC:

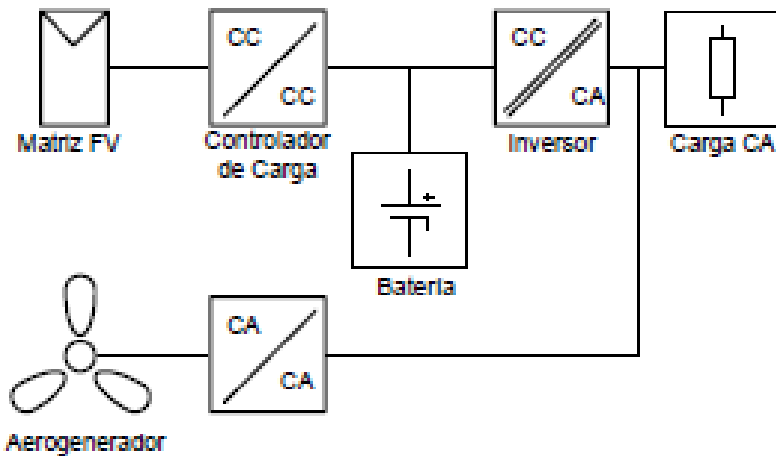


Ilustración 20 Diagrama de bloque de una instalación híbrida con bus de DC/AC.

El bus de DC suele utilizarse en instalaciones híbridas de potencia menor a 10 kW, estos sistemas suelen requerir de acumuladores de energía.

Los mini aerogeneradores proporcionan usualmente corriente alterna, siendo necesario un equipo inversor para los dispositivos en continua que al salir de la batería necesitarán ser transformados en alterna para los consumos de la casa.

Una ventaja importante del bus en continua es que tiene la capacidad de congregar distintas tecnologías, como la fotovoltaica y la eólica, de forma sencilla, debido a que la corriente continua no tiene frecuencia, lo cual supone la posibilidad de trabajar con un solo parámetro: la tensión de trabajo.

Por estas razones nos decidimos por un bus DC, ya que para el tamaño de nuestro sistema, 3,3 KWh/día, nuestra tensión nominal, 48 V, y nuestro mix energético es el más adecuado.

La energía eléctrica será transportada mediante líneas eléctricas de un dispositivo a otro de la instalación híbrida mediante líneas eléctricas. Los criterios a tener en cuenta a la hora de diseñar este sistema eléctrico son:

- El tipo de cable: se informara sobre el material conductor, si rigidez, si es unipolar o multiconductor, la clase de aislamiento de cubierta protectora,
- El tipo de instalación de la línea: rigiéndonos por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión debemos esclarecer si las líneas serán aéreas, subterráneas o interiores por donde discurrirá el conductor.
- La sección de los conductores: será establecida aplicando los criterios que hemos desarrollado en los cálculos justificativos:
 - Intensidad máxima admisible por los conductores en régimen permanente: cada material aislante puede aguantar durante cierto tiempo una determinada temperatura máxima, la temperatura límite que soporta el conductor sin que la integridad del aislamiento. Los fabricantes de cables eléctricos, y el REBT establecen unas normas donde quedan reflejadas las intensidades máximas admisibles por los conductores.
 - Caída de tensión máxima admisible: a través de la línea eléctrica se produce una caída de tensión que dependerá de la clase de receptores (inductivos o capacitivos). En el nuestro caso, la energía eléctrica se transporta a través de líneas de baja tensión (230 V).
 - Recomendaciones de los fabricantes de las distintas unidades que constituyen el sistema.

Analizando la instalación, cabe la posibilidad de dividir la línea en dos, una para consumos en corriente continua para la iluminación, que no pasaría por el inversor, y otra para cargas en corriente alterna, es decir, los electrodomésticos, que si pasaría por el inversor de corriente previamente. Esta distribución nos permite liberar al inversor de un trabajo, la transformación de alterna a continua, que luego habrá que hacerse al contrario para alimentar los consumos en DC.

Teniendo en cuenta esta última consideración la instalación tendrá este esquema:

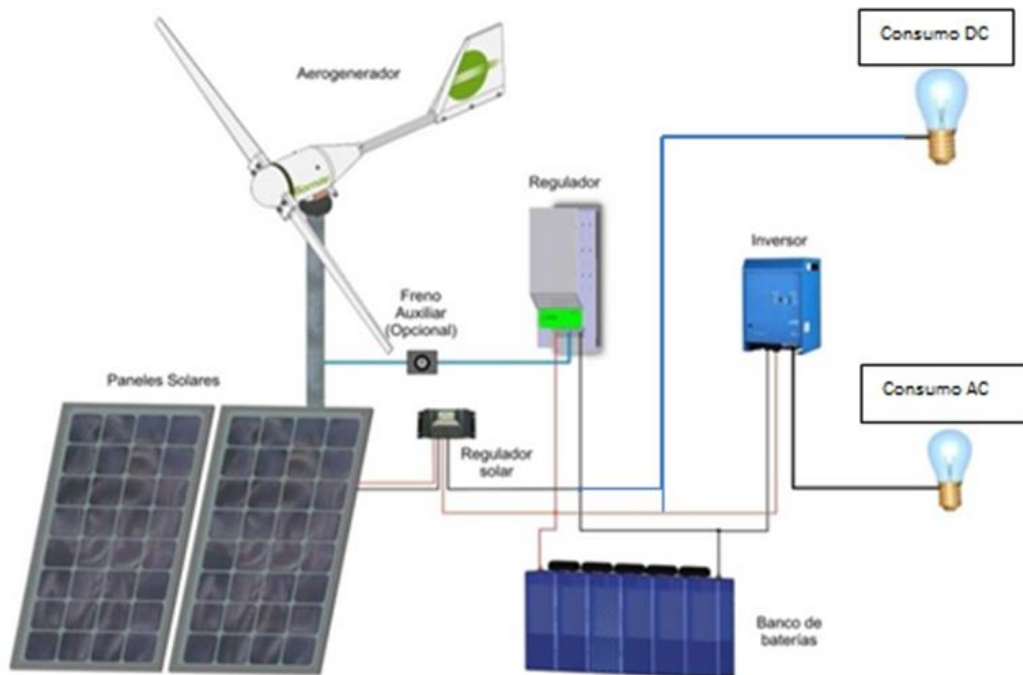


Ilustración 21 Esquema del sistema híbrido eólico-fotovoltaico.

1.8.5. Cuantificación de los recursos energéticos.

A la hora de decidimos por los datos que utilizaríamos para conocer la cantidad de recurso tanto eólico como solar fotovoltaico en la zona elegida, manejamos varias opciones:

Realizar mediciones propias; dicha opción fue desechada por el tiempo que hubiera llevado realizar dichas mediciones, al menos dos años tomando datos diariamente para tener datos suficientes con los que poder extrapolar conclusiones, teniendo en cuenta el proceso de aprendizaje y los gastos económicos asociados debidos al instrumental necesario.

Utilizar los datos de la Estación Meteorológica Andaluza; la denominada estación agroclimática que la Junta de Andalucía tiene en la zona, recopila datos de: velocidad del viento, dirección del viento, temperatura y radiación. La proximidad con la zona y la facilidad para obtener los datos a través de la página web de la Junta hacían que esta opción tuviera prioridad en un principio, se hecho se descargaron los datos y se empezó a trabajar en ellos. El problema llegó cuando pudimos observar *in situ* que dichos datos no se ajustaban a la realidad, ya que, en lo que ha velocidad del viento se refiere, en días con viento muy distinto ofrecía datos similares, esto puede ser debido a la situación de la estación cerca de barreras arboleas. Poco después la estación se vio seriamente deteriorada por lo que fue desmontada para cambiarla de lugar.

Utilizar datos estimados por agencias estatales o europeas: Este es el caso del Atlas Eólico de España, más concretamente su acceso aplicativo y del Photovoltaic Geographical

Information System a nivel europeo, con sus mapas interactivos. Estas herramientas te permiten introduciendo los datos geográficos de la zona en cuestión, obtener estimaciones de parámetros eólicos, en el primer caso, y fotovoltaicos, en el segundo. Esta es la opción elegida para conocer por qué definiremos brevemente ambas herramientas.

Ambas aplicaciones nos dan datos necesarios para poder cuantificar los recursos energéticos, especificando el lugar. Aunque es cierto que son estimaciones, también es cierto que son iniciativas de nivel estatal y europeo con la capacidad económica y tecnológica que ello conlleva, lo que proporciona fiabilidad, siendo ambos utilizados, normalmente para realizar este tipo de estudios en el ámbito profesional y estar referenciado en bibliografía como, “Energía solar fotovoltaica: Cálculo de una instalación aislada. Miguel Pareja Aparicio. Ediciones técnicas Marcombo”.

En el apartado “cálculos justificativos” explicamos cómo mediante los datos obtenidos de viento e irradiación deducimos la potencia de nuestros generadores.

En el caso del generador fotovoltaico, utilizaremos el método del “peor mes”. Para aplicar este método necesitamos conocer los valores medios de irradiación global diaria sobre el plano horizontal en los distintos meses, es decir, el resultado de la suma de los valores de irradiación global de todos los días del mes partida por el número de días del mes. Con estos datos podemos saber qué mes recibe menos irradiación, respecto a este dato diseñaremos nuestro generador fotovoltaico, ya que si puede producir electricidad suficiente en el “peor mes” podrá hacerlo en cualquier otro. El programa nos proporciona además datos a distintas inclinaciones de placa y nos calcula cuál es la inclinación óptima en cada caso. ***En nuestro caso el peor mes es diciembre con una irradiación en el plano horizontal de 2143 Wh/m² y la inclinación óptima es de 32° con una irradiación de 3444 Wh/m².***

Algunas veces es común encontrar datos sobre el número de horas medias de sol al día (sin nubes), sobre todo en zonas turísticas. Es posible calcular los valores de irradiación basándonos en el número de horas de sol al día. Como comentamos antes utilizaremos los datos que proporciona el PV-GIS.

El número de horas de sol pico (HPS) equivale a el número de horas recibiendo una radiación solar de 1000 W/m² a 25 °C, no es lo mismo que horas de sol, ya que las horas de sol pueden ser con el sol en su zenit. Podemos calcular las HPS dividiendo la irradiación entre los 1000 W/m².

En cuanto al Atlas eólico de España estima velocidades medias a distintas alturas y estaciones, también nos da datos sobre la rosa de los vientos, o lo que es lo mismo, la dirección en la que el viento sopla con mayor frecuencia y la potencia con la que lo hace en tanto por ciento. Pero aún más interesante que esto son los datos sobre las constantes de Weibull a distintas alturas y estaciones del año.

Las distribuciones de frecuencia del viento y la frecuencia acumulada tienen una forma similar a curvas continuas, lo cual hace suponer que el comportamiento del viento puede ajustarse a expresiones matemáticas.

Teniendo en cuenta que el histograma de frecuencia muestra que a cada fracción de tiempo le pertenece una probabilidad, se deduce que el histograma de velocidades puede asemejarse a una distribución de probabilidades.

La función de densidad de probabilidad conocida como la Distribución de Weibull es la más utilizada. Dicha distribución depende de dos parámetros: “k” que es el factor de forma y “c” que es el factor de escala de la distribución de Weibull. Gracias a ellos la distribución se adapta a distintos datos de viento.

Esta distribución es extremadamente variable, esto es debido a que puede cambiar de forma dependiendo de su parámetro de forma k, es decir, cuando $k = 1$, la distribución se convierte en una función exponencial, cuando $k = 2$ se la denomina como la distribución de Rayleigh, cuando k es aproximadamente 3,6 su forma es similar a una distribución normal.

Para modelar el comportamiento del viento con la distribución de Weibull se deben determinar sus parámetros con base en la información de la velocidad de viento. Estos parámetros nos los da la aplicación pero nos los da para 30, 60, 80 y 100 metros, cuando nuestro aerogenerador tendrá una altura entre 12 y 16 metros, ya que mayor altura dificultaría el mantenimiento y a menor altura perdemos recurso eólico. Gracias a distintas ecuaciones conseguimos los parámetros de Weibull para 12 y 16 metros, al ver que la variación no es importante elegimos los 12 metros por cuestiones económicas y logísticas.

1.8.6. Selección del aerogenerador.

A continuación mostraremos los cuatro posibles aerogeneradores:

El primero es el Solener de 1kW, después podemos ver un Enair de 30kW



Ilustración 22 Aerogeneradores Solener y Enair.

Los dos últimos son dos Bornay Inclín de 600 W y 1500 W respectivamente.



Ilustración 23 Aerogeneradores Bornay 600 y 1500.

Nuestras necesidades son la demanda total energética diaria dividida entre dos, ya que utilizaremos dos generadores y cada uno proporciona la mitad de la producción total, 1671,45 Wh/día, con este dato escogeremos nuestro miniaerogenerador.

El aerogenerador Solener de 1kW nos ofrece una producción interesante de 3,32 kWh/día, que sería muy superior a lo requerido además su precio es prohibitivo (4150 euros sin regulador, ni sistema de frenado, ni torre incluidos). Los mini aerogeneradores de Enair son demasiado potentes, el de menos potencia es de 30 kW.

La producción del modelo Inclín 1500 es 6,73 kWh/día, lo cual satisfaría la demanda teórica que se le exige al generador eólico excediéndose en más del doble del total. Con el modelo Inclín 600 obtenemos un valor de producción de potencia eólica de 2,42 kWh/día, este valor supera en mucho nuestras necesidades teóricas, suponiendo un sobredimensionamiento superior al 25% pero cabe recordar que la energía eólica es muy variable, por eso el generador fotovoltaico también está ampliamente sobredimensionado, incluyendo el hecho de que los días de autonomía sean los de un sistema crítico para que la producción sea suficiente para abastecer la totalidad de la demanda eléctrica de la vivienda.

Elegimos el modelo Inclín 600 de Bornay, por las razones anteriormente explicadas.



Ilustración 24 aerogenerador Bornay 600

Sus principales características técnicas son:

- N° de hélices = 2
- Diámetro = 2 m
- Potencia nominal = 11 m/s
- Freno automático = 13 m/s
- Voltaje = 48 V
- Par arranque = 3,5 m/s

Especificaciones eléctricas:

- Alternador Trifásico de imanes permanentes.
- Imanes: Ferrita.
- Potencia nominal= 600 W
- Voltaje = 48 V.
- RPM @ 1000
- Regulador de 48V, 15 Amp

El aerogenerador se va a montar sobre una torre auto soportada modelo P-400 de Bornay, al ser más robustas y pesadas que las torres abatibles, y no requerir cables para su sujeción, aunque estas torres poseen el inconveniente de tener un mayor coste y necesitar una grúa para su instalación.

La torre P-400 está formada por dos tramos de seis metros, alcanzándose una altura total de torre de doce metros.

Si el viento se considerara fuerte en esta zona, deberíamos utilizar la torre P-750, pero nuestro dato de velocidad media es 5,26 m/s, a esta velocidad el viento se considera moderado, como vemos en la siguiente tabla:

FUERZA	Velocidad (m/s)	Velocidad (km/h)	Denominación
0	0 - 0.5	0 - 1	Calma
1	0.6 - 1.7	2 - 6	Ventolina
2	1.8 - 3.3	7 - 12	Suave
3	3.4 - 5.2	13 - 18	Leve
4	5.3 - 7.4	19 - 26	Moderado
5	5.7 - 9.8	27 - 35	Regular
6	9.9 - 10.4	36 - 44	Fuerte
7	12.5 - 15.2	45 - 54	Muy fuerte
8	15.3 - 18.2	55 - 65	Temporal
9	18.3 - 21.5	66 - 77	Temporal fuerte
10	21.6 - 25.1	78 - 90	Temporal muy fuerte
11	25.2 - 29	91 - 104	Tempestad
12	Más de 29	Más de 104	Huracán

Ilustración 25 Denominación de los distintos vientos según velocidad

Cabe señalar que la torre deberá fijarse al suelo mediante las cimentaciones correspondientes en función de la altura y tipo de terreno, según se indica en las hojas de especificaciones técnicas del fabricante, como se mostró en los cálculos.

Por otra parte, la unión entre el aerogenerador y la torre se realiza mediante dos pletinas de fijación que se encuentran soldadas a sendos elementos, y que se unen entre sí mediante seis tornillos Allen con sus respectivas tuercas y arandelas. Las pletinas de fijación poseen además una ranura para el paso de los cables de bajada. También debe indicarse que es necesaria la instalación de un adaptador que permita el giro de la palas del aerogenerador sin que exista riesgo de colisión de estas con la torre.

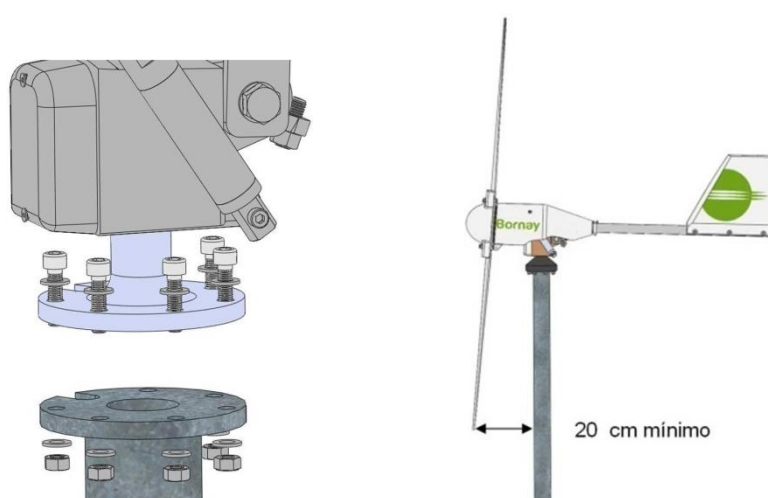


Ilustración 26 Fijación del aerogenerador a soporte.

Ilustración 27 Distancia mínima entre las palas y soporte.

Por último, para favorecer la captación del viento, el aerogenerador debe localizarse en una zona libre de obstáculos, y lo más elevado posible respecto a los posibles obstáculos. Se aconseja situarlo sobre una torre independiente que se ubique a cierta distancia de la vivienda, para evitar que se produzcan turbulencias.

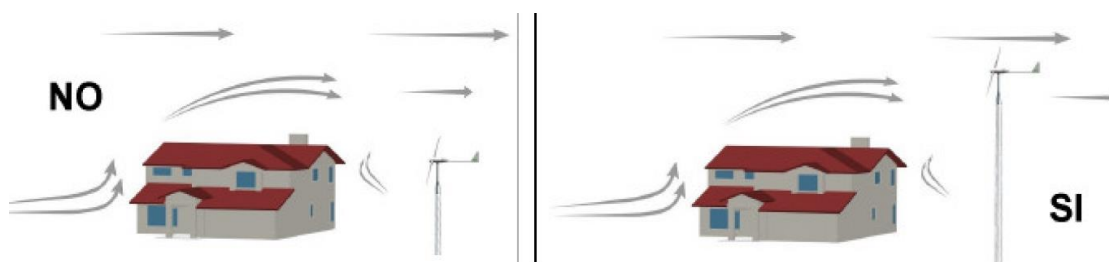


Ilustración 28 Situación correcta del aerogenerador respecto a una edificación.

1.8.7. Selección de los módulos fotovoltaicos.

La asociación eléctrica de varios módulos fotovoltaicos para obtener determinadas condiciones de intensidad de corriente y tensión (y, por lo tanto, de potencia), recibe el nombre de generador fotovoltaico.

Suponemos que todos los módulos son idénticos y operan bajo las mismas condiciones, sin embargo, en condiciones de operación reales, se producen diversas situaciones que alejan el comportamiento del generador de la idealidad y que, junto a otros factores, suponen una reducción de la potencia y de la energía generada con respecto al caso ideal.

En primer lugar, debe tenerse en cuenta que todos los paneles fabricados bajo un mismo etiquetado no son exactamente iguales, debido a diferencias entre las células que los componen. Por ello, a la hora de formar una rama de un generador fotovoltaico con un número determinado de paneles en serie, la corriente del conjunto de la rama será la que marque el peor de todos ellos, es decir, la del panel de menor corriente. De este modo, las pérdidas serán mayores cuantos más paneles en serie conformen cada rama. Como consecuencia, se conforma cada rama de paneles en serie con unidades de similar valor de corriente. Así, cada rama suministrará diferente corriente, en las mismas condiciones de radiación, sin desaprovecharse el potencial de un buen panel por estar conectado con otro de inferiores características.

Por otra parte, en ocasiones, puede ocurrir que parte de un generador fotovoltaico se encuentre bajo condiciones de radiación diferente al resto, generalmente por efecto de un sombreado o de suciedad. Por ello, a la hora de configurar un generador, deben conectarse en serie los paneles que vayan a recibir un sombreado similar. Si una sombra afecta a una pequeña parte de varias ramas en paralelo, todas operarán en condiciones de generación reducida.

Este sombreado parcial sobre determinadas células del panel puede producir el llamado “efecto del punto caliente”. La célula sombreada puede polarizarse inversamente y actuar como carga del conjunto del módulo que está en insolación. La potencia generada por el resto de células se disipa en la célula sombreada, que puede incluso quemarse si supera los 85°C. Para evitarlo, generalmente los paneles incluyen diodos de paso en paralelo con grupos de células en serie. Así, si la polaridad del diodo es opuesta (debida a un sombreado parcial), el diodo comienza a conducir de modo que la célula no se ve perjudicada y sólo recibiría la potencia de su propio grupo.

Entre los factores que afectarán a la operación del generador y, por lo tanto, a la potencia generada por este están:

- La temperatura. Debido a la insolación, a la propia energía disipada por las células en los procesos de recombinación y a la temperatura exterior, las células alcanzan fácilmente temperaturas de 25-30°C por encima de la temperatura ambiente. Esto se traduce en una reducción de la potencia generada respecto al valor nominal. Por ello, se requiere una buena ventilación de los paneles que asegure una disipación de calor eficaz.
- La reflexión de los rayos solares provocada por el cristal protector. Dependerá del ángulo de incidencia y será mayor al alba y en invierno.
- La acumulación de polvo sobre el panel aumenta las pérdidas por ángulo de incidencia.
- La radiación incidente habitual no se corresponde generalmente con los 1000 W/m² definido en las CEM.
- Por último, también se van a producir pérdidas debido a la conexión entre paneles en cables y conexiones. Intentaremos reducir estas pérdidas a lo mínimo, eligiendo correctamente el cableado.

Los sistemas autónomos se configuran generalmente entre los 12 V y los 48 V de tensión nominal, dependiendo de su potencia. Esto supone la conexión en serie de entre uno y cuatro paneles de 12 V nominales por rama o entre uno y dos de 24 V nominales por rama. Mediante la conexión de ramas en paralelo se completa la potencia requerida por la instalación.

Una importante diferencia entre un generador fotovoltaico de una instalación en conexión a red frente a otro instalado en un sistema aislado, consiste en que el primero vierte toda su potencia de salida a la red eléctrica, con las pérdidas asociadas a los diversos componentes, por lo que cualquier reducción en la potencia generada se traduce, por lo tanto, en una disminución de la producción eléctrica final y en la facturación económica. En cambio, en una instalación aislada la energía se almacena en baterías. Estas tienen un límite de recarga, con lo que en determinadas circunstancias resulta obligado desconectar el generador o reducir su producción. Desaprovechándose una parte de la energía producida por los paneles.

En los sistemas autónomos no suelen usarse estructuras con seguimiento solar, debido a que su elevado coste no se ve recompensado por un aumento de la producción relevante, ya que con exceso de generación o escaso consumo las baterías llegarían a su límite de carga perdiéndose ese exceso de energía. Por ello, no es rentable el uso de un costoso sistema de seguimiento cuando parte de la generación energética no va ser aprovechada.

En la práctica, las estructuras soporte fijan los paneles en una posición para todo el año. En latitudes como las de España, las inclinaciones pequeñas favorecen la incidencia solar durante el verano, mientras que inclinaciones mayores benefician la incidencia en invierno. Salvo en el caso de consumos muy estacionales, los problemas de falta de suministro vendrán normalmente en invierno. Por ello, la estructura suele fijar la inclinación de los módulos autónomos en unos 10° o 20° por encima de la latitud.

Procederemos a la selección de los paneles fotovoltaicos. Realizamos un preselección, según las características se ajusten a lo que buscamos, en cuanto a intensidad pico.

Atersa-230P y Atersa-300P.



Ilustración 29 Módulos Atersa-230P y Atersa-300P

Atersa-200M y Sunport60P200 de Quantum Solar.



Ilustración 30 Atersa-200M y Sunport60P200 de Quantum Solar.

Bluesolar SPM190-24 Victron energy.



Ilustración 31 Bluesolar SPM190-24 Victron energy.

Como describimos en “Cálculos justificativos” las razones para nuestra elección son:

Desde un punto de vista económico buscamos el menor número de paneles posibles pero también desde el punto de vista técnico ya que las pérdidas por las conexiones entre paneles serán menores. Intentaremos reducir las pérdidas originadas por las uniones entre células por lo que los paneles con menor número de células tendrán preferencia. Otro factor importante es el factor de forma que nos indica que panel tiene mejores condiciones. Los

coeficientes de temperatura son otro factor determinante, ya que la temperatura en el emplazamiento es elevada.

El módulo A-300P supondrá un total de 6 módulos pero tiene 72 células, y la energía suministrada sería excesiva, se busca una instalación sobredimensionada pero sin desperdiciar energía producida y su factor de forma no es de los mayores aunque su eficiencia sí.

Los paneles SPM190-24 y A-200M, además de ser caros requieren de 8 módulos. Por lo que estarían descartados aun siendo su eficiencia elevada.

El panel Sunport60P200 tiene buen precio, coeficientes de temperatura de potencia. 60 células. Se requieren 6 paneles pero su eficiencia es la más baja, sobre todo comparándola con sus dimensiones.

El panel de Atersa A-230P tiene eficiencia notable y mejores condiciones técnicas, con un buen factor de forma, 60 células y siendo 6 el número de paneles necesarios y la mejor relación calidad/precio, los coeficientes de temperatura no se diferencian de manera determinante, su único inconveniente viene dado por sus dimensiones pero al no suponer el espacio un problema fundamental y superando con creces los pros a los contras, escogeremos el panel A-230P GSE OPTIMUM de Atersa.

Lo paneles seleccionados serán los A-230P de la marca Atersa.



Ilustración 32 Módulo A-230P de Atersa

Según figura en la sección de “Cálculos Justificativos”, el generador fotovoltaico va estar formado por tres ramas en paralelo conformada por dos módulos fotovoltaicos del modelo A-930P de la compañía Atersa en serie por cada rama. La energía que produce el generador fotovoltaico es 139,85 Ah/día, operando a una tensión nominal de 48V.

$$V_{\text{pico generado}} = 61,2 \text{ V} \quad V_{\text{oc}} = 36,82 \text{ V}$$

$$I_{\text{pico generada}} = 22,68 \text{ A} \quad I_{\text{sc}} = 7,96 \text{ A}$$

Las principales especificaciones técnicas de los paneles elegidos son:

Características eléctricas

- Potencia Nominal (0/+5 W) = 230W
- Eficiencia del módulo = 14,11%
- Corriente Punto de Máxima Potencia = 7,96 A
- Tensión Punto de Máxima Potencia = 30,05 V
- Corriente en Cortocircuito = 8,89 A
- Tensión de Circuito Abierto = 36,83 V

Características físicas

- Dimensiones = 1638x995x40 (mm ± 2 mm)
- Peso = 18,7 kg
- Tipo de célula Policristalina 156x156 mm (6 pulgadas)
- Células en serie 60 (6x10)

Según el fabricante cada módulo está constituido por silicio policristalino con alto nivel de transmittividad. Cuenta con uno de los mejores encapsulantes empleados en la fabricación de módulos fotovoltaicos, el etil-vinil-acetato modificado (EVA). La lámina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica, ya sea adhesión, aislamiento eléctrico, o aislamiento frente a las inclemencias meteorológicas. Además, el marco Hook está fabricado con aluminio y cuenta con una capa externa de pintura que provee al perfil de una resistencia mucho mayor que el anodizado convencional

Los módulos quedarán fijados sobre la estructura de soporte Atersa tipo V.

A una inclinación óptima de 32°, como nos indican en el PV-GIS y con orientación Sur. Los paneles quedarían fijados como vemos en la siguiente figura:



Ilustración 33 Soporte de módulos tipo V de Atersa.

La distancia mínima entre filas d , ha sido convenientemente hallada y será de 1,74 m. Respecto a la proyección de sombras por parte de árboles, casas u otro obstáculo en nuestro caso no hay ningún problema.

La influencia de la temperatura sobre las propiedades de una célula fotovoltaicas debe ser tenidas en cuenta, aproximadamente la tensión a circuito abierto desciende -2.45 mV/(° C·cel), la intensidad de cortocircuito la sufre en menor medida. En el caso de la potencia pico la temperatura causa una disminución importante, por ejemplo, una diferencia de 30 °C conlleva un descenso de hasta 15 W de potencia.

Como estimamos en los “Cálculos Justificativos”, en nuestro sistema dicha influencia tendría unos valores concretos que mostramos a continuación:

La variación de I_{SC} debida al incremento de temperatura, supone un 2,26% por lo que es despreciable, ya que no influiría de forma determinante en el diseño del regulador solar que está suficientemente sobredimensionado.

Un aumento del 11% del voltaje, siendo el voltaje a circuito abierto del generador 73,66 V, es igual a 8,1 V lo cual no influye en el regulador ya que es del tipo MPPT, y se adaptará a la tensión que requiere la batería en cada momento.

El valor de potencia será menor cuando se alcance la temperatura máxima. Lo cual supone un 14 % de pérdida de potencia pico, esta es una cantidad notable pero tanto el generador fotovoltaico como el aerogenerador y las baterías están suficientemente sobredimensionados para que estas pérdidas no pongan en riesgo el abastecimiento. Solamente el diseño del generador fotovoltaico supone un sobredimensionamiento del 21%.

1.8.8. Selección de los acumuladores electroquímicos.

En instalaciones fotovoltaicas autónomas, aisladas de la red eléctrica convencional, es necesario incluir un sistema de acumulación de energía para asegurar el suministro eléctrico en períodos en los que la demanda de consumo supere a la generación eléctrica.

En instalaciones destinadas a iluminación y alimentación de equipos eléctricos de consumo se incluyen de forma mayoritariamente acumuladores electroquímicos, existiendo diversos tipos y modelos en el mercado. Las características específicas de las instalaciones híbridas eólico-fotovoltaicas aisladas requieren una importante capacidad de acumulación, para suministrar la demanda energética prevista y prever una reserva para varios días con baja insolación. Además, los acumuladores deben operar con ciclados profundos a corrientes de carga y descarga bajas y medias, es decir, actúan más como suministradores de energía que de potencia instantánea, al contrario que en las aplicaciones de arranque, donde se extrae gran potencia pero poca energía. Por último, en este tipo de aplicaciones aisladas de la red, un factor clave es el coste y la disponibilidad, ya que es previsible que durante la vida de la instalación se necesite recambiar la batería en alguna ocasión.

Teniendo en cuenta:

- La diferencia de precio siendo las más asequibles las de Níquel- Cadmio y aun así, cuestan cuatro veces más que las de plomo-acido con un porcentaje de descarga al mes que la cuadriplica.
- La capacidad: ninguna alcanza al amplio rango de capacidades de la batería Pb-Ácido, la que más se acerca es la de Ni-MH pero costando el doble.
- La auto descarga al mes: la batería de Litio-Ión tiene un tanto por ciento similar a la de plomo pero con un precio prohibitivo y un bajo rango de capacidades.

Optaremos por baterías tipo Pb-Ácido para nuestro sistema híbrido. Además, estas baterías soportan relativamente bien las condiciones adversas que pueden aparecer en instalaciones fotovoltaicas aisladas: regímenes operativos variables, descargas profundas y prolongadas, recargas insuficientes, temperaturas elevadas, etc.

El acumulador seleccionado se ha dimensionado para una autonomía de cinco días, al ser un sistema mixto eólico-fotovoltaico ubicado en una región geográfica con gran disponibilidad de recurso eólico y solar, tendremos energía necesaria para alimentar el sistema en condiciones adversas.

Como se indica en la sección “Cálculos Justificativos” de la presente memoria, se deberá seleccionar un modelo de batería que posea una capacidad nominal de 713,48 Ah, con una tensión nominal de 48V.

Realizamos la selección de las baterías que utilizaremos a partir de una preselección que se ajusta a los requerimientos previos y muestra un abanico de las baterías presentes en el mercado.

Baterías BAE Secura PVS Monobloc y BAE Secura PVS Solar.



Ilustración 34 Baterías BAE Secura PVS Monobloc y BAE Secura PVS Solar.

Batería Exide Classic OPzS Solar.



Ilustración 35 Batería Exide Classic OPzS Solar.

Las baterías tipo monobloc como las BAE Secura Block 6V 6 PVS 420, no suelen utilizarse en sistemas fotovoltaicos aislados de las dimensiones dadas ya que su ciclo de descarga no le permite superar un 10% diario y un 50% como máximo, provocando el envejecimiento de los acumuladores.

Las baterías con electrolito en forma de gel como la A603/750 Solar de Sonnenschein, están diseñadas para no tener mantenimiento, en casos donde el sistema de acumulación está localizado en un lugar de difícil acceso, de ahí su elevado precio, ese no sería nuestro caso, por razones económicas queda descartada.

Entre las dos baterías OPzS de Exide, tomamos la **OPzS 765 de Exide** ya que requiere solo conformación en serie. La asociación en paralelo no es recomendable. La degeneración de los vasos de 2 V por el paso del tiempo es heterogénea, disponer baterías en paralelo da lugar a que, tras cierto tiempo, unos vasos sufran más fatiga que otros y se deterioren antes de lo previsto, dañando el sistema de acumulación.

En una instalación mixta o híbrida es de vital importancia usar baterías estacionarias en buen estado, regular los estados de carga suministrando la corriente óptima en función de su estado de carga y evitar sobrecargas prolongadas, impedir descargar diarias profundas, y prestarle atenciones de mantenimiento requeridas por el fabricante. Es, en definitiva, el elemento que controla la eficacia y la duración de la instalación.

Se ha seleccionado un acumulador electroquímico estacionario, de tipo plomo-ácido, de placas tubulares de la compañía Bornay, modelo Classic OPzS Solar 765.

Las baterías se dispondrán en distintas bancadas de 12 V cada una específicas para el modelo OPzS Solar 765.



Ilustración 36 Batería OPzS Solar 765

En la tabla que se muestra a continuación figuran las principales especificaciones técnicas del modelo seleccionado.

Modelo OPzS Solar 765

- Capacidad Nominal C120 1.85 V/C 25°C Ah.= 765
- I = 168 A
- b/W = 208
- H* mm =520
- Peso vaso incl. Acido aprox. Kg = 35,4
- Resistencia Interna MOhm = 0,50
- Corriente Corto Circuito A = 4100
- Polos = 1

1.8.9. Selección de los reguladores de carga.

El regulador o controlador de carga debe proteger la batería, esa es básicamente su finalidad, para ello debe evitar estados de sobrecarga o sobredescarga peligrosos ya que los procesos degerativos incrementan su velocidad. Además, el regulador nos ofrece información sobre el sistema gracias al lugar que ocupa en el mismo, así, proporciona información sobre el nivel de carga de la batería, la entrada electricidad desde los generadores, valores de corriente, tensión, energía o temperatura.

El regulador de carga posee básicamente tres pares de terminales: positivo y negativo de las líneas de generador, batería y consumo. Nos proporciona información mediante indicadores situados en el exterior, sobre el estado de la batería, alarma previa a la desconexión de consumo, anomalías, incluyendo valores datos sobre tensión y corriente.

En el caso de reguladores fotovoltaicos su precio varía según sea del tipo RC o MPPT, siendo su papel primordial para el funcionamiento de la instalación. El funcionamiento de un MPPT se diferencia del funcionamiento de un regulador de carga RC normal en que cuando ésta está cargando una batería descargada, su proceso es cerrar un circuito que conecta paneles y batería, obligando a los paneles a operar a la tensión de la batería, no aprovechando el rendimiento de los paneles al no trabajar a la tensión de máxima potencia del panel.

En la información técnica proporcionada normalmente con los reguladores de carga se enumeran sus propiedades fundamentales que definen el potencial de aplicación del sistema y sus principales características:

- En primer lugar, la tensión nominal del regulador, que debe ser igual a la tensión nominal de la batería asociada, ya que el regulador recibe la alimentación de la propia batería. En el mercado hay controladores que permiten su instalación en sistemas de diferente tensión nominal, por ejemplo, de 12 y 24 V, realizándose la selección a la tensión particular de forma manual o automática. Para sistemas de mayor potencia se recurre a controladores de 48 V.
- En segundo lugar, la corriente máxima permitida, tanto en la generación como en el consumo. Este valor debe tenerse siempre muy en cuenta en la selección del equipo apropiado para un determinado sistema. La corriente máxima de diseño del regulador debe ser superior a la máxima corriente de todo generador asociado en condiciones de máxima generación. Asimismo, debe soportar la máxima corriente de consumo con todos los electrodomésticos encendidos o incluir de un elemento de protección contra la sobrecarga.

Por una parte, el controlador regula la línea de carga (generador-batería) para tratar de lograr una recarga efectiva de la batería sin que se sobrecargue en exceso, lo que aceleraría su envejecimiento. Por otra, se evitan las descargas profundas de la batería impidiendo el consumo al alcanzar un determinado umbral. Si se producen condiciones de sobretensión, sobrecarga, cortocircuito o inversión de polaridad en cualquiera de las líneas

pueden tener un efecto dañino sobre el conjunto del sistema y con más probabilidad sobre el regulador, por su posición central en la instalación

Finalmente, se suministra también el rango de temperaturas en el cual el regulador puede operar sin daño y sin perjuicio para sus funciones fundamentales. En este sentido es importante asegurar el funcionamiento correcto del equipo ante temperaturas altas unidas a elevadas corrientes. Deben disponerse siempre los componentes adecuados y el sistema de disipación de calor suficiente para garantizar unas condiciones térmicas internas controladas bajo cualquier condición de operación prevista y añadir a esto las protecciones frente a condiciones más allá de los márgenes de diseño.

Al tener dos generadores podemos utilizar dos reguladores o uno híbrido, para el aerogenerador utilizaremos el modelo Inclín de Bornay, específico para el miniaerogenerador seleccionado (Inclín 600 de Bornay).

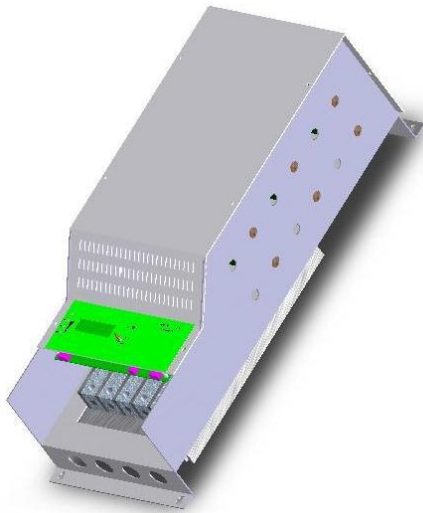


Ilustración 37 Regulador Inclín 600/48

Utilizamos dos generadores porque es conveniente que el miniaerogenerador funcione con su propio regulador, por cuestiones de mantenimiento y garantía del mismo. Por otra parte los reguladores mixtos suelen ser dos reguladores dentro de una misma carcasa. El regulador Inclín, al ser específico, opera a 48 V nominales de tensión (tal como sucede en la instalación híbrida proyectada), el regulador puede soportar una máxima corriente de 40 A, superior a 31,2 A, estimado en “Calculos Justificativos”. El problema puede venir en la línea de consumo, al utilizar dos generadores la línea de consumo también se dividirá en dos por lo que los 100,8 A, en la línea de consumo del regulador en realidad serán 50,4 A. Además debemos tener en cuenta que la línea de consumo en DC se divide antes de llegar a la batería por lo que una intensidad máxima de 40 A sería suficiente.

Por otra parte, el regulador Inclín incorpora adicionalmente otras funciones de gran interés, entre las que destacan:

- En primer lugar, el propio regulador de carga actúa como inversor de corriente, de modo que convierte la corriente alterna trifásica generada por el aerogenerador en corriente continua, ya que las baterías empleadas en este tipo de instalación solamente operan con este tipo de corriente.
- El regulador está equipado con un testigo luminoso que se enciende cuando las baterías estén cargadas y la electricidad esté siendo desviada a las cargas. Así mismo, va provisto de un voltímetro y un amperímetro para la lectura de la electricidad que está siendo regulada.
- Opcionalmente, el regulador incorpora un interruptor de frenado, de modo que al accionar el freno se provoca un cortocircuito en el alternador que frena el giro del aerogenerador.

Cabe señalar que el regulador de carga, según indica el fabricante Bornay en sus hojas de especificaciones técnicas, debe instalarse sobre la pared a una distancia del suelo de aproximadamente 1,5 metros y lo suficientemente alejado de las baterías para evitar que los gases que éstas producen entren en contacto con el regulador. La distancia mínima requerida debe ser de 50 cm.

Como comentamos en “Calculos justificativos”, escogemos un regulador tipo MPPT porque la tensión de generador fotovoltaico es mayor que la de la batería (la cual debe ser igual a la que hemos tomado para el sistema, 48V), en este caso al haber dos paneles en serie, cada uno con una tensión de 30,1 V, la tensión será de 60,2 voltios. En el mercado existen muchas marcas, seleccionaremos estas por su calidad y su prevalencia en el mercado:

Regulador Xantrex XW60 MPPT - 60 Amp 150 Vdc. E



Ilustración 38 Regulador Xantrex XW60 MPPT - 60 Amp 150 Vdc. E

Regulador Blue-Solar MPPT 150/70 E.

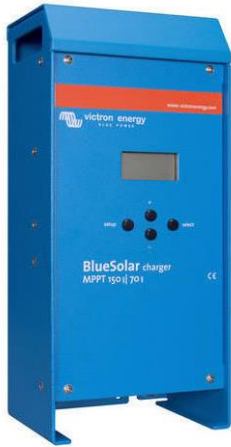


Ilustración 39 Regulador Blue-Solar MPPT 150/70 E.

Regulador fotovoltaico Midnite Solar Classic lite150.



Ilustración 40 Regulador fotovoltaico Midnite Solar Classic lite150.

Regulador MPPT-50C Atersa.



Ilustración 41 Regulador MPPT-50C Atersa.

El razonamiento es el siguiente: los precios son similares pero el Blue-Solar se eleva sobre los demás por la que la descartamos. El regulador Xantrex soporta 60 Amp por lo que estaría muy justo según los cálculos, su modelo superior (Regulador Xantrex XW80 MPPT) tiene un precio de 1.601 euros, por lo que lo descartaríamos.

Escogeremos el Regulador fotovoltaico midnitesolar classic lite 150.



Ilustración 42 Regulador fotovoltaico midnitesolar classic lite 150

Las razones son que además de cumplir los requisitos técnicos (96 Amp) por sus prestaciones adicionales (híbrido, control a distancia, alta gama) de la que carece el de la marca Atersa. Pero también cabe destacar que los Midnite classic son los reguladores de carga mppt más potentes del mercado. Destaca sobre otros reguladores MPPT del mercado por soportar mayores voltajes de Voc (tensión de circuito abierto) y así poder conectar mayor cantidad de paneles en serie, reduciendo caídas de tensión y sección de cableado.

Sus características son:

- Voltaje Pv: 150Vdc
- Salida máxima: 96 A
- HyperVoc: 150 + baterías
- Banco de baterías: 12 - 48 V
- Dimensiones: 378x151x102 mm
- Garantía: 5 años.

1.8.10. Selección del inversor de corriente.

Los paneles fotovoltaicos generan electricidad en corriente continua. Si los dispositivos que debemos alimentar trabajan con corriente alterna necesitamos un inversor que transforme la corriente continua en alterna. Principalmente, los miniaerogeneradores utilizados en viviendas aisladas de la red eléctrica suelen proporcionar la electricidad en alterna, aunque, al requerir corriente continua para permitir la acumulación en las baterías, dichos miniaerogeneradores deben estar conectados a un regulador de carga que transformara, en este caso, la corriente alterna en continua.

En el mercado existen varias tipos de inversores para instalaciones similares a la presente. Los cuales dependerán de la forma de la onda de salida.

- Inversores de onda semisinusoidal. Son dispositivos de menor precio, aptos para cargas resistivas, por ejemplo, equipos de calefacción que, dicho sea, no son consumos recomendadas en sistemas aislados por su elevado consumo energético. No son aconsejables si los consumos son del tipo inductivo, por ejemplo, bombillas de bajo consumo, como electrodomésticos y bombas. Su eficiencia se considera baja. Por todo ello, se suelen utilizar en sistemas de potencia inferior, o con consumos principalmente resistivos, siendo la prioridad el control de costes sobre la eficiencia.
- Inversores de onda sinusoidal pura, caracterizados por su elevada calidad. Si los comparamos con los inversores semisinusoidales, la diferencia de precio es importante debido, entre otras circunstancias, a que estos equipos tecnológicamente superiores incluyen sistemas adicionales de optimización, protección y monitorización. Los motores tiene altos picos de potencia al arrancar, el inversor sinusoidal debe ser capaz de transmitir la potencia puntual necesaria. A su vez, deben ser capaces de operar con cargas inductivas.

En las instalaciones aisladas los inversores se comportan de manera distinta a los conectados a red. La potencia de operación de los inversores en los sistemas aislados, no depende de la potencia producida por los generadores fotovoltaico o eólico, sino de la potencia de consumo instantánea. La potencia consumida varía según cual sea el uso, la franja horaria o la época del año, dando lugar a distintos perfiles por lo que el régimen de carga también variará. En nuestro proyecto al ser una instalación doméstica el perfil de consumo sufre variaciones constantes, caracterizándose porque en contadas ocasiones se alcanzan los máximos.

Por supuesto, el inversor utilizado debe tener una eficiencia óptima en todo el rango operativo, siendo determinante en el caso de bajas potencias.

Respecto a la integración del inversor en la instalación es importante resaltar que lo óptimo sería que el inversor estuviera conectado a la salida de consumo del controlador de carga. La conexión directa del inversor a la batería, sin pasar por el controlador de carga, evita la incapacidad de éste de soportar los picos de arranque que sí aguantaban los inversores y la posible rotura del controlador, además el inversor puede hacer funciones de protección reales frente a descarga excesiva de batería, es decir, interrumpir el consumo en umbrales más altos al igual que el regulador.

En el caso de nuestra instalación híbrida, como se comentó previamente, para alimentar los equipos que requieren corriente alterna, se requiere de un inversor de corriente que transforme la corriente continua en alterna monofásica. Nos basaremos para realizar la selección en los parámetros estimados en la sección “Cálculos Justificativos”.

La selección ha estado marcada por la necesidad de que el inversor soportara una potencia pico de un valor elevado, a su vez su potencia de salida debe adaptarse al consumo de la casa. Entre los candidatos resaltamos el Inversor Phoenix 48/5000 de Victron Energy y el Tauro BC 5048/V, el inversor Phoenix tiene mejor eficiencia (95% contra el 93% del Tauro).



Ilustración 43 Inversor Phoenix 48/5000 de Victron Energy e inversor Tauro BC 5048/V

Por otra parte nos planteamos que el inversor sea a su vez cargador, esta capacidad nos daría la opción de que, en caso de emergencia (por desperfectos en los generadores o porque se diera el caso poco probable que se superaran los 5 días de autonomía de la batería sin recurso alguno, ni eólico ni fotovoltaico), conectar u grupo electrógeno, que alquilaríamos en momentos puntuales, al cargador/inversor para cargar las baterías. Esta acción además de proporcionarnos energía de manera excepcional también ayudaría a aumentar la vida útil de las baterías evitando que la carga cayera en demasía. Dada sus prestaciones, muy similares al inversor de la misma marca, elegiríamos el ***Inversor/Cargador Phoenix MultiPlus 48/5000 de Victron energy.***



Ilustración 44 el Inversor/Cargador Phoenix MultiPlus 48/5000 de Victron energy.

Sus características principales son:

Inversor

- Tensión nominal = 48 Vdc
- Tensión de salida = 230 Vac
- Frecuencia nominal = 50 Hz
- Potencia = 5 000 W
- Potencia pico = 10000 W
- Eficiencia = 95%
- Potencia salida cont. 40 °C = 4000 W
- Potencia nominal = 4500 W

Cargador

- Voltaje de entrada = 187-265 Vac, 45-65 Hz, factor de potencia 1
- Corriente de carga nominal = 120/ 70 Amp
- Tensión de carga de absorción = 14,4/27,6/55,6 Vcc
- Tensión de carga de flotación = 13,2/27,6 / 55,2 Vcc
- Modo almacenamiento = 13,2/26,4/52,8 Vcc
- Sensor de temperatura de baterías Incluido.

1.8.11. Instalación eléctrica general.

El sistema esta compuesto por distintos equipos interconectados por diferentes líneas que deben cumplir una serie de requisitos básicos. Deben poder de soportar la máxima

corriente que requiera el sistema. Pero también debe estar diseñado para disminuir las pérdidas y evitar en lo posible las caídas de tensión que pueden generar múltiples perjuicios a la instalación, inclusive perder todo suministro eléctrico. La línea de batería, es un buen ejemplo, ya que una caída de tensión abrupta en esta línea, por un fallo de diseño puede implicar que la tensión que mide el regulador sea muy distinta a la real, poniendo en peligro la capacidad de control del mismo.

Las protecciones son imprescindibles para la seguridad del sistema y de las personas. Estas pueden estar incluidas en el controlador de carga, ya que por este equipo pasan todas las líneas de potencia de la instalación. Son las siguientes:

- Protección frente a sobrecarga.
- Protección frente a cortocircuito.
- Protección frente a sobretensión.

Los controladores de carga del mercado actual incluyen protección electrónica frente a estas situaciones anómalas, normalmente con rearme automático cuando dicha anomalía ha pasado.

Asimismo, un interruptor general en la línea de generación permite desconectar el generador de forma segura para tareas de mantenimiento. Un interruptor general en la línea de consumo facilita el control del gasto eléctrico con comodidad.

En el diseño de las líneas de distribución se tendrán en cuenta, a la hora de elegir los conductores, los dictados descritos en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, específicamente en la ITC-BT-19. En la tabla que podemos ver a continuación se exponen las principales características de las distintas líneas en que se divide la instalación eléctrica general.

Línea	L(m)	Sfinal(mm ²)	Material aislante
Aerogenerador	60	10	3 x PVC
Fotovoltaicas	20	16	2 x XLPE
R.C.-Baterías	4	8,5	2 x PVC
Distribución DC	15	4	2 x PVC
Inversor	4	70	3 x XLPE

Deben incluirse la instrumentación necesaria para hacer mediciones de los parámetros principales de la operación y registrar dichos datos. El regulador de carga Inclín del aerogenerador y el regulador solar seleccionados en nuestra instalación híbrida incluyen un voltímetro y un amperímetro para la lectura de la electricidad regulada. *En ese sentido se seleccionan dos contadores de potencia, cuya función será medir el consumo energético de la instalación tanto en corriente continua como alterna, de ahí que necesitemos dos. En nuestra instalación utilizaremos para la corriente continua el*

contador de potencia MK-30DC y en el caso de la corriente alterna el MK-30LCD de la marca Circutor.

El sistema debe tener incorporado una serie de elementos cuya función principal es la protección de los distintos equipos que configuran el sistema híbrido y a los usuarios de la misma, consiguiendo mantener las condiciones operativas en todo momento. Si no se cumplieran ciertas condiciones de seguridad el suministro eléctrico se detendría.

Por ello, además de las protecciones eléctricas que incluyen varios de los equipos empleados en la instalación, tales como el inversor o los reguladores, se incorporan protecciones extra en la instalación eléctrica general. *La protección para las líneas va a consistir en el empleo de bornes portafusibles de la serie Z de Weidmüller, variando el fusible utilizado según se trate de corriente continua o alterna, según hemos estimado en “Cálculos Justificativos”, dichos fusibles se distribuyen según las líneas: uno en la distribución de corriente continua, dos para ambas líneas de generación (fotovoltaica y eólica), dos entre los correspondientes reguladores y la batería, otro entre la batería y el inversor. Aparte de los fusibles, se utilizarán en las líneas de generación y en la de distribución en continua, interruptores seccionadores KG32A T203/01 de tres polos de HES Hazemeyer, para interrumpir el paso de corriente cuando se lleven a cabo trabajos de mantenimiento.*

La protección eléctrica de la línea de consumo en corriente alterna va a consistir en los siguientes elementos:

- Protección combinada contra sobretensiones Combi SPU IP+N, como protección frente a sobretensiones transitorias y permanentes.*
- Interruptor diferencial de la serie doméstica de Schneider Electric para la protección frente a derivaciones accidentales a tierra, que constituyen además un elevado riesgo eléctrico para los usuarios de la instalación híbrida.*
- Interruptor automático magnetotérmico C60N de Schneider Electric, que actúa como protección antes sobrecargas y como interruptor general.*

Todos los elementos de protección y medida para la línea de distribución en continua y las líneas de generación eléctrica se dispondrán en cajas de acero Klippon STP 4MS HT, mientras que los elementos de protección y medida para la línea de distribución en corriente alterna se ubicarán en un cofre modular empotrable con puerta de acero modelo Pragma Up de Schneider Electric, que presenta una única fila de doce módulos de 18 mm.

Tomas de tierra.

Las instalaciones eléctricas deben cumplir la normativa técnica establecida en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, como explicamos en “Cálculos Justificativos”.

El fabricante de los módulos fotovoltaicos nos informa sobre la toma de tierra de los mismos:

“Conectar los módulos y la estructura soporte al mismo punto de toma de tierra con lo que nos aseguraremos que cualquier derivación de corriente hacia cualquiera de los componentes de la instalación no llegue en ningún caso al instalador o al usuario.

El material del marco del módulo es aluminio. Los cables de tierra deben estar conectados al punto de tierra del marco. La sección del cable de tierra debe ser de 4mm².

*Para conectar a tierra los módulos, debe usar un tornillo de acero inoxidable rosca-plancha de 4,2mm de diámetro y una longitud comprendida entre 4,5 y 16mm. **Esto irá unido a un terminal de ojete semiaislado de 4mm² “***

En el caso del inversor:

“Este producto es un dispositivo de clase de seguridad I (suministrado con un terminal de puesta a tierra de protección). El cable de salida neutro es conectado al chasis. De esta forma se garantiza un funcionamiento adecuado de un interruptor diferencial que se va a instalar en la salida CA del inversor.

El chasis del equipo debe conectarse a tierra, al bastidor (del vehículo) o a la placa de tierra o casco (de una embarcación). El bloque terminal se encuentra en la placa de circuito impreso.

Utilice un cable de tres hilos con un núcleo flexible y sección de 2,5 o 4 mm²”

En el manual del regulador solar Midnite leemos :

*“En todas las instalaciones del chasis Classic debe ser conectado a tierra. Para los sistemas con un interruptor de la batería de tamaño menor de 60 amperios 10 AWG (6 mm²) de cobre suele ser suficiente. **Para los sistemas con un interruptor de la batería de tamaño de 100 amperios menores 8 AWG (10 mm²) de cobre se requiere.** Para la conexión a tierra los requisitos de los conductores de la instalación específica, por favor consulte su código eléctrico local. La terminal de tierra al chasis se encuentra en la esquina superior derecha del compartimiento de conexiones.”*

Según el pliego de condiciones:

“Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 V contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.”

De todo esto deducimos que todas las unidades llevaran su correspondiente toma de tierra según lo calculado o según marque el fabricante. Esto nos asegurará convenientemente el aislamiento entre los generadores y la red de corriente continua como así marca el REBT

1.9. Planificación.

La primera actividad será montar la torre P-400 del aerogenerador con la cimentación que vimos en “cálculos justificativos”, al mismo tiempo podrían colocarse los paneles fotovoltaicos en la azotea, con la estructura tipo V con su toma de tierra.

La caseta donde irán colocados los bancos de baterías, inversores y reguladores es de construcción previa y edificación no forma parte de este proyecto.

Las baterías estarán situadas en un banco a dos alturas de forma escalonada, 24 vasos en cada altura. Como podemos ver en la imagen.



Ilustración 45 Bancada de baterías instaladas

A continuación colocaremos los distintos aparatos según las indicaciones de los fabricantes, a saber, próximos entre sí, ninguno de ellos sobre el banco de baterías, dejando espacio para que disipen el calor y con su toma a tierra.



Ilustración 46 Instalación de baterías, regulador, inversor y cuadro de protecciones.

Finalmente se llevara a cabo la conexión entre los dispositivos, por un técnico especialista y los ajustes pertinentes. La estructuración de los trabajos se muestra en el siguiente cronograma:

ACTIVIDAD	JORNADAS DE TRABAJO											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Preparación cimientos torre y zanja cableado aerogenerador	■											
Cimentado y colocación torre		■										
Izado aerogenerador				■								
Colocación paneles fotovoltaicos	■	■										
Colocación acumuladores		■										
Colocación regulador e inversor			■									
Cableado y tomas de tierra				■	■	■						
Colocación de dispositivos de protección y medida							■	■				
Conexión dispositivos									■	■		
Pruebas y puesta en marcha												■
Supervisión de la obra	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

1.10. Orden de prioridad.

El orden de prioridad de los documentos del presente proyecto será:

1. Pliego de condiciones.
2. Presupuesto.
3. Planos.
4. Memorias.

1.11. Legislación e Incentivos.

1.11.1. Incentivos.

La Junta de Andalucía incentiva las actuaciones que supongan un beneficio para el medio ambiente, como es el caso de la producción de electricidad utilizando fuentes de energía renovables. En La Orden de 4 de febrero de 2009 de la Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa: *“se establecen las bases reguladoras de un programa de incentivos para el desarrollo energético sostenible de Andalucía y se efectúa la convocatoria para los años 2009-2014”*.

Los beneficiarios de los incentivos a los distintos tipos de iniciativas están definidos en el Artículo 9, que dice en su primer epígrafe: *“1. Podrán ser beneficiarios de estos incentivos, las personas físicas o jurídicas, públicas o privadas, o sus agrupaciones, cuando la inversión o gasto se realice en Andalucía.”*

En el caso que nos ocupa la subvención vendría a través del programa PROSOL, el cual queda definido como: *“Programa para la promoción, desarrollo e implementación de instalaciones de energías renovables de calidad”*. Posteriormente, en el Artículo 12, desarrolla este concepto:

“Artículo 12. Programa PROSOL.

1. Se incluyen en el programa PROSOL las siguientes instalaciones de energías renovables, según las especificaciones contenidas en el Anexo I:

- a) Solar térmica para producción de agua caliente.*
- b) Solar fotovoltaica aislada.*
- c) Instalaciones de biomasa para usos finales térmicos, con potencia inferior a 300 kW.*
- d) Minieólica aislada.*
- e) Mixtas de los tipos anteriores: Instalaciones solar-biomasa o instalaciones eólicas-fotovoltaicas.*

2. Las instalaciones anteriores estarán incluidas en el programa PROSOL, siempre que estén dentro del ámbito de aplicación del Reglamento de Instalaciones Térmicas de Edificios, aprobado por Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, en adelante RITE, para las instalaciones solares térmicas, de biomasa, o mixtas, o en el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, en adelante RBT, para las instalaciones fotovoltaicas, minieólicas o mixtas.

3. Las instalaciones PROSOL serán incentivables cuando cumplan los siguientes requisitos:

a) Estar ejecutadas por empresas acreditadas, según las normas incluidas en el Anexo VII.

b) Contar con una garantía y mantenimiento de toda la instalación sin coste adicional para el usuario por un período mínimo de tres años.”

Como podemos observar, el presente proyecto esta descrito en el primer apartado del artículo en su letra e), exigiendo que cumpla con el REBT, y que sea llevado a cabo por empresas acreditadas por la Conserjería. En la memoria se hace alusión en repetidas ocasiones a las reglas del REBT, ahora centraremos nuestra atención en los dos Anexos que menciona el Artículo 1, el Anexo I y el VII

El séptimo hace referencia a la acreditación de las empresas instaladoras, tema que no incumbe al presente proyecto al ser una cuestión interna de la empresa. Podemos consultar que empresas son vía online en la página de la agencia andaluza de energía, <http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/empresasAutorizadasColaboradoras/>. En caso de Conil de la Frontera nos da los siguientes resultados:





Logo Empresa	Iconos	Nombre Empresa ▼ ▲	Domicilio ▼ ▲	Localidad ▼ ▲	Provincia ▼ ▲	Código
		ENESTAR S.L.	C/EL BOSQUE Nº 7	CONIL DE LA FRONTERA	CÁDIZ	
		IMELCO (INSTALACIONES CONESA	AVD.PRIMERO DE MAYO, 13 P.I. LA	CONIL DE LA FRONTERA	CÁDIZ	
		KLIMASOL COSTA S.L.	POL. IND. LA ZORRERA, AVDA LOS	CONIL DE LA FRONTERA	CÁDIZ	

Ilustración 47 Empresas autorizadas en la zona de Conil de la Frontera.

El primero de ellos es el Anexo I, titulado “DEFINICIONES DE CATEGORIAS Y SUBCATEGORIAS”, estas categorías y subcategorías clasifican los proyectos incentivables definiéndolos y fijando sus requisitos. En el apartado 2.2. le llega el turno a las instalaciones de energías renovables:

2.2. Incentivos a las instalaciones de energías renovables.

2.2.1. Producción de electricidad.

“Proyectos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes energéticas renovables, con las siguientes condiciones:

a) Su finalidad sea la producción de energía eléctrica para aplicaciones aisladas de la red eléctrica, y siempre que se incluyan en alguno de los siguientes:

1.º Instalaciones fotovoltaicas aisladas, situadas a una distancia superior a 500 m de la red eléctrica de servicio público. La potencia mínima, según los distintos usos, será la siguiente:

- Vivienda: 300 Wp.

- Alumbrado centralizado de viales: 1.000 Wp.

- Instalaciones empresariales: 300 Wp.

- Embarcaciones de uso no deportivo y/o recreo: 150 Wp.

- Otros usos: 150 Wp.

2.º Instalaciones minieólicas aisladas, situadas a una distancia superior a 500 m de la red, incluidas las destinadas a la producción exclusiva de energía mecánica.

3.º Instalaciones mixtas fotovoltaica-minieólica aisladas, situadas a una distancia superior a 500 m de la red eléctrica de servicio público. Sus potencias parciales serán las que correspondan a cada tipo de instalación individualmente considerada según los criterios anteriores, y cumplirán los requisitos de cada tipo de instalación.”

Quedan pues establecidos los requisitos en los puntos 1º y 3º del subapartado a), a saber, una potencia mínima de 300 Wp, y una distancia mínima de 500 metros a la red pública. En nuestro caso se cumplen ambos requisitos, ya que si queremos tener derecho a conexión debemos una parte proporcional de los gastos de la instalación del sistema de distribución.

A la hora de definir las subcategorías en el apartado 4 del mismo Anexo, podemos leer:

“4. Definición de las subcategorías.

De acuerdo con el artículo 11, apartado 4, se recogen las definiciones de las denominadas subcategorías o elementos de especial consideración en la valoración de las solicitudes, a excepción de las correspondientes a los proyectos integrales, proyectos de venta de energía mediante contrato de servicios energéticos, o proyectos con Eco-innovación, ya definidos en el artículo 5.

a) Proyectos en los que se presente un relevante valor de ahorro energético.

b) Actuaciones para uso público o que den servicio a una comunidad o colectivo

- c) Proyectos con especial interés ambiental.*
- d) Grado de implantación de la tecnología usada en la zona geográfica o sector de actividad: Ubicación del proyecto solicitado en zona geográfica o pertenencia a sector o tipo de aplicación con escasa presencia o experiencia en implantación de determinados tipos de proyectos energéticos.*
- e) Proyectos en los que se presente una generación distribuida de la energía, localizada en parques empresariales:*
- f) Cooperación entre empresas para posibilitar el aprovechamiento energético:*
- g) Estudios integrales de potencial de ahorro o implantación de energías renovables:*
- h) Compromiso de seguimiento y ejecución de los resultados viables.*
- i) Aplicación a un municipio o proyectos con interés social supramunicipal.*
- j) Grado de desarrollo de la actuación objeto del estudio.*
- k) Localizados en municipios o zonas de especial consideración para el cumplimiento del Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética, según Decreto 279/2007, de 13 de noviembre.*
- l) Realizadas por Administraciones Locales.”*

Para saber a qué subcategoría pertenece un proyecto se describen unos Criterios de Valoración (Anexo II) y una tabla que nos representa la aplicación de esos criterios:

APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE VALORACIÓN									
LÍNEAS	PARA LAS CATEGORÍAS		PARA LAS SUBCATEGORÍAS						
	Empresas	No empresas	Proyecto Integral	Contrato de servicios energéticos	Relevancia del ahorro energético	Actuaciones para uso público o colectivos	Especial interés ambiental		
AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA			1, 9 y 12	5, 8, 10 y 12	1 y 4	10 y 11	1		
Proyectos de ahorro y eficiencia en procesos o equipos	1, 2, 4 y 10								
Proyectos de ahorro y eficiencia en edificios y sus instalaciones	1, 2 y 4	1, 2 y 10							
Proyectos ahorro en instalaciones alumbrado de exterior	1, 2, 9 y 12								
Proyectos de ahorro y eficiencia en transporte	1, 2, 4 y 5	1, 2, 9 y 12							
Sustitución de combustibles o energías tradicionales por otros menos contaminantes	1, 2, 4 y 10								
INSTALACIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES			Proyecto Integral	Contrato de servicios energéticos	Eco - Innovación	Grado de Implantación tecnología usada en la zona o sector	Generación distribuida en parques empresariales	Especial interés ambiental	
Producción de electricidad	1, 2, 3, 4, 5 y 10	1, 2 y 10	1, 9 y 12	5, 8, 10 y 12	1, 5 y 12	3, 5, 11 y 12	2, 11 y 12	1	
Producción de energía térmica	1, 2, 4 y 10								
Producción conjunta de electricidad y energía térmica	1, 2, 3, 4, 5, 10 y 12								
Producción y/o logística de biomasa y biocombustibles	1, 2, 3, 4, 5 y 12								
INSTALACIONES DE APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO			Proyecto Integral	Contrato de servicios energéticos	Grado de Implantación tecnología usada en la zona o sector	Generación distribuida en parques empresariales	Cooperación empresarial	Especial interés ambiental	
Proyectos de cogeneración	1, 2, 4, y 10	1, 2 y 12	1, 9 y 12	5, 8, 10 y 12	3, 5, 11 y 12	2, 11 y 12	3, 4 y 12	1	
Aprovechamiento de calor residual	1, 2, 4, y 10								
Valorización energética de residuos no biomásicos	1, 2, 4, 5, 7, 10 y 12								
ESTUDIOS ENERGÉTICOS Y ACCIONES DE DIFUSIÓN			Estudios Integrales de potencial de ahorro o energías renovables	Compromiso de seguimiento y ejecución	Aplicación a un municipio o interés social supramunicipal	Grado de desarrollo de la actuación objeto del estudio o difusión			
Estudios para ahorro energético	1, 2, 3, 7 y 10	1, 2, 9, 10 y 12	1, 7 y 9	8 y 10		8, 10 y 12			
Estudios para implantación de energías renovables									
Auditorías y consultoría energéticas								1, 2, 7 y 10	
Acciones de difusión	2, 9 y 12		No aplica		11 y 12				
MEJORA DE LAS INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS			Localizadas en municipios o zonas objetivos PAGENER	Realizadas por Administraciones locales	Especial interés ambiental				
Redes de transporte secundario	6		2 y 7	3, 7 y 12		1			
Redes de distribución de gas	2, 7 y 8								
Redes de distribución de energía eléctrica	2, 6, 7 y 8	2, 7, 8, 11 y 12							
Redes de distribución de energía térmica	2, 5, 7, 8 y 12								

Ilustración 48 Criterios de Valoración de PROSOL

En nuestro caso solo podíamos incluir, si acaso, las subcategorías definida en el punto d), todas las demás las descartamos, ya que no entra en más de una categoría (Plan Integral), no es una innovación (Eco-innovación), no ahorramos energía cambiamos la fuente (a), no está situada en una zona con espacial interés ambiental (c y k), no dan servicio a una comunidad ni administración local (b y l), no vendemos la energía generada (f), no es un estudio (g,h,i,j), no está localizada en parques empresariales(e). Teniendo en cuenta esto, y estudiando el cuadro anterior concluimos que los criterios que nos interesan son los 1, 2,10, de la categoría producción de electricidad para “no empresas” y de la subcategoría del punto d), los criterios 3, 5, 11, y 12. Nos centraremos en ellos:

“1. Grado de contribución que el ahorro y la eficiencia energética o la producción de energía a partir de fuentes renovables del proyecto aporta a la protección ambiental, en

comparación con la situación anterior del proyecto o con la alternativa real sin incentivo. Se valorará especialmente la contaminación evitada por el ahorro de combustibles fósiles y los efectos evitados sobre la capa de ozono o los gases de efecto invernadero, medidos en toneladas equivalentes de petróleo (tep) y CO² ahorrados.

2. Grado de adaptación a los objetivos del PASENER: Se valorará la adecuación del proyecto a los principales objetivos o medidas de este programa referidos a las empresas, de conformidad con el Decreto 279/2007, de 13 de noviembre, por el que se aprueba el Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética (PASENER 2007-2013).

3. Efecto que el proyecto puede tener sobre la creación de nuevas actividades empresariales en la zona, así como la creación de empleo.

5. Existencia de riesgos tecnológicos, económicos o empresariales asociados a proyectos que, por su novedad o ausencia de experiencias previas, presentan incertidumbres o riesgos en su comportamiento técnico o económico.

10. Calidad tecnológica de la actuación y seguimiento de las instalaciones energéticas para asegurar su eficiencia energética, o la calidad técnica, fiabilidad de los datos y alcance en caso de tratarse de un estudio o auditoría energética.

11. Proyectos dirigidos a colectivos desfavorecidos o proyectos en colaboración o dirigidos a empresas, ciudadanos o grupos de ciudadanos.

12. Replicabilidad del proyecto, potencial de difusión del mismo y efecto seguimiento.”

En el apartado “Antecedentes” de esta memoria calculamos el ahorro que supone nuestro sistema respecto a t.e.p. y gases que contribuyen al efecto invernadero, por lo que el primer criterio estaría cubierto.

Respecto el segundo, de acuerdo con el Decreto 279/2007, de 13 de noviembre, los principales objetivos del Plan Andaluz Sostenibilidad Energética (PASENER 2007-2013), son: priorizar el uso de fuentes de energía renovable; concienciación ciudadana del nuevo plan energético; contribuir a la ordenación equilibrada del territorio y al crecimiento económico mediante un sistema de infraestructuras energéticas e impulsar un tejido empresarial competitivo basado en la economía del conocimiento en el ámbito de las tecnologías energéticas. Todos estos objetivos están representados en el proyecto, usa fuentes renovables (priorización) en una zona aislada (ordenación equilibrada), suponiendo una iniciativa que suscita, como poco, curiosidad en aquellos que puedan ver la instalación (concienciación) y requiere de un tejido empresarial competitivo para poder llevarse a cabo.

Del criterio número 10, se encargará, en parte, la empresa instaladora acreditada por la Conserjería, pero también el propietario que utilizará la instalación en su vida diaria por lo que hará un seguimiento y buscará eficiencia de la misma. Cumpliendo estos tres criterios

nuestra propuesta entraría dentro de las actuaciones incentivables por el programa PROSOL, dentro de la categoría producción eléctrica.

El tercer criterio es el más difuso ya que al requerir de una empresa autorizada para llevar a cabo la instalación, y un aumento de la carga de trabajo puede suponer la contratación de personal, la realización del proyecto no crea directamente empleo.

La instalación se diseña para que los riesgos tecnológicos y técnicos sean mínimos, aun así al tener menor implantación que su alternativa (conectarse a red) supone un mayor riesgo, por lo que podría concordar con el quinto criterio.

Es un proyecto dirigido por y para el grupo de ciudadanos que habitaran la casa y puede propagar el uso de este tipo de energía en la zona, razones estas que casarían con el criterio número 11.

Como he explicado en el párrafo anterior, la visibilidad de la instalación (aerogenerador, principalmente) puede difundir, concienciar y permitir que iniciativas como esta se repitan en los alrededores. Por lo que la replicabilidad del proyecto que exige el criterio 12 estaría cubierta.

La subcategoría descrita en el apartado “*d) Grado de implantación de la tecnología usada en la zona geográfica o sector de actividad*”, podría estar incluida en este proyecto por las razones anteriormente citadas, siendo la comisión encargada la responsable de juzgar este punto.

Para saber qué porcentaje de la inversión puede ser incentivado, utilizamos el cuadro que representa los incentivos según categorías y subcategorías, que aparece en el Artículo 17:

OBJETO DEL PROYECTO	CATEGORÍA DEL PROYECTO	PORCENTAJE INICIAL SOBRE COSTE INCENTIVABLE POR CATEGORÍA	SUBCATEGORÍA DEL PROYECTO	PORCENTAJE ADICIONAL SOBRE COSTE INCENTIVABLE POR SUBCATEGORÍA	INTENSIDAD MÁXIMA DEL INCENTIVO
2.1. Ahorro y eficiencia energética	2.1.1. Proyectos de ahorro y eficiencia en procesos o equipos 2.1.2. Proyectos de ahorro y eficiencia en edificios y sus instalaciones 2.1.3. Proyectos de ahorro y eficiencia en instalaciones de alumbrado exterior 2.1.4. Proyectos de ahorro y eficiencia en transporte 2.1.5. Sustitución de combustibles o energías tradicionales por otros menos contaminantes	Hasta un 50% si no empresas Hasta un 50% si grandes empresas Hasta un 60% si medianas empresas Hasta un 70% si pequeñas empresas	Proyecto integral	Hasta un 10%	60% para grandes empresas o beneficiarios no empresas 70% para medianas empresas 80% para pequeñas empresas
			Contrato de servicios energéticos	Hasta un 10%	
			Relevancia del ahorro energético	Hasta un 5%	
			Actuaciones para uso público o que den servicio a una comunidad o colectivo	Hasta un 5%	
			Especial interés ambiental	Hasta un 10%	
2.2. Instalaciones de energías renovables	2.2.1. Producción de electricidad 2.2.2. Producción de energía térmica 2.2.3. Producción conjunta de electricidad y energía térmica 2.2.4. Producción y/o logística de biomasa y biocombustibles	Hasta un 50% si grandes empresas Hasta un 60% si no empresas Hasta un 60% si medianas empresas Hasta un 70% si pequeñas empresas	Proyecto integral	Hasta un 10%	60% para grandes empresas 70% para medianas empresas o beneficiarios no empresas 80% para pequeñas empresas
			Contrato de servicios energéticos	Hasta un 10%	
			Ecoinnovación	Hasta un 10%	
			Grado de implantación de la tecnología usada en la zona geográfica o sector de actividad	Hasta un 5%	
			Generación distribuida en parques empresariales	Hasta un 5%	
			Especial interés ambiental	Hasta un 10%	
2.3. Instalaciones de aprovechamiento energético	2.3.1. Proyectos de cogeneración 2.3.2. Aprovechamiento de calor residual 2.3.3. Valorización energética de residuos no biomásicos	Hasta un 50% si no empresas Hasta un 50% si grandes empresas Hasta un 60% si medianas empresas Hasta un 70% si pequeñas empresas	Proyecto integral	Hasta un 10%	60% para grandes empresas o beneficiarios no empresas 70% para medianas empresas 80% para pequeñas empresas
			Contrato de servicios energéticos	Hasta un 10%	
			Grado de implantación de la tecnología usada en la zona geográfica o sector de actividad	Hasta un 10%	
			Generación distribuida en parques empresariales	Hasta un 5%	
			Cooperación empresarial	Hasta un 5%	
			Especial interés ambiental	Hasta un 10%	

Ilustración 49 Cuadro de incentivos según categorías y subcategorías.

Como se puede observar, la producción de electricidad en el caso de un particular (no empresa) puede ser incentivada con un porcentaje inicial sobre coste incentivable de hasta un 60%. Si la comisión estimara que el proyecto cumple con la subcategoría del Grado de implantación de la tecnología en la zona, sumaría otro 5%, teniendo la intensidad máxima del incentivo, para este caso, un límite del 70%.

Los costes que pueden ser incentivados quedan descritos en el Artículo 14:

“Artículo 14. Conceptos de inversión o gastos objeto de incentivo.

1. Podrán ser objeto de incentivo los siguientes conceptos de inversión:

a) Inversiones en edificios, obra civil e instalaciones necesarias.

b) Inversiones para instalaciones auxiliares, o traída y acometida de servicios.

c) Maquinaria, instalaciones y bienes de equipo, incluidos los gastos necesarios para la modificación de los procesos de producción necesarios para el proyecto energético.

d) Equipos informáticos o de control directamente relacionados con el proyecto energético.

e) Inversiones en inmovilizado intangible que suponga gastos de transferencia de tecnología, a través de la adquisición de licencias de explotación, o de conocimientos técnicos, patentados y no patentados... ”.

1.11.2. Procedimiento de concesión.

El procedimiento utilizado para solicitar el incentivo es el procedimiento general. No cabe intentarlo por el procedimiento simplificado ya que no se cumplen los requisitos que establece el Artículo 27 en su segundo punto, modificados por la Orden 7 diciembre de 2010, a saber:

“a) El beneficiario no sea una gran empresa.

b) La solicitud se refiera a alguno de los siguientes tipos de proyectos:

1. ° Instalaciones de sistemas solares térmicos prefabricados.

2. ° Instalaciones solares térmicas con superficie de captación inferior a 7 m².

3. ° Instalaciones de equipos de pellets.

c) El coste total de la inversión no exceda de 12.000 euros.”

El procedimiento general viene descrito en la sección 1ª del Capítulo II de la ley que nos ocupa, en el Artículo 19 detalla cómo debe presentarse la solicitud telemáticamente a través de las páginas: www.juntadeandalucia.es/innovacioncienciayempresa y www.andaluciajunta.es.

Dentro de las distintas declaraciones que exige la ley, dentro del anterior artículo, nos centraremos en tres:

“d) Declaración responsable de haber solicitado, en su caso, la Autorización Ambiental Integrada (AAI), la Autorización Ambiental Unificada (AAU) o la Calificación Ambiental (CA), conforme a lo dispuesto en la Ley 7/2007, de 9 de julio, de gestión Integrada de la Calidad Ambiental, o de no estar sujeta a dicha Ley, así como cualquier otra autorización exigida por normativa sectorial de aplicación.

e) El cumplimiento del trámite de informe por parte de la Consejería competente en materia de medio ambiente respecto a la no afectación del proyecto para el que se solicita el incentivo a los espacios de la Red Ecológica Europea Natura 2000 para actividades señaladas en el artículo 27.1.d de la mencionada Ley 7/2007, de 9 de julio.

f) Que el proyecto para el que se solicita el incentivo no se realiza en cumplimiento de normas comunitarias, nacionales o autonómicas que le sean aplicables, y en

particular que no esté incluido en el ámbito de aplicación del Real Decreto, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.”

Empezaremos por el punto e), en la página: <http://www.raar.es/natura2000/>, podemos ver y descargarnos mapas que nos muestran los espacios de la Red Ecológica Europea Natura 2000, el mapa “Zona de Especial Protección de Aves”, donde el punto rojo es la localización de nuestra instalación. Se observa que la instalación no está dentro de dichas zonas protegidas:



Ilustración 50 Zona de Especial Protección de Aves.

Los “Lugares de Interés Comunitario” son:



Ilustración 51 Lugares de Interés Comunitario

El apartado f) hace referencia al Código Técnico de la Edificación, el cual en su Artículo 15, punto 5, informa:

*“15.5 Exigencia básica HE 5: Contribución fotovoltaica **mínima** de energía eléctrica: en los edificios que así se establezca en este CTE se incorporarán sistemas de captación y transformación de energía solar en energía eléctrica por procedimientos fotovoltaicos para uso propio o suministro a la red. Los valores derivados de esta exigencia básica tendrán la consideración de mínimos, sin perjuicio de valores más estrictos que puedan ser establecidos por las administraciones competentes y que contribuyan a la sostenibilidad, atendiendo a las características propias de su localización y ámbito territorial...”*

Este apartado obliga a una aportación mínima de energía eléctrica proveniente de fuente fotovoltaica, el presente proyecto está diseñado para que toda la energía eléctrica provenga de un sistema mixto eólico-fotovoltaico, por lo que no entra en la Exigencia Básica HE5, cumpliendo así con el citado apartado f).

Por último nos ocuparemos del apartado d) donde se hace referencia, la Autorización Ambiental Integral, a la Unificada y a la Calificación ambiental.

1.11.3. Ley GICA.

La Ley 7/2007, de 9 de julio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental (G.I.C.A.) es definida en su preámbulo como:

“La Ley de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental se erige como referente normativo adecuado para el desarrollo de la política ambiental de la Comunidad Autónoma de Andalucía. Tiene como fin completar, clarificar y actualizar el marco normativo existente y regular nuevos instrumentos de protección ambiental, para mejorar la calidad de vida de los ciudadanos de la Comunidad Autónoma y obtener un alto nivel de protección del medio ambiente.”

En el tema que nos ocupa, esta ley rige que actuaciones requieren estar autorizadas y cuáles no, que tipo de autorización o calificación es preceptiva, cuáles son sus requisitos y como solicitarla.

Empezamos con la definición de los distintos conceptos. En el Capítulo II, sección 1º, Artículo 19, nos define conceptos clave, entre ellos destacamos:

“3. Autorización ambiental unificada: Resolución de la Consejería competente en materia de medio ambiente en la que se determina, a los efectos de protección del medio ambiente, la viabilidad de la ejecución y las condiciones en que deben realizarse las actuaciones sometidas a dicha autorización conforme a lo previsto en esta Ley y lo indicado en su Anexo I. En la autorización ambiental unificada se integrarán todas las autorizaciones y pronunciamientos ambientales que correspondan a la Consejería competente en materia de medio ambiente y que sean necesarios con carácter previo a la implantación y puesta en marcha de las actuaciones.

4. Calificación ambiental: Informe resultante de la evaluación de los efectos ambientales de las actuaciones sometidas a este instrumento de prevención y control ambiental, que se debe integrar en la licencia municipal.

5. Estudio de impacto ambiental: Documento que debe presentar el titular o promotor de una actuación sometida a alguno de los procedimientos de autorización ambiental integrada o unificada o el órgano que formule los instrumentos de planeamiento, relacionados en el Anexo I de esta Ley, para su evaluación ambiental. En él deberán identificarse, describirse y valorarse los efectos previsibles que la realización de la actuación puede producir sobre el medio ambiente.

11. Modificación sustancial: Cualquier cambio o ampliación de actuaciones ya autorizadas que pueda tener efectos adversos significativos sobre la seguridad, la salud de las personas o el medio ambiente.

a) A efectos de la autorización ambiental unificada y calificación ambiental, se entenderá que existe una modificación sustancial cuando en opinión del órgano ambiental competente se produzca, de forma significativa, alguno de los supuestos siguientes:

1. ° Incremento de las emisiones a la atmósfera.

2. ° Incremento de los vertidos a cauces públicos o al litoral.

3.º Incremento en la generación de residuos.

4.º Incremento en la utilización de recursos naturales.

5.º Afeción al suelo no urbanizable o urbanizable no sectorizado.

6.º Afeción a un espacio natural protegido o áreas de especial protección designadas en aplicación de normativas europeas o convenios internacionales.”

Recalamos estos términos porque nos será de especial interés. Para empezar, en la definición de la Autorización ambiental unificada vemos que hace referencia al Anexo I, en el cual nos clasifica los distintos tipos de actuaciones indicándonos si requiere de Autorización Ambiental Unificada, Integral o Calificación Ambiental.

Lo hace mediante distintos cuadros, en este caso solo rescataré los que hacen referencia a recursos fotovoltaicos y eólicos, como explicamos en “Introducción teórica” no hay legislación específica para la energía minieólica por lo que nos ajustamos a la legislación de la eólica de mayor potencia.

ANEXO I		
CATEGORÍAS DE ACTUACIONES SOMETIDAS A LOS INSTRUMENTOS DE PREVENCIÓN Y CONTROL AMBIENTAL		
Instrumentos: Autorización Ambiental Integrada (AAI), Autorización Ambiental Unificada (AAU), Evaluación Ambiental (EA), Calificación Ambiental (CA)		
* Posibilidad de resolver procedimiento de AAU en 6 meses		
CAT.	ACTUACIÓN	INS.
1.	Industria extractiva.	
1.1.	Explotaciones y frentes de una misma autorización o concesión a cielo abierto de yacimientos minerales y demás recursos geológicos de las secciones A, B, C y D cuyo aprovechamiento está regulado por la Ley de Minas y normativa complementaria, así como aquellas prórrogas en las que se plantee un aumento de la superficie de explotación, delimitada en el proyecto aprobado, excluyéndose las que no impliquen ampliación de la misma.	AAU
1.2.	Minería subterránea ¹ .	AAU
1.3.	Extracción de petróleo y gas natural.	AAU
1.4.	Instalaciones industriales en el exterior para la extracción de carbón, petróleo, gas natural, minerales y pizarras bituminosas.	AAU
1.5.	Dragados: a) Dragados marinos para la obtención de arena cuando el volumen de arena a extraer sea superior a 3.000.000 de metros cúbicos/año. b) Dragados fluviales cuando el volumen extraído sea superior a 100.000 metros cúbicos/año.	AAU
1.6.	Perforaciones profundas geotérmicas, petrolíferas o para el almacenamiento de residuos nucleares.	AAU
2.	Instalaciones energéticas.	
2.1.	Instalaciones para el refino de petróleo o de crudo de petróleo.	AAI
2.2.	Instalaciones para la producción de gas combustible distinto del gas natural y gases licuados del petróleo.	AAI
2.3.	Instalaciones de gasificación y licuefacción de carbón.	AAI
2.4.	Instalaciones de combustión con una potencia térmica de combustión superior a 50 MW: a) Instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen ordinario o en régimen especial, en las que se produzca la combustión de combustibles fósiles, residuos o biomasa. b) Instalaciones de cogeneración, calderas, hornos generadores de vapor o cualquier otro equipamiento o instalación de combustión existente en una industria, sea ésta o no su actividad principal.	AAI
2.5.	Instalaciones industriales de la categoría 2.4 con potencia térmica inferior.	CA
2.6.	Instalaciones de producción de energía eléctrica solar o fotovoltaica, en suelo no urbanizable y que ocupe una superficie superior a 2 hectáreas.	AAU*
2.7.	Instalaciones de la categoría 2.6, en suelo no urbanizable, no incluidas en ella.	CA

CAT.	ACTUACIÓN	INS.
2.14.	Oleoductos y gasoductos de longitud superior a 1 kilómetro no incluidos en la categoría 2.13 construidos en suelo no urbanizable.	CA
2.15.	Construcción de líneas aéreas para el suministro de energía eléctrica de longitud superior a 3.000 metros. Se exceptúan las sustituciones que no se desvían de la traza más de 100 m.	AAU
2.16.	Instalaciones para el almacenamiento de productos petrolíferos de capacidad superior a 100.000 toneladas.	AAU*
2.17.	Construcción de líneas aéreas para el suministro de energía eléctrica de longitud inferior a 3.000 m. Se exceptúan las sustituciones que no se desvían de la traza más de 100 m.	CA
2.18.	Almacenamiento de gas natural sobre el terreno. Tanques con capacidad unitaria superior a 200 toneladas.	AAU*
2.19.	Almacenamiento subterráneo de gases combustibles. Instalaciones con capacidad superior a 100 metros cúbicos.	AAU
2.20.	Parques eólicos.	AAU*

Ilustración 52 Categorías de actuaciones sometidas a los instrumentos de prevención y control ambiental.

Como vemos, el sistema fotovoltaico solo requeriría Calificación Ambiental pero el eólico necesita la Autorización Ambiental Autorizada (AAU a partir de ahora), aunque con la posibilidad de resolverse el procedimiento en 6 meses mediante el Procedimiento abreviado.

Con el fin de facilitar información para solicitar la AAU, la ley permite en su Artículo 30 realizar consultas previas:

“Artículo 30. Consultas previas.

1. Los titulares o promotores de actuaciones sometidas a autorización ambiental unificada podrán presentar ante la Consejería competente en materia de medio ambiente una memoria resumen que recoja las características más significativas de la actuación.

2. Teniendo en cuenta el contenido de la memoria resumen, la Consejería competente en materia de medio ambiente pondrá a disposición del titular o promotor la información que obre en su poder, incluida la que obtenga de las consultas que efectúe a otros organismos, instituciones, organizaciones ciudadanas y autoridades científicas, que estime pueda resultar de utilidad al titular o promotor para la elaboración del estudio de impacto ambiental y del resto de la documentación que debe presentar junto con la solicitud de autorización ambiental unificada.

3. Asimismo, el citado órgano deberá dar su opinión sobre el alcance, amplitud y grado de especificación de la información que debe contener el estudio de impacto ambiental y demás documentación, sin perjuicio de que posteriormente, una vez examinada la documentación presentada con la correspondiente solicitud de autorización, pueda requerir información adicional si lo estimase necesario.”

Con esta información estaríamos en disposición de solicitar la AAU por el Procedimiento abreviado que explica el Artículo 32:

“Artículo 32. Procedimiento abreviado.

Se someterán a un procedimiento abreviado aquellas actuaciones así señaladas en el Anexo I cuyo plazo de resolución y notificación será de seis meses, transcurrido el cual sin

que se haya notificado resolución expresa, podrá entenderse desestimada la solicitud de autorización ambiental unificada. El estudio de impacto ambiental contendrá, al menos, la información recogida en el Anexo II.A para las actuaciones sometidas a este procedimiento.”

Debemos buscar el Anexo II A, el cual en su segundo punto nos informa sobre la documentación reglamentaria en el caso de solicitar la AAU por el procedimiento abreviado:

“A.2) Documentación para el estudio de impacto ambiental de las actuaciones sometidas al procedimiento abreviado de autorización ambiental unificada.

1. Identificación de la actuación:

a) Objeto y características generales de la actuación.

b) Plano del perímetro ocupado a escala adecuada.

2. Descripción de las características básicas de la actuación y su previsible incidencia ambiental, haciendo referencia, en su caso, a las diferentes alternativas estudiadas. Esta descripción deberá aportar, al menos, datos relativos a:

a) Localización.

1. ° Plano de situación a escala adecuada, indicando las distancias a edificios e instalaciones y recursos que pueden verse afectados por la actuación.

2. ° Optativamente, fotografías aéreas o colección fotográfica del emplazamiento y el entorno.

b) Afecciones derivadas de la actuación. Excavaciones, desmontes, rellenos, obra civil, materiales de préstamos, vertederos, consumo de materias primas, afectación a recursos naturales y cualquier otra afección relacionada con la ejecución y funcionamiento de la actividad.

c) Análisis de los residuos, vertidos, emisiones o cualquier otro elemento derivado de la actuación, tanto en la fase de ejecución como en la de operación.

3. Identificación y evaluación de la incidencia ambiental de la actuación, con descripción de las medidas correctoras y protectoras adecuadas para minimizar o suprimir dicha incidencia, considerando, en su caso, las distintas alternativas estudiadas y justificando la alternativa elegida. Esta descripción deberá considerar, como mínimo, la incidencia sobre:

a) El ser humano, la fauna y la flora.

b) El suelo, el agua, el aire, el clima y el paisaje.

c) Los bienes materiales y el patrimonio cultural.

d) *La interacción entre los factores mencionados anteriormente.*

4. *Cumplimiento de la normativa vigente.*

Se deberá establecer y justificar el cumplimiento de la legislación relativa a:

a) *Medio ambiente.*

b) *Aspectos ambientales contemplados en otras normativas sectoriales y de planeamiento territorial o urbanístico.*

5. *Programa de seguimiento y control.*

6. *Otros requisitos. Como complemento y resumen de lo anteriormente indicado deberá aportarse:*

a) *Resumen no técnico de la información aportada.*

b) *Identificación y titulación de los responsables de la elaboración del proyecto.”*

Podemos observar que gran parte de la información requerida ya aparece en esta memoria. Respecto a las excavaciones y montaje, en nuestro caso el generador estará montado sobre una torre de 12 metros P-400, teniendo en cuenta la altura, según el proveedor la cimentación debe tener 1,6 metros de alto por 0,8 metros de ancho, por lo que la cimentación no aportaría gran cantidad de residuos, de los cuales es responsable la empresa instaladora.

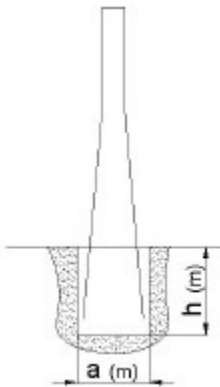


Ilustración 53 Cimentación torre P-400.

Respecto a la fauna, es poco probable que un ave impacte sobre las palas de un mini pequeño aerogenerador, con bajas revoluciones y con una altura muy inferior a la que toman las aves migratorias. El ruido y las vibraciones son un problema que actualmente está prácticamente solucionado en las instalaciones modernas, sobre todo teniendo en cuenta la altura a la que está el rotor del suelo.

En cuanto a la instalación fotovoltaica, el procedimiento para obtener la CA, está desarrollado en Artículo 44 de la Sección 5:

“Artículo 44. Procedimiento.

1. El procedimiento de calificación ambiental se desarrollará con arreglo a lo que reglamentariamente se establezca, integrándose en el de la correspondiente licencia municipal.

2. Junto con la solicitud de la correspondiente licencia, los titulares o promotores de las actuaciones sometidas a calificación ambiental deberán presentar un análisis ambiental como documentación complementaria al proyecto técnico.

3. La calificación ambiental se integrará en la correspondiente licencia municipal.”

Principalmente tener un contrato con un gestor de residuos que llegado el caso se ocupe de los paneles y de las estructuras metálicas. La empresa instaladora es responsable de la correcta ejecución de los trabajos de montaje y conexión.

1.11.4. Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

El reglamento electrotécnico de baja tensión define una instalación generadora aislada como:

“Las Instalaciones Generadoras se clasifican, atendiendo a su funcionamiento respecto a la Red de Distribución Pública, en:

a) Instalaciones generadoras aisladas: aquellas en las que no puede existir conexión eléctrica alguna con la Red de Distribución Pública.”

A su vez fija unas condiciones para su conexión, dichas condiciones se cumplan en nuestra instalación, gracias a las protecciones mencionadas, así como al regulador y el inversor. Como explica en el manual del aerogenerador, basta con unir las tres fases para cortocircuitar el generador y proceder a frenarlo.

“4.1 Instalaciones generadoras aisladas

La conexión a los receptores, en las instalaciones donde no pueda darse la posibilidad del acoplamiento con la Red de Distribución Pública o con otro generador, precisará la instalación de un dispositivo que permita conectar y desconectar la carga en los circuitos de salida del generador.

Cuando existan más de un generador y su conexión exija la sincronización, se deberá disponer de un equipo manual o automático para realizar dicha operación.

Los generadores portátiles deberán incorporar las protecciones generales contra sobrecargas y contactos directos e indirectos necesarios para la instalación que alimenten.”

En la sección 5 hace referencia a los cables de conexión, a ello ya nos referimos cuando calculamos la instalación eléctrica en “Cálculos justificativos” como en la “Memoria”:

“Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.”

En cuanto a las tomas de tierra, vimos este mismo texto en “Cálculos justificativos”:

“La red de tierras de la instalación conectada a la generación será independiente de cualquier otra red de tierras. Se considerará que las redes de tierra son independientes cuando el paso de la corriente máxima de defecto por una de ellas, no provoca en las otras diferencias de tensión, respecto a la tierra de referencia, superiores a 50 V.

En las instalaciones de este tipo se realizará la puesta a tierra del neutro del generador y de las masas de la instalación conforme a uno de los sistemas recogidos en la ITCBT 08.

Cuando el generador no tenga el neutro accesible, se podrá poner a tierra el sistema mediante un transformador trifásico en estrella, utilizable para otras funciones auxiliares.

En el caso de que trabajen varios generadores en paralelo, se deberá conectar a tierra, en un solo punto, la unión de los neutros de los generadores.”

En otro punto nos indica una norma concreta referida a aerogeneradores:

“La puesta a tierra de protección de la torre y del equipo en ella montado contra descargas atmosféricas será independiente del resto de las tierras de la instalación.”

En el caso de una casa aislada no son necesarios estos trámites en concreto pero si lo serán los explicados anteriormente si buscamos que nos incentiven la instalación.

“Para la puesta en marcha de las instalaciones generadoras asistidas o interconectadas, además de los trámites y gestiones que corresponda realizar, de acuerdo con la legislación vigente ante los Organismos Competentes se deberá presentar el oportuno proyecto a la empresa distribuidora de energía eléctrica de aquellas partes que afecten a las condiciones de acoplamiento y seguridad del suministro eléctrico. Esta podrá verificar, antes de realizar la puesta en servicio, que las instalaciones de interconexión y demás elementos que afecten a la regularidad del suministro están realizadas de acuerdo con los reglamentos en vigor. En caso de desacuerdo se comunicará a los órganos competentes de la Administración, para su resolución.

Este trámite ante la empresa distribuidora de energía eléctrica, no será preciso en las instalaciones generadoras aisladas.”

2. ANEXOS.

2.1. Cálculos justificativos.

2.1.1. Estudio de la demanda energética diaria y de la máxima potencia necesaria.

Para diseñar una instalación híbrida eólica-fotovoltaica autónoma para el suministro eléctrico de una vivienda aislada de la red eléctrica necesitaremos conocer los consumos de la misma. El equipamiento eléctrico de consumo de la vivienda va a requerir una línea de consumo en corriente continua para iluminación, así como una línea de consumo en corriente alterna para electrodomésticos.

Por lo tanto, la línea de corriente continua (DC) se dividirá antes de alcanzar la batería en dos líneas:

- Una que alimentará la iluminación.
- Otra que será transformada en alterna para las cargas en corriente alterna (AC).

La eficiencia media del inversor para este consumo es 0,95, utilizaremos este dato para la estimación de la energía total en continua, que deben suministrar tanto los dos generadores como la batería. Además se va a aplicar a la máxima potencia de consumo de la instalación un factor de simultaneidad del 80%, considerándose este un valor razonable.

Procedemos a desglosar los distintos tipos de consumo en las siguientes tablas:

Iluminación (consumo en continua)

Ubicación	Nº	W	h	Wh
Salón	2	18	5	180
Cocina	1	18	2	36
Baño	1	18	2	36
Dormitorio	2	18	2	72
Habitación	1	18	1	18
Desván	1	18	0,1	1,8
Exterior	2	18	8	288
Total		180		631,8

Electrométricos (consumo en alterna)

Electrodoméstico	Nº	W	h	Wh
Antena	1	4	3	12
Lavadora	1	2300	0,5	375
Frigorífico	1	160	24	408
Televisor	1	35	3	105
Portátil	1	300	1,5	450
Pequeño electrodoméstico	1	200	0,5	100
Bomba	1	370	1	370
Plancha	1	1000	0,5	500
Ventilador	1	60	2	120
Total		4429		2440

A partir de los datos anteriores se obtienen los valores de potencia de consumo en corriente continua y corriente alterna:

$$P_{\text{consumo,DC}} = 10 \cdot 18 = 180 \text{ W}_{\text{DC}}$$

$$P_{\text{consumo,AC}} = 4 + 2300 + 160 + 35 + 300 + 200 + 370 + 1000 + 60 = 4429 \text{ W}_{\text{AC}}$$

El valor máximo de potencia en corriente continua, que la instalación va a requerir si todos los equipos de consumo se encontrasen conectados resulta:

$$P_{\text{máxima,DC}} = P_{\text{consumo,DC}} + (P_{\text{consumo,AC}}/\eta_{\text{inv}}) = 180 + (4429/0,95) = 4842,1 \text{ W}_{\text{DC}}$$

Aplicando el coeficiente de simultaneidad se obtiene:

$$P_{\text{máxima,DC}} = 0,80 \cdot 4842,1 \text{ W}_{\text{DC}} = 3873,6 \text{ W}_{\text{DC}}$$

Por último, a partir de los valores de consumo energético diario para cada clase de equipamiento se obtiene la demanda total energética diaria:

$$L_{\text{dm}} (\text{Wh/día}) = 2440/0,9 + 631,8 = 3342,9 \text{ Wh/día}$$

2.1.2. Estudio del recurso eólico.

La instalación que se va a proyectar se encuentra localizada en el entorno de la localidad de Conil de la Frontera (Cádiz), situada a 36° 19' N de latitud, y 6° 8' O de longitud, y con una altitud de 26 msnm. De la base de datos Photovoltaic Geographical

Information System (PV-GIS) de la Comisión Europea, se obtienen los valores mensuales de radiación solar diaria para diferentes ángulos, que se muestran en la tabla que figura a continuación.

Irradiación diaria con inclinación (Wh/m²)

Mes	0°	15°	25°	40°	90°	Ángulo óptimo	Inclinación óptima(°)
Ene	2546	3357	3805	4297	4044	4064	61
Feb	3163	3825	4165	4487	3729	4345	52
Mar	4579	5176	5434	5577	3879	5538	40
Abr	5371	5643	5675	5490	2970	5627	23
May	6714	6739	6582	6077	2528	6388	11
Jun	7246	7106	6839	6162	2200	6565	1
Jul	7074	7015	6795	6192	2374	6556	6
Ago	6487	6710	6672	6331	3016	6558	18
Sep	5161	5694	5890	5918	3740	5944	34
Oct	3908	4651	5019	5339	4203	5205	48
Nov	2528	3188	3544	3917	3516	3744	57
Dic	2143	2834	3220	3649	3498	3444	62
Año	4753	5170	5311	5292	3307	5335	32

Se seleccionará como valor de radiación solar diaria el valor máximo obtenido de entre los valores mínimos correspondientes a cada inclinación. Dicho valor va a obtenerse para el mes de diciembre, en los meses de otoño e invierno se capta más irradiación con 40 grados (como se puede ver en la tabla comparativa) pero siendo un sistema híbrido debe primar la optimización de la fuente solar en todo el año. El programa marca el ángulo óptimo como 32° por lo que el valor de diseño para la radiación solar diaria será de $G_{dm}(32^\circ) = 3444 \text{ Wh/m}^2$, valor este requerido para el dimensionamiento del generador fotovoltaico.

Irradiación diaria con inclinación (Wh/m²)

Mes	32 grados	40 grados
Ene	4064	4297
Feb	4345	4487
Mar	5538	5577
Abr	5627	5490
May	6388	6077
Jun	6565	6162
Jul	6556	6192
Ago	6558	6331

Sep	5944	5918
Oct	5205	5339
Nov	3744	3917
Dic	3444	3649
Año	5335	5292

Por otra parte, es necesario conocer los valores de velocidad del viento en la zona donde se encuentra ubicada la instalación, para la posterior selección del modelo de aerogenerador más adecuado. A partir de las medidas registradas por el Atlas eólico de España del IDAE se puede obtener cual es la distribución de velocidades de viento en un emplazamiento, es decir, el número de horas al año que se va a tener una determinada velocidad de viento. Estos datos se pueden representar en la distribución de Weibull.

Distribución por direcciones a 80 metros.

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	4,63	6,498	2,09	7,211	2,432
NNE	3,12	6,144	1,55	7,060	2,015
NE	1,85	5,737	0,62	6,491	2,407
ENE	1,66	5,460	0,61	6,296	1,932
E	10,53	9,697	16,75	11,207	2,705
ESE	17,51	10,974	44,38	12,840	2,458
SE	3,2	7,367	2,26	8,285	2,340
SSE	2,46	6,375	1,19	7,219	2,234
S	3,83	7,236	3,3	8,356	1,944
SSW	5,02	6,952	3,72	8,134	2,077
SW	5,01	7,136	3,72	8,436	2,348
WSW	6,73	6,313	3,75	7,548	2,223
W	9,72	6,267	4,47	7,415	2,710
WNW	10,95	6,583	5,15	7,495	2,768
NW	7,37	6,736	3,48	7,495	2,738
NNW	6,41	6,713	2,96	7,459	2,803

Parámetros eólicos para distintas alturas

Altura	30m.	60m.	80m.	100m.
Velocidad (m/s)	5,96	7,15	7,69	8,09
Weibull C (m/s)	7,12	8,37	8,88	9,22
Weibull K	2,238	2,229	2,226	2,181

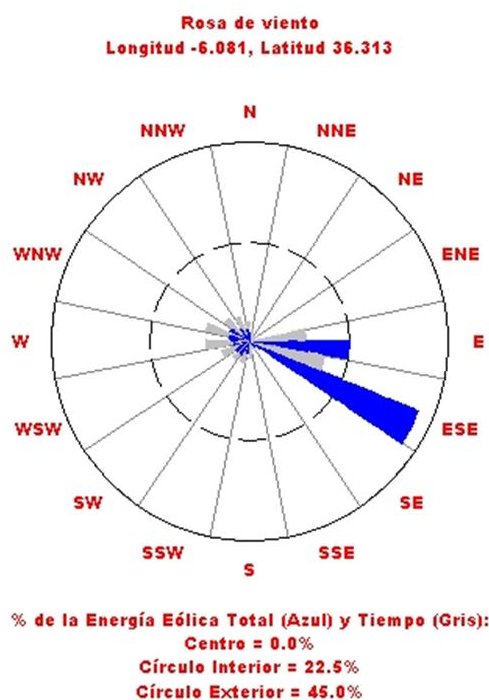
Valores estacionales a 80 metros.

Estaciones	Primavera	Verano	Otoño	Invierno
Velocidad (m/s)	8,35	6,91	7,37	8,1
Weibull C (m/s)	9,59	8,08	8,28	9,11
Weibull K	2,084	2,296	2,478	2,315

Conocer las características de dirección del viento es muy importante para la colocación de los aerogeneradores. La distribución por direcciones nos informa que probabilísticamente la dirección en la que el viento sopla con más frecuencia y con mayor velocidad media es Este-Sureste, representando cuantitativamente la importancia del viento de levante en la zona. La rosa de vientos indica el porcentaje del tiempo en que el viento viene en una determinada dirección así como la velocidad obtenida en cada dirección. No obstante, el parámetro más importante es la velocidad, ya que el aerogenerador es capaz de autodireccionarse según la dirección del viento.

La obtención de la distribución de velocidades del viento en una zona conlleva el desarrollo de un estudio de evaluación del recurso eólico en el que se mida y se registre la velocidad y dirección del viento y otros parámetros meteorológicos a lo largo de al menos 2 años.

A continuación mostramos la rosa de viento para esta este emplazamiento a una altura de 80 metros:



Para dimensionar el aerogenerador necesitamos los datos para la altura a la que estará el aerogenerador, para ello utilizamos la Ley exponencial de Hellmann para la velocidad media y relaciones empíricas desarrolladas por Justus y Milhail para los parámetros c y k de Weibull.

Ley exponencial de Hellmann:

$$\frac{v(y)}{v(y_0)} = \left(\frac{y}{y_0}\right)^\alpha \begin{cases} v(y) = \text{velocidad incognita} \\ v(y_0) = \text{velocidad conocida} \\ \alpha = \text{coeficiente de rugosidad} \end{cases}$$

Relaciones empíricas para k y c de la distribución Weibull:

$$k(y) = k(y_0) \left(\frac{1 - 0,088 \ln\left(\frac{y_0}{10}\right)}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{y}{10}\right)} \right)$$

$$c(y) = c(y_0) \left(\frac{y}{y_0}\right)^\beta \text{ siendo } \beta = \frac{0,37 - 0,088 \ln c(y)}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{y_0}{10}\right)}$$

Estas ecuaciones nos darán una estimación de los valores de velocidad media, velocidad máxima, c y k de Weibull para alturas de 12 y 16 metros, que son las alturas entre la que tenemos que decidir, a partir de los datos de Atlas Eólico de España (IDAE) para 80 metros, Utilizamos los datos a 80 metros ya que la técnica de modelización empleada por el Atlas provoca una tendencia del modelo a sobreestimar los vientos bajos. El coeficiente de rugosidad depende de la orografía de la zona y es otro dato suministrado por la aplicación, en nuestro caso 0,2.

Altura aerogenerador 12 metros.

$$V_{\text{media}} = 7,69 \cdot (12/80)^{0,2} = 5,26 \text{ m/s}$$

$$V_{\text{max.}} = 10,97 \cdot (12/80)^{0,2} = 7,50 \text{ m/s}$$

$$\text{Weibull } c = 8,88 \cdot (12/80)^{((0,37 - 0,088 \cdot \ln 8,88)/(1 - 0,088 \cdot \ln(80/10)))} = 5,87 \text{ m/s}$$

$$\text{Weibull } k = 2,22 \cdot ((1 - 0,088 \cdot \ln(80/10))/(1 - 0,088 \cdot \ln(12/10))) = 1,84$$

Altura aerogenerador 16 metros.

$$V_{\text{media}} = 7,69 \cdot (16/80)^{0,2} = 5,57 \text{ m/s}$$

$$V_{\text{max.}} = 10,97 \cdot (16/80)^{0,2} = 7,95 \text{ m/s}$$

$$\text{Weibull } c = 8,88 \cdot (16/80)^{\left(\frac{0,37 - 0,088 \cdot \ln 8,88}{1 - 0,088 \cdot \ln(80/10)}\right)} = 6,25 \text{ m/s}$$

$$\text{Weibull } k = 2,22 \cdot \frac{(1 - 0,088 \cdot \ln(80/10))}{(1 - 0,088 \cdot \ln(16/10))} = 1,89$$

La variación no justifica el incremento de precio, ni las molestias logísticas, **el aerogenerador estará una altura de 12 metros.**

2.1.3. Cálculo de la potencia nominal del aerogenerador.

A continuación, se va a determinar la potencia nominal del aerogenerador que, como se ha indicado en el capítulo anterior, deberá abordar el 50% de la demanda energética diaria. Hacemos una estimación de horas utilizando la distribución de Weibull que nos da la densidad de probabilidad de cada velocidad de viento. Utilizamos los valores calculados anteriormente de k y c de Weibull para calcular la probabilidad de cada velocidad del viento en la zona.

Multiplicamos estas probabilidades por el número de horas en un año, obteniendo el número de horas al año para cada velocidad de viento.

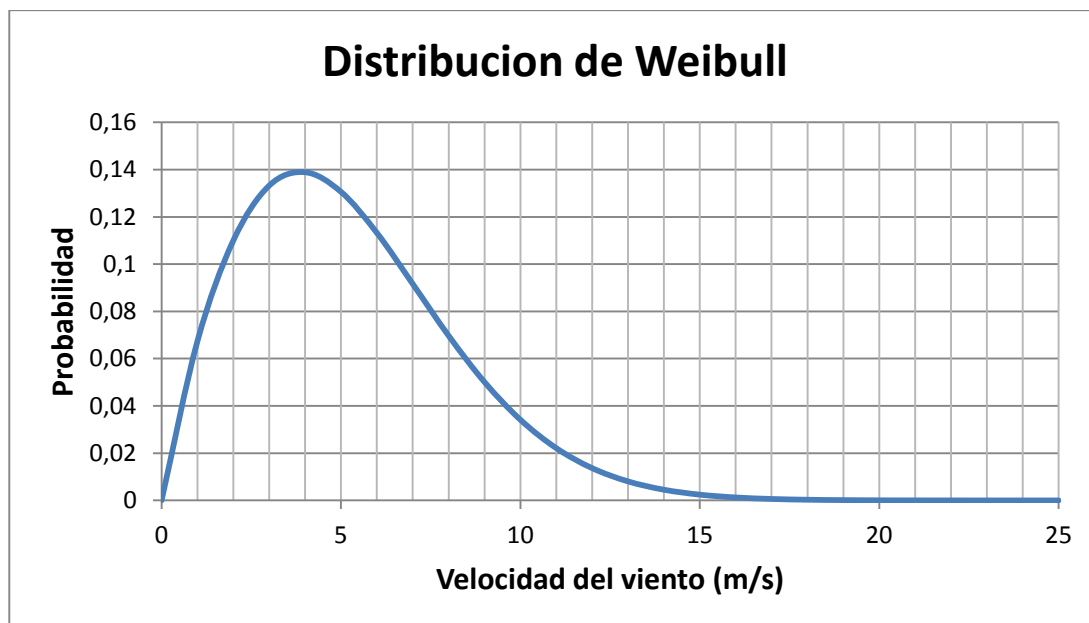


Ilustración 54 Distribución de Weibull

La selección final de un modelo determinado de aerogenerador debe realizarse teniendo en cuenta la curva de potencia del aerogenerador, que relaciona la potencia que este es capaz de suministrar para cada velocidad de viento. Se deberá seleccionar un aerogenerador tal que sea capaz de proporcionar la cantidad de energía que requiere la instalación. Realizamos los cálculos para los aerogeneradores: Bornay 1500 W, Bornay 600W y Solener 1000 W, no lo realizo con los Enair porque son demasiado grandes. EH elegido estas marcas por ser españolas y se calidad contrastada, Windeco actualmente no ofrece suficiente información en red. Como veremos, el modelo de aerogenerador

seleccionado es el **INCLIN 600 de la compañía Bornay**, por ello mostraremos el proceso de cálculo únicamente para éste modelo para no ser reiterativos.

La curva de potencia del Inclin 600 de Bornay se muestra en la siguiente gráfica:

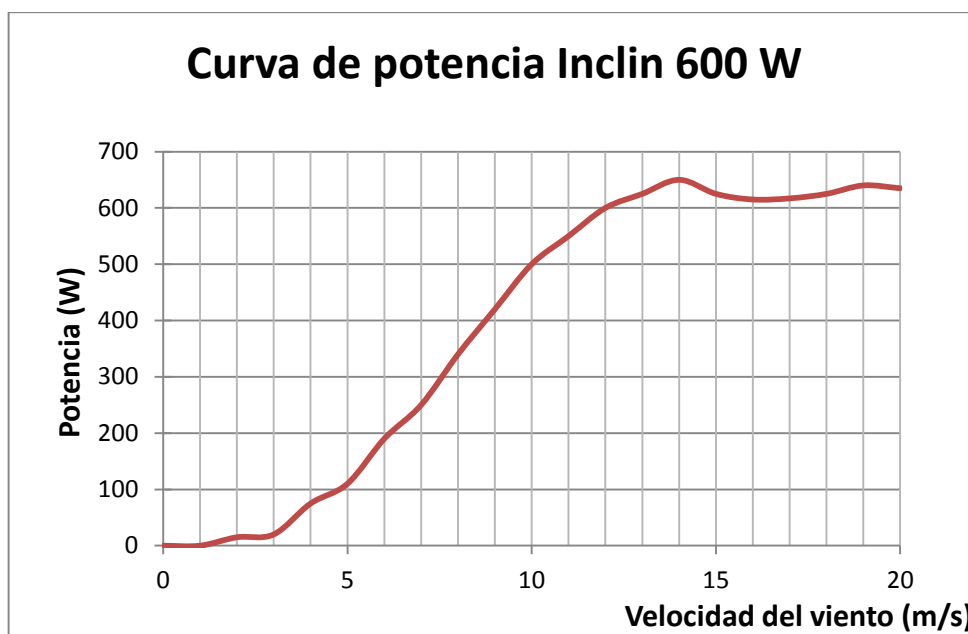


Ilustración 55 Curva de potencia del aerogenerador Bornay Inclin 660

El aerogenerador eólico seleccionado es el Inclin 600 de Bornay, siendo sus principales características:

- N° de hélices = 2
- Diámetro = 2m
- Freno automático = 13 m/s
- Voltaje = 48 V
- Arranque = 3,5 m/s
- Potencia nominal = 600 W

Una vez obtenida la función de probabilidad junto a la curva de potencia del aerogenerador se obtiene la potencia que entregará el aerogenerador, realizando los siguientes cálculos:

$$Producción (Wh) = (P_{\text{INCLIN 600}}) \cdot (DW) \cdot 8760 \text{ Horas/año}$$

Siendo:

- Producción es la energía eléctrica producida por el aerogenerador (Wh)
- P.INCLIN600 es la potencia del aerogenerador (W)

- DW es la distribución de Weibull
- horas/año es la distribución anual de horas para las distintas velocidades según la distribución de Weibull = DW · 8760 h/año

Se elabora una tabla que combina la distribución de Weibull junto con la curva de potencia, ambos parámetros en función de la velocidad del viento, hasta 13 m/s que es la velocidad de frenado automático del aerogenerador. Emparejando los datos sucesivamente para cada rango, y sabiendo que un año tipo tiene 8.760 horas, se obtiene en este caso la siguiente tabla:

Velocidad	DW	Horas/año	P.Inclin600	Producción(Wh)
0	0	0	0	0
1	0,067423	590,625439	0	0
2	0,1099977	963,579871	15	14453,6981
3	0,13324696	1167,2434	20	23344,868
4	0,13888718	1216,65171	75	91248,878
5	0,13060623	1144,11059	110	125852,165
6	0,11324091	991,990405	190	188478,177
7	0,09162134	802,602913	250	200650,728
8	0,06969192	610,501245	340	207570,423
9	0,05008895	438,779164	420	184287,249
10	0,03413772	299,046397	500	149523,199
11	0,02212218	193,790293	550	106584,661
12	0,01365932	119,655663	600	71793,398
13	0,0080494	70,5127786	625	44070,4866
			Sumatorio	1407857,93

Queremos obtener la producción al día por lo que dividimos entre 365:

$$\text{Wh/día} = 1407857,93 / 365 = 3857,14502 = 3,85 \text{ kWh/día}$$

De esta producción estimada habrá que tomar un 5% de margen para el cumplimiento con la curva de potencia.

Se deduce además un 15% como margen de seguridad para tener en cuenta la fluctuación anual del viento.

En el caso de obtener datos de velocidad del viento en otro sitio que no es el emplazamiento del aerogenerador, se debe tomar en cuenta la rugosidad del terreno y los obstáculos, para lo que añadiremos un margen de seguridad extra del 25%.

$$3,85 \text{ kWh/día} \times (1 - 0,05) \cdot (1 - 0,15) \cdot (1 - 0,25) = 2,33 \text{ kWh/día}$$

El aerogenerador está diseñado para cargo del 50% del consumo, es decir, 1,65 kWh/día, pero teniendo en cuenta la potencia consumida por los aparatos y la variabilidad del recurso eólico sobredimensionar el aerogenerador resulta imprescindible para asegurar el suministro incluso en días nublados y con viento débil. Además el cálculo para el modelo superior, el Inclin 1500 nos da un valor de 6,73 kWh/día, claramente excesivo. En el caso del Solener 1kW la producción sería de 3,32kWh/día, siendo excesiva podría servirnos si el precio del dispositivo no fuera tan desproporcionado, 4.150 euros sin regulador, en comparación con los 3.250 del Bornay Inclin 600 incluyendo regulador.

Soporte.

La torre soporte utilizada, tipo P-400 como recomienda Bornay, tendrá una altura 12 m y un esfuerzo nominal de 408 daN (4,08 kN), como indica la tabla siguiente proporcionada por el fabricante.

Tipo de apoyo	Altura total (m)	Características mecánicas		Dimensiones		Peso total (kg)
		Esfuerzo nominal	Esfuerzo útil en punta con viento CS 1,5	Cabeza (mm)	Base (mm)	
P-400	12	408	408	320	620	226
	14				687	271
	16				754	334
	18				821	387
	20				888	446

Ilustración 56 Cuadro de la torre P-400 para aerogenerador.

La torre soporte requiere de cimentación, en el manual del fabricante indica como debe ser dicha cimentación dependiendo de la altura de la torre y del tipo de terreno.

Consideraremos el terreno flojo al ser arcilloso, por lo que **h= 1,6** y **a= 0,8**.

2.1.4. Estudio del recurso solar fotovoltaico.

La instalación que se va a proyectar se encuentra localizada en el entorno de la localidad de Conil de la Frontera (Cádiz), situada a 36° 19' N de latitud, y 6° 8 O de longitud, y con una altitud de 26 msnm. De la base de datos Photovoltaic Geographical Information System (PV-GIS) de la Comisión Europea, se obtienen los valores mensuales de radiación solar diaria para diferentes ángulos, que se muestran en la tabla que figura a continuación.

Irradiación diaria con inclinación (Wh/m²)

Mes	0°	15°	25°	40°	90°	Ángulo óptimo	Inclinación óptima(°)
Ene	2546	3357	3805	4297	4044	4064	61
Feb	3163	3825	4165	4487	3729	4345	52
Mar	4579	5176	5434	5577	3879	5538	40
Abr	5371	5643	5675	5490	2970	5627	23
May	6714	6739	6582	6077	2528	6388	11
Jun	7246	7106	6839	6162	2200	6565	1
Jul	7074	7015	6795	6192	2374	6556	6
Ago	6487	6710	6672	6331	3016	6558	18
Sep	5161	5694	5890	5918	3740	5944	34
Oct	3908	4651	5019	5339	4203	5205	48
Nov	2528	3188	3544	3917	3516	3744	57
Dic	2143	2834	3220	3649	3498	3444	62
Año	4753	5170	5311	5292	3307	5335	32

Se seleccionará como valor de radiación solar diaria el valor máximo obtenido de entre los valores mínimos correspondientes a cada inclinación. Dicho valor va a obtenerse para el mes de diciembre, en los meses de otoño e invierno se capta más irradiación con 40 grados (como se puede ver en la tabla comparativa) pero siendo un sistema híbrido debe primar la optimización de la fuente solar en todo el año. El programa marca el ángulo óptimo como 32° por lo que el valor de diseño para la radiación solar diaria será de $G_{dm}(32^\circ) = 3444 \text{ Wh/m}^2$, valor este requerido para el dimensionamiento del generador fotovoltaico.

Irradiación diaria con inclinación (Wh/m²)

Mes	32 grados	40 grados
Ene	4064	4297
Feb	4345	4487
Mar	5538	5577
Abr	5627	5490
May	6388	6077
Jun	6565	6162
Jul	6556	6192
Ago	6558	6331
Sep	5944	5918
Oct	5205	5339
Nov	3744	3917
Dic	3444	3649
Año	5335	5292

2.1.5. Cálculo de la potencia nominal y configuración del generador fotovoltaico.

Conociendo la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos, el valor de radiación solar diaria en el mes de diseño, y la demanda energética diaria, se va a estimar la energía del generador fotovoltaico, así como la configuración de paneles que debe adoptarse. Teniendo en cuenta que nuestro sistema debe alimentar aparatos con un consumo razonablemente alto (frigorífico, lavadora, plancha) optaremos por sobredimensionar sendos generadores (fotovoltaico y aerogenerador). Cada uno está diseñado de ellos hará frente al 50% de la demanda energética diaria trabajando en paralelo, aunque buscaremos sobredimensionarlo suficientemente para evitar falta de energía en caso de falta momentánea de alguno de los recursos, para ello escogemos un número de días de autonomía para un sistema crítico, que nos dé cierta flexibilidad a la instalación.

La energía máxima diaria la calcularemos a partir del consumo calculado anteriormente, teniendo en cuenta la tensión del banco de baterías que será la misma que la tensión del banco de baterías, que es la tensión nominal del sistema, 48 V. Para ello utilizaremos las siguientes expresiones:

$$E'_{inst.max.} (Ah/día) = \frac{L'_{dm}}{V_{nom}}$$

Siendo:

- $E'_{inst.max.}$ es la energía máxima de la instalación dividida entre 2 en Ah/ día.
- L'_{dm} es la mitad de la demanda eléctrica diaria L_{dm} , ya que cada generador se ocupa de la mitad de la demanda, en Wh/día.
- V_{nom} , Tensión nominal de la instalación en V.

Este valor de consumo debemos aumentarlo para tener un margen de seguridad o factor de seguridad, la instalación debe estar sobredimensionada para que aparte de suministrar la energía necesaria pueda recargar la batería. Tomaremos un factor de seguridad del 25%, lo cual teniendo en cuenta que el número de paneles lo escogeremos tomando el valor mayor, y que, como veremos a continuación, vamos a tener en cuenta pérdidas.

Realizamos el cálculo:

$$E'_{inst.max.} = (3315,1 \cdot 0,5 \cdot 1,25) / 48 = 43,16 \text{ Ah/día}$$

Una vez calculado la corriente máxima diaria de la instalación, ahora debemos calcular el consumo máximo teniendo en cuenta las pérdidas totales (K_T), como se puede ver en la ecuación:

$$K_T = [1 - (K_B + K_C + K_R + K_X)] \cdot [1 - \frac{(K_A \cdot D_{aut})}{P_d}]$$

Siendo:

- K_A : pérdidas por autodescarga diaria de la batería, dada a 20°C. Esta pérdida suele venir en las características de la batería, por defecto tomamos 0,3%.
- K_B : pérdidas debido el rendimiento de la batería que, suele asignarle un valor del 5 %.
- K_C : pérdidas debido al rendimiento del inversor. Los valores suelen varias desde el 20% y el 5%. Tomamos el 5% en nuestro caso.
- K_R : pérdidas debido al rendimiento del regulador empleado. Depende de la tecnología empleada, pero se le suele asignar un 10% de pérdidas.
- K_X : otras perdidas no contempladas, por defecto se toma un valor del 10%.
- N_{aut} : días de autonomía.
- P_d : profundidad de descarga de la batería, viene dada por el fabricante, las baterías actuales suelen tener un 80%.

$$K_T = [1-(0,05+0,05+0,1+0,1)] \cdot [1-(0,03 \cdot 5)/0,8] = 0,75$$

La energía máxima consumida será:

$$E'_{max}(Ah/día) = \frac{E'_{inst.max.}}{K_T}$$

Calculamos:

$$E'_{max} = 43,16/0,75 = 57,07 \text{ Ah/día}$$

Para poder estimar los valores operativos del generador fotovoltaico es necesario seleccionar previamente un adecuado modelo de módulo fotovoltaico. Para la instalación dimensionada en el presente proyecto, se escogerán un número determinado de paneles, este número es una muestra de los paneles en el mercado, en esta memoria destacaremos una selección de ellos porque en caso contrario mostrar el proceso de selección resultaría muy farragoso.

La expresión que permite estimar la energía que produce el generador en un día viene dada por:

$$E_{panel}(Ah/día) = I_{panel} \cdot \frac{G_{dm}(32^\circ)}{G_{CEM}} \cdot \eta_{panel}$$

Siendo:

- E_{panel} es la potencia nominal del generador fotovoltaico, expresada en Ah/día.
- G_{dm} es la radiación solar diaria en el mes de Diciembre, para una inclinación óptima de panel de 32°, $G_{dm} = 3444 \text{ W} \cdot \text{h}/\text{m}^2$. Este valor dividido entre el G_{dm} se le denomina , horas de pico solar (HPS)

- G_{CEM} es la irradiancia en condiciones estándar de medida, que tiene un valor de 1000 W/m².
- I_{panel} es la corriente de pico o corriente máxima.
- η_{panel} es el rendimiento del panel, se puede escoger valores típicos entre el 0,85 y el 0,95. Como norma general se escoge un rendimiento general del 90% por lo que se multiplica por 0,9.

Estimada la energía de la instalación máxima necesaria, debe seleccionarse la configuración más adecuada de los paneles. En primer lugar, se calcula el número de paneles en serie que conforman cada rama del generador, mediante la fórmula que figura a continuación, tomando el valor entero superior:

$$N_{serie} = \frac{V_{nom}}{V_{panel}}$$

Siendo:

- V_{nom} es la tensión nominal de trabajo de la instalación. La experiencia muestra que para una instalación de estas características y potencia, se puede operar de forma óptima con un valor de tensión de 48V.
- V_{panel} es la tensión nominal del módulo fotovoltaico, que viene indicada en la hoja de especificaciones técnicas del fabricante. Podemos calculando dividiendo el número de células entre 3.

El siguiente paso consiste en establecer el número de ramas en paralelo que configuran el generador, empleando para ello la expresión, tomamos el valor entero superior:

$$N_{paralelo} = \frac{E_{panel}}{E'_{max}}$$

Siendo:

- E'_{max} es la energía máxima consumida anteriormente estimada, y cuyo valor es de 57,07 Ah/día.
- $N_{paralelo}$ es el número ramas o conjunto de paneles en paralelo.
- E_{panel} es la energía del panel, calculado previamente.

El número de módulos será el producto entre el número de ramas por el número de paneles en serie. Finalmente, a partir de las características del módulo y de la configuración del generador, se estima la energía final del generador fotovoltaico, E_{GFV} , como:

$$E'_{GFV} (Ah/día) = N_{serie} \cdot E_{panel}$$

Factor de forma (FF). Nos da la calidad de la célula.

$$FF = \frac{I_{pico\ modulo} \cdot V_{pico\ modulo}}{I_{sc} \cdot V_{oc}}$$

Realizaremos los cálculos en hoja Excel para distintos módulos, y agruparemos los resultados en tablas, donde añadiremos información de cada módulo que podemos encontrar en las hojas de características y que necesitaremos para tomar la decisión:

	A-300P	SPM190-24	A-200M	A-230P GSE	Sunport60P200
I _{panel} (A)	8,21	5,44	5,38	7,52	6,9
E' _{panel} (Ah/día)	25,44	16,86	16,67	23,30	21,38
Nº paralelo	2,24	3,38	3,42	2,45	2,66
Nº paralelo	3	4	4	3	3
Nº serie	2	2	2	2	2
Nº módulos	6	8	8	6	6
E' _{GFV} (Ah/día)	76,34	71,6	66,70	69,92	64,16
Precio unidad(€)	311	347	388	315	200
Precio final (€)	1866	2776	3104	1504,2	1200
Eficiencia	15,42%	14,65%	15,16%	14,11%	12%
Nº células	72	72	72	60	60
Coef. T ^a Pppm	- 0,43%/°C	- 0,48%/°C	- 0,43%/°C	-0,43%/°C	-0,40%/°C
Coef. T ^a Isc	0,04%/°C	0,07%/°C	0,08%/°C	0,07%/°C	5,50mA/°C
Coef. T ^a Voc	- 0,32%/°C	- 0,34%/°C	-0,32%/°C	- 0,33%/°C	-0,14mV/°C
Factor Forma	0,75	0,76	0,79	0,78	0,73
Dimensiones(mm)	1965x990x40	1580x808x35	1618x810x35	1638x995x40	1669x997x50

Desde un punto de vista económico buscamos el menor número de paneles posibles pero también desde el punto de vista técnico ya que las pérdidas por las conexiones entre paneles serán menores. Intentaremos reducir las pérdidas originadas por las uniones entre células por lo que los paneles con menor número de células tendrán preferencia. Otro factor importante es el factor de forma que nos indica que panel tiene mejores condiciones. Los coeficientes de temperatura son otro factor determinante, ya que la temperatura en el emplazamiento es elevada.

El módulo A-300P supondrá un total de 6 módulos pero tiene 72 células, y la energía suministrada sería excesiva, se busca una instalación sobredimensionada pero sin desperdiciar energía producida y su factor de forma no es de los mayores aunque su eficiencia sí.

Los paneles SPM190-24 y A-200M, además de ser caros requieren de 8 módulos. Por lo que estarían descartados aun siendo su eficiencia elevada.

El panel Sunport60P200 tiene buen precio, coeficientes de temperatura de potencia. 60 células. Se requieren 6 paneles pero su eficiencia es la más baja, sobre todo comparándola con sus dimensiones.

El panel de Atersa A-230P tiene eficiencia notable y mejores condiciones técnicas, con un buen factor de forma, 60 células y siendo 6 el número de paneles necesarios y la mejor relación calidad/precio, los coeficientes de temperatura no se diferencian de manera determinante, su único inconveniente viene dado por sus dimensiones pero al no suponer el espacio un problema fundamental y superando con creces los pros a los contras, ***escogeremos el panel A-230P GSE OPTIMUM de Atersa.***

Parámetros eléctricos.

Tensión pico del sistema fotovoltaico:

$$V_{pico\ generada}(V) = N_{serie} \cdot V_{pico\ modulo}$$

Siendo:

- $V_{pico\ generada}$ es la tensión pico generada por el sistema. (V)
- N_{serie} es el número de paneles en serie.
- $V_{pico\ modulo}$ es la tensión pico del módulo. (V)

Calculamos:

$$V_{pico\ generada} = 2 \cdot 30,51 = 69,12\ V$$

Intensidad pico del sistema fotovoltaico:

$$I_{pico\ generada}(A) = N_{paralelo} \cdot I_{pico\ modulo}$$

Siendo:

- $I_{pico\ generada}$ es la intensidad pico generada por el sistema. (A)
- $N_{paralelo}$ es el número de paneles en paralelo
- $I_{pico\ modulo}$ es la intensidad pico del módulo. (A)

Realizamos el cálculo:

$$I_{pico\ generada} = 3 \cdot 7,56 = 22,68\ A$$

Tensión en circuito abierto del sistema fotovoltaico:

$$V_{circuito\ abierto\ generada}(V) = N_{serie} \cdot V_{circuito\ abierto\ modulo}$$

Siendo:

- $V_{circuito\ abierto\ generada}$ = Tensión en circuito abierto del sistema. (V)
- N_{serie} = Número de paneles en serie.

- $V_{\text{pico módulo}} = \text{Tensión en circuito abierto del módulo. (V)}$

$$V_{\text{circuito abierto generada}} = 2 \cdot 36,83 = 73,66 \text{ V}$$

Intensidad de cortocircuito del sistema fotovoltaico:

$$I_{\text{maxFV}} (A) = N_{\text{paralelo}} \cdot I_{\text{SC}}$$

Siendo:

- $I_{\text{max.FV}}$ es la intensidad de cortocircuito generada por el sistema.(A)
- N_{paralelo} es el número de paneles en paralelo.
- $I_{\text{SC módulo}}$ es la intensidad de cortocircuito del módulo.(A)

Realizamos el cálculo:

$$I_{\text{max FV}} = 3 \cdot 7,96 = 23,88 \text{ A}$$

Influencia de la temperatura y la radiación.

La temperatura afecta de manera importante en el rendimiento de las células fotovoltaicas. En las características técnicas de los paneles nos proporcionan coeficientes respecto a cómo influye la temperatura en sus propiedades. En nuestro caso dichos coeficientes son:

Coeficiente Temperatura P_{PPM} -0,43 %/°C

Coeficiente Temperatura I_{SC} 0,07 %/°C

Coeficiente de Temperatura V_{OC} -0,33 %/°C

Para cuantificar la influencia de la temperatura en las propiedades:

1. **Conocer la temperatura de trabajo:** La temperatura de trabajo se calcula utilizando la expresión:

$$T_c = T_a + \frac{(TONC - 20) \cdot G}{800}$$

Para ello escogemos como Temperatura ambiente (T_a) las temperaturas más desfavorables. El programa PVGIS nos da información sobre la temperatura media en la zona mensualmente:

Mes	T media	Mes	T media
Enero	13,7	Julio	26,6
Febrero	14,6	Agosto	26,9
Marzo	16,9	Septiembre	24,7
Abril	18,4	Octubre	21,7
Mayo	21,0	Noviembre	17,3
Junio	24,7	Diciembre	14,6

Podemos observar que agosto es el mes con mayor temperatura promedio y enero el de menor. El PVGIS también nos proporciona datos sobre la temperatura media a lo largo del día de cada mes. En el caso de Agosto la mayor temperatura es de 29,7°C y se alcanza a las 14 horas. En enero la menor temperatura se alcanza a las 5 horas y es de 9,2°C.

La Temperatura de Operación Nominal de la Célula o TONC es una medida cuantitativa de ese incremento. La TONC es medida en unas condiciones específicas: radiación de 800 W/m², temperatura ambiente de 20°C y velocidad del viento de 1 m/s. Para el panel que nos ocupa la TONC es de 47±2°C.

La irradiancia la obtenemos gracias al PVGIS, para la temperatura de 29,7°C es de 863 W/m² y para la de 9,2°C de 0 W/m², mediante la expresión:

$$T_c = T_a + \frac{(TONC - 20) \cdot G}{800}$$

$$T_c = 29,7 + ((47 - 20) \cdot 863 / 800) = 58,8 \text{ °C}$$

$$T_c = 9,2 + ((47 - 20) \cdot 0 / 800) = 9,2 \text{ °C}$$

2. **Extrapolar el coeficiente de temperatura:** el Coeficiente Temperatura I_{SC} es 0,07 %/ °C, es decir aumenta un 0,07 % cada grado Centígrado, este dato está medido a 25°C, necesitamos extrapolarlo para nuestras temperaturas máxima y mínima.

$$I_{SC}(T_c) = I_{SC}(25^\circ\text{C}) + (T_c - 25) \cdot \frac{\alpha \cdot I_{SC}(25^\circ\text{C})}{100}$$

$$I_{SC}(58,8^\circ\text{C}) = 7,96 + ((58,8 - 25) \cdot (0,07 \cdot 7,96) / 100) = 8,14 \text{ A}$$

$$I_{SC}(9,2^\circ\text{C}) = 7,96 + ((9,2 - 25) \cdot (0,07 \cdot 7,96) / 100) = 7,87 \text{ A}$$

La variación de I_{SC} debida al incremento de temperatura supone un 2,26% por lo que es despreciable, ya que no influiría de forma determinante en el diseño del regulador solar que está suficientemente sobredimensionado.

Para la propiedad de los módulos V_{OC} procederemos de manera similar. V_{OC} está medida a 25°C, por lo que conociendo la variación de tensión en función de la temperatura estimamos la V_{OC} a 9,2°C y a 58,8°C, que son las temperaturas mínima y máxima, respectivamente:

$$V_{OC}(58,8^{\circ}\text{C}) = 36,82 - ((58,8 - 25) \cdot (0,33 \cdot 36,82) / 100) = 32,71 \text{ V}$$

$$V_{OC}(9,2^{\circ}\text{C}) = 36,82 - ((9,2 - 25) \cdot (0,33 \cdot 36,82) / 100) = 38,73 \text{ V}$$

Un aumento del 11%, siendo el voltaje a circuito abierto del generador 73,66 V, es igual a 8,1 V lo cual no influye en el regulador ya que es del tipo MPPT, y se adaptará a la tensión que requiere la batería en cada momento.

En el caso del valor de potencia, éste será menor cuando se alcance la temperatura máxima, el cálculo es el mismo pero solo tenemos en cuenta la temperatura máxima:

$$P(58,8^{\circ}\text{C}) = 230 - ((58,8 - 25) \cdot (0,43 \cdot 230) / 100) = 196,57 \text{ Wp}$$

Supone un 14 % de pérdida de potencia pico, esta es una cantidad notable pero tanto el generador fotovoltaico como el aerogenerador y las baterías están suficientemente sobredimensionados para que estas pérdidas no pongan en riesgo el abastecimiento. Solamente el diseño del generador fotovoltaico supone un sobredimensionamiento del 21% respecto al teórico que, a su vez tenía en cuenta las diversas pérdidas y el factor de seguridad.

Disposición de los módulos.

Para este tipo de instalación aislada de la red eléctrica es más conveniente utilizar una estructura de soporte fija en lugar de los llamados sistemas de seguimiento solar empleados en instalaciones en conexión a red por su elevado precio. Dicha estructura de soporte, deberá fijarse a la inclinación óptima de 32° (como se indica en la base de datos PV-GIS de la Comisión Europea) y orientada hacia el Sur, para garantizar así la máxima generación fotovoltaica posible para las condiciones de irradiación en la zona,

La distancia entre paneles viene fijada por la altura solar mínima, que se produce a las doce de la mañana del día 21 de diciembre, la sombra de la esquina superior de una fila de paneles no debe interferir en la fila siguiente, si acaso coincidir con la esquina inferior.

La altura solar mínima a las doce horas solares será como regla nemotécnica:

$$HM = (90^\circ - \textit{latitud}) - 23^\circ$$

Sustituyendo:

$$HM = (90^\circ - 36,2^\circ) - 23^\circ = 30,8^\circ$$

No hay proyección de sombras debidas a elementos externos en nuestro caso

La distancia mínima entre filas (d) será:

$$d(m) = h \cdot (\textit{sen } a) / (\textit{tg } HM)$$

Siendo:

- h = Longitud de del panel [m]
- a = Inclinación del panel [grados]
- HM = Altura mínima del sol al mediodía solar

$$d = 1,965 \text{ m} \cdot (\textit{sen } 32^\circ) / (\textit{tg } 30,8) = 1,74 \text{ m}$$

2.1.6. Estimación de los controladores de carga.

Utilizaremos un controlador de carga para cada generador, debido que el aerogenerador tiene el suyo propio que optimiza la producción. Ambos deben tener una tensión nominal igual a la del sistema, V_{nom} (48 V). Además, deben ser capaces de soportar la máxima corriente de circulación en circunstancias habituales, tanto en la generación como en el consumo. Se suele diseñar con un factor de seguridad del 25% para prever temperaturas elevadas, facilitando así la disipación en los elementos semiconductores como el MOSFET. Así, debe verificarse:

Las intensidades máximas de sendas líneas de generación (eólica y fotovoltaica) se estiman mediante las expresiones siguientes:

$$I_{Reg.FV} \geq 1,25 \cdot I_{m\acute{a}x,GFV} = 1,25 \cdot N_{paralelo} \cdot I_{sc,panel}$$

Sustituyendo en la ecuación anterior:

$$I_{Reg.FV} \geq 1,25 \cdot 3 \cdot 7,96 \text{ A} = 29,85 \text{ A}$$

Por otra parte, se tiene que:

$$I_{Reg,aero} \geq 1,25 \cdot I_{m\acute{a}x,aero} = 1,25 \cdot \frac{P_{m\acute{a}x,aero}}{V_{nom,aero}}$$

Siendo:

- $P_{m\acute{a}x,aero}$ es la máxima potencia suministrada por el aerogenerador cuando la velocidad de viento alcanza el máximo valor para la región donde se encuentra situada la instalación (7,51 m/s). Su valor es de 250 W, tal como se estimó a partir de la curva de potencia.
- $V_{nom,aero}$ es la tensión nominal de trabajo del aerogenerador, cuyo valor es idéntico al valor de tensión nominal del sistema, 48 V.

De este modo, sustituyendo se obtiene que:

$$I_{Reg, aero} \geq I_{m\acute{a}x,aero} = 1,25 \cdot (250/48) = 6,51 \text{ A}$$

Por otra parte, en la línea de consumo, la máxima intensidad circula cuando están en funcionamiento todos los equipos. Debe recordarse que la máxima potencia de consumo en continua con todos los equipos interconectados, ha sido corregida con un coeficiente de simultaneidad del 80%. Como consecuencia, al limitarse la potencia de consumo a un valor inferior, será preciso incluir medios de protección frente a sobrecarga.

La máxima intensidad de consumo en corriente continua se produce en la línea controlador-batería, y se estima mediante la expresión:

$$I_{cons.controlador} (A) \geq 1,25 \cdot \frac{P_{max,C-DC}}{V_{nom}}$$

Siendo:

- $P_{m\acute{a}x,C-DC}$ es la máxima potencia de consumo en corriente continua, que se produce con todos los equipos conectados, y aplicando un coeficiente de simultaneidad de 0,80. Este valor, calculado anteriormente, es de 3873,6 WDC.
- V_{nom} es la tensión nominal de la instalación, 48 V.

Sustituyendo en la expresión, resulta:

$$I_{controlador,C-DC} \geq 1,25 \cdot 3873,6 / 48 = 100,8 \text{ A}$$

Como requerimos de dos reguladores, uno para cada generador, entonces:

$$I_{controlador,C-DC} \geq 100,8/2 = 50,43 \text{ A}$$

Escogemos un regulador tipo MPPT porque la tensión de generador fotovoltaico es mayor que la tensión de la batería (la cual debe ser igual a la que hemos tomado para el sistema, 48V), en este caso al haber dos paneles en serie, cada uno con una tensión de 30,1

V, la tensión será de 60,2 voltios. En el mercado existen muchas marcas, seleccionaremos estas por su calidad y su prevalencia en el mercado:

- Regulador Xantrex XW60 MPPT - 60 Amp 150 Vdc. E..... 658 €
- Regulador Blue-Solar MPPT 150/70 E.....720 €
- Regulador fotovoltaico Midnite Solar Classic lite150..... 677 €
- Regulador MPPT-50C Atersa..... 600 €

Los precios son similares pero el Blue-Solar se eleva sobre los demás por la que la descartamos. El regulador Xantrex soporta 60 Amp por lo que estaría muy justo según los cálculos, su modelo superior (Regulador Xantrex XW80 MPPT) tiene un precio de 1.601 euros, por lo que lo descartaríamos. **Escogeremos el Regulador fotovoltaico midnitesolar classic lite 150**, porque además de cumplir los requisitos técnicos (96 Amp) por sus prestaciones adicionales (híbrido, control a distancia, alta gama) de la que carece el de la marca Atersa.

2.1.7. Estimación de los parámetros funcionales del acumulador electroquímico.

La batería debe dimensionarse para garantizar el suministro eléctrico durante un determinado número de días en ausencia de radiación solar y/o viento. Debe establecerse, por lo tanto, un factor de seguridad del almacenamiento, es decir, un número de días de autonomía. El número de días de autonomía recomendable se sitúa en un amplio rango entre los tres y ocho días, dependiendo del lugar geográfico y del tipo de aplicación. Para la instalación que se está diseñando, se va a adoptar un valor de $N_{AUT} = 5$ días. Tomamos este valor basándonos en que para instalaciones cuya generación de energía solo depende de paneles fotovoltaicos, la recomendación para una instalación doméstica con inviernos muy nublosos según la irradiación es de 5 días, aun teniendo en cuenta que nuestro sistema es mixto, y por tanto obtendremos más energía, tomamos 5 para evitar quedarnos sin energía en las peores condiciones.

Invierno	Instalación doméstica	Instalación crítica
muy nubosos	5	10
variables	4	8
soleados	3	6

Ilustración 57 Días de autonomía según tipo de instalación y meteorología.

En este caso tanto la $E_{inst.max}$ como la E_{max} estará referida a la energía total consumida, no como en caso del dimensionado del generador fotovoltaico, por ello no incluye el símbolo “prima”

$$E_{inst.max} \cdot (Ah/día) = 1,25 \cdot \frac{L_{dm}}{V_{nom}}$$

$$E_{max}(Ah/día) = \frac{E_{inst.max.}}{K_T}$$

La V_{nom} es 48 V, mientras que L_{dm} y K_T se calcularon anteriormente, optamos por un margen del 25%:

$$E_{inst.max.} = 1,25 \cdot (3315,10/48) = 86,33 \text{ Ah/día}$$

$$E_{max} = 86,33/0,75 = 114,15 \text{ Ah/día}$$

Debemos recordar que, para prolongar el tiempo de vida de la batería, ésta sólo debe poder descargarse hasta un cierto nivel, definido como “profundidad máxima de descarga”, $P_{Dmáx}$, que se encarga de fijar el controlador de carga. En este caso, se va a adoptar una máxima profundidad de descarga del 80%. De esta forma, la capacidad nominal de la batería, que debe buscarse en el catálogo de fabricantes es:

$$C_{B,nom} (Ah) = E_{max} \cdot \frac{N_{AUT}}{P_{Dmáx}}$$

Sustituyendo en la expresión anterior:

$$C_{B,nom} = 114,15 \cdot 5/0,80 = 713,48 \text{ Ah}$$

La batería se diseña para abordar la totalidad de la demanda puesto que, en el caso más desfavorable de ausencia de viento y sol, la batería por sí sola debe ser capaz de suministrar toda la energía requerida por los equipos de consumo de la vivienda. También tendremos en cuenta las recomendaciones del fabricante del aerogenerador, aunque sin olvidar que este es un sistema mixto, por lo que tendrán que tener mayor capacidad:

Modelo	Cable Batería	Batería Mínima
Bornay 600 / 12V	16 mm ²	550 Ah C ₁₀₀
Bornay 600 / 24V	16 mm ²	250 Ah C ₁₀₀
Bornay 600 / 48V	10 mm ²	150 Ah C ₁₀₀
Bornay 1500 / 24V	25 mm ²	660 Ah C ₁₀₀
Bornay 1500 / 48V	16 mm ²	350 Ah C ₁₀₀
Bornay 3000 / 24V	35 mm ²	1100 Ah C ₁₀₀
Bornay 3000 / 48V	25 mm ²	600 Ah C ₁₀₀
Bornay 6000 / 48V	50 mm ²	1200 Ah C ₁₀₀

Pasamos a calcular el número de baterías conectadas en serie y en paralelo.

El número de baterías conectadas en serie lo calculamos con la siguiente expresión y tomamos el número entero superior:

$$N_{bat,serie} = \frac{V_{nom}}{V_{vaso}}$$

Siendo:

- V_{nom} es la tensión nominal del banco de baterías, que es la del sistema.
- V_{vaso} es la tensión de vaso acumulador.
- $N_{bat,serie}$ es el número de baterías colocadas en serie.

El número de baterías conectadas en paralelo lo calculamos mediante la siguiente expresión y tomamos el número entero superior:

$$N_{bat,paralelo} = \frac{C_{bateria}}{C_{B,nom}}$$

Siendo:

- $C_{bateria}$ es la capacidad de cada batería (Ah)
- $C_{B,nom}$ es la capacidad nominal del banco de baterías (Ah)

Como hicimos con los módulos solares realizamos en una hoja Excel los cálculos para distintas baterías, según se acerquen a las condiciones técnicas y económicas que necesitamos nos decantaremos por una u otra.

	Exide OPzS 550	Exide OPzS 765	BAE Monobloc PVS 420	Sonnenschein A606/750 Solar
Nº batería paralelo	1,30	0,93	1,70	0,98
Nº batería paralelo	2	1	2	1 111
V_{vaso}	2	2	12	2
Nº batería serie	24	24	4	24
Nº baterías totales	48	24	8	24
Precio unidad (€)	1386	1720	895	2160

Las baterías tipo monoblock como las BAE Secura Block 6V 6 PVS 420, no suelen utilizarse en sistemas fotovoltaicos aislados de las dimensiones dadas ya que su ciclo de descarga no le permite superar un 10% diario y un 50% como máximo, provocando el envejecimiento de los acumuladores.

Las baterías con electrolito en forma de gel como la A603/750 Solar de Sonnenschein, están diseñadas para no tener mantenimiento, en casos donde el sistema de acumulación está localizado en un lugar de difícil acceso, de ahí su elevado precio, ese no sería nuestro caso, por razones económicas queda descartada.

Ente las dos baterías OPzS de Exide , **tomamos la OPzS 765 de Exide** ya que requiere solo conformación en serie. La asociación en paralelo no es recomendable. La degeneración de los vasos de 2 V por el paso del tiempo es heterogénea, disponer baterías en paralelo da lugar a que, tras cierto tiempo, unos vasos sufran más fatiga que otros y se deterioren antes de lo previsto, dañando el sistema de acumulación.

En una instalación mixta o híbrida es de vital importancia usar baterías estacionarias en buen estado, regular los estados de carga suministrando la corriente óptima en función de su estado de carga y evitar sobrecargas prolongadas, impedir descargar diarias profundas, y prestarle atenciones de mantenimiento requeridas por el fabricante. Es, en definitiva, el elemento que controla la eficacia y la duración de la instalación.

2.1.8. Estimación del inversor de corriente.

En primer lugar, cabe señalar que el inversor de corriente debe tener una tensión nominal de igual valor a la fijada para el conjunto del sistema, es decir, 48 V.

El inversor, además, debe poder resistir sin daño la máxima corriente de entrada, en corriente continua. Ésta se obtiene a partir de la potencia en corriente alterna, corregida por el rendimiento medio del inversor y dividida por la tensión nominal en continua. Al igual que se hizo con el regulador de carga, se exige un factor de seguridad del 25%, de modo que puede estimarse la máxima corriente que debe ser capaz de soportar el inversor como:

$$I_{inversor} (A) \geq 1,25 \cdot I_{m\acute{a}x,AC} = 1,25 \cdot \frac{P_{consumo,AC}}{V_{nom} \cdot \eta_{inv}}$$

Siendo:

- $I_{inversor}$ es la intensidad absorbida por la instalación.
- $I_{m\acute{a}x,AC}$ es la intensidad máxima en corriente alterna que requiere la instalación.
- $P_{consumo,AC}$ es la potencia de consumo en corriente alterna
- $\eta_{inversor}$ es la eficiencia del Inversor

Sustituyendo los valores dados o calculados anteriormente, se obtiene:

$$I_{inversor} \geq 1,25 \cdot [(4429/0,95)/48] = 121,4 \text{ A}$$

Con estos datos y teniendo en cuenta las potencias nominal y pico, la intensidad requerida y la eficacia del inversor, **escogeremos el Inversor/Cargador Phoenix MultiPlus 48/5000 de Victron energy.**

Utilizando los datos del inversor seleccionado:

$$I_{inv,Phoenix} \geq 1,25 \cdot [(4500/0,95)/48] = 123,35 \text{ A} \geq 121,4 \text{ A}$$

Sus características principales son:

Inversor

- Tensión nominal = 48 Vdc
- Tensión de salida = 230 Vac
- Frecuencia nominal = 50 Hz
- Potencia = 5 000 W
- Potencia pico = 10000 W
- Eficiencia = 95%
- Potencia salida cont. 40 °C = 4000 W
- Potencia nominal = 4500 W

Cargador

- Voltaje de entrada = 187-265 Vac, 45-65 Hz, factor de potencia 1
- Corriente de carga nominal = 120/ 70 Amp
- Tensión de carga de absorción = 14,4/27,6/55,6 Vcc
- Tensión de carga de flotación = 13,2/27,6 / 55,2 Vcc
- Modo almacenamiento = 13,2/26,4/52,8 Vcc
- Sensor de temperatura de baterías Incluido

2.1.9. Estimación de los parámetros funcionales del conexionado eléctrico.

Las líneas que intervienen en el conexionado eléctrico de los diferentes equipos que conforman la instalación deben ser capaces, en primer lugar, de soportar la máxima corriente operativa y, por otra parte, evitar toda pérdida energética y caída de tensión que, en instalaciones autónomas, provocan problemas operativos severos, llegándose incluso a producir la interrupción del suministro eléctrico.

La caída de tensión está relacionada con las dimensiones del conductor y la máxima intensidad circulante mediante la siguiente expresión:

$$\Delta V = 2 \cdot \frac{L}{S} \cdot I_{m\acute{a}x}$$

Siendo:

- $I_{m\acute{a}x}$ es la intensidad máxima que circula por el conductor.
- L es la longitud del conductor, expresada en metros.
- S es la sección transversal del conductor, expresada en mm².
- ρ es la resistividad del cobre, que posee el valor de 0,01724 Ω mm²/m a la temperatura de 20°C.

Las máximas caídas de tensión recomendadas, vienen dadas por el Instituto de Energía Solar, que dice: “Las secciones de los conductores deben ser tales que las caídas de tensión en ellos sean inferiores al 3% entre el generador fotovoltaico y el regulador de carga, inferiores al 1% entre la batería y el regulador de carga, e inferiores al 5% entre el regulador de carga y las cargas. Todos estos valores corresponden a la condición de máxima corriente.”

El parámetro v_{\max} está expresado en porcentaje respecto a la tensión nominal del sistema:

$$v_{\max} (\%) = \frac{V_{\max}}{V_{\text{nom}}} \cdot 100$$

A partir de las expresiones, anteriormente citadas, para el cálculo de las caídas de tensión, puede obtenerse la ecuación que permite estimar la mínima sección transversal de conductor requerida para soportar la máxima corriente y cumpliéndose los requisitos de caída de tensión máxima permisible. Dicha expresión es la siguiente:

$$S_{\min} = 2 \cdot \rho \cdot L \cdot I_{\max} \cdot \frac{100}{v_{\max} \cdot V_{\text{nom}}}$$

Por lo tanto, para estimar la sección de conductor de cada línea, deben quedar definidas previamente las pérdidas máximas admisibles, la máxima corriente circulante y la longitud de cada línea.

Modulo Fotovoltaico-Regulador solar

- $I_{\max} = 1,25 \cdot 3 \cdot 7,96 = 29,85 \text{ A}$
- $L = 20 \text{ m}$
- $V_{\text{nom}} = 48 \text{ V}$
- $v_{\max} = 3 \%$

$$S_{\min} = 2 \cdot 0,01724 \cdot 20 \cdot 29,85 \cdot [100 / (3 \cdot 48)] = 14,3 \text{ mm}^2$$

En el manual de los módulos podemos leer: “La sección del cable está en función del tipo de prensaestopas. Para nuestro caso en particular está entre 4,5mm y 10mm de diámetro. Colocar el terminal ya engastado junto con el cable, este no deberá superar nunca el diámetro máximo admisible por el prensaestopas de 10mm”

Utilizaremos un cable de sección 16 mm².

Aerogenerador- Regulador eólico.

- $I_{\max} = 1,25 \cdot 6,51 = 8,13 \text{ A}$
- $L = 60 \text{ m}$
- $V_{\text{nom}} = 48 \text{ V}$

- $U_{\max} = 3 \%$

$$S_{\min} = 2 \cdot 0,01724 \cdot 60 \cdot 8,13 \cdot [100 / (3 \cdot 48)] = 3,9 \text{ mm}^2$$

El fabricante del aerogenerador recomienda una sección de cable mínima según el aerogenerador de 10 mm².

Modelo	Iac x fase (A)	0-20 mts	20-40 mts	40-60 mts	60-80 mts	80-100 mts
Bornay 600 / 12v	17	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²	35 mm ²	50 mm ²
Bornay 600 / 24v	8.8	6 mm ²	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²	35 mm ²
Bornay 600 / 48v	4.5	4 mm ²	6 mm ²	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²
Bornay 1500 / 24v	22	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²	25 mm ²	35 mm ²
Bornay 1500 / 48v	11	6 mm ²	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²	35 mm ²
Bornay 3000 / 24v	42	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²	35 mm ²	50 mm ²
Bornay 3000 / 48v	21	4 mm ²	6 mm ²	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²
Bornay 6000 / 48v	42	6 mm ²	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²	35 mm ²

Ilustración 58 Sección de cable según tipo de aerogenerador longitud.

Utilizaremos un cable de sección 10 mm².

Regulador - Batería.

- $I_{\max} = 1,25 \cdot 3 \cdot 7,96 = 29,85 \text{ A}$
- $L = 4 \text{ m}$
- $V_{\text{nom}} = 48 \text{ V}$
- $U_{\max} = 1 \%$

$$S_{\min} = 2 \cdot 0,01724 \cdot 5 \cdot 29,85 \cdot [100 / (1 \cdot 48)] = 8,56 \text{ mm}^2$$

La recomendación del fabricante del regulador eólico para este modelo es de 10 mm².

Modelo	Cable Batería	Batería Mínima
Bornay 600 / 12V	16 mm ²	550 Ah C ₁₀₀
Bornay 600 / 24V	16 mm ²	250 Ah C ₁₀₀
Bornay 600 / 48V	10 mm ²	150 Ah C ₁₀₀
Bornay 1500 / 24V	25 mm ²	660 Ah C ₁₀₀
Bornay 1500 / 48V	16 mm ²	350 Ah C ₁₀₀
Bornay 3000 / 24V	35 mm ²	1100 Ah C ₁₀₀
Bornay 3000 / 48V	25 mm ²	600 Ah C ₁₀₀
Bornay 6000 / 48V	50 mm ²	1200 Ah C ₁₀₀

Ilustración 59 Cable de batería y batería mínima según modelo de aerogenerador

El fabricante del regulador solar dice “La terminal del Classic acepta cable desde #14 hasta #4 AWG.”

Sección mm ²	4	6	10	16	25	35	50
Sección AWG	11	9	7	5	3	1	0
Diámetro (mm)	2.26	2.76	3.57	4.51	5.64	6.68	7.98
Diámetro (in)	0.088	0.108	0.141	0.178	0.222	0.263	0.314

Ilustración 60 Secciones de cable en distintas unidades.

Utilizaremos una sección de cable de 10 mm².

Batería-Inversor.

- $I_{\max} = 1,25 \cdot 121,4 = 151,75 \text{ A}$
- $L = 4 \text{ m}$
- $V_{\text{nom}} = 48 \text{ V}$
- $v_{\max} = 3 \%$

$$S_{\min} = 2 \cdot 0,01724 \cdot 4 \cdot 151,75 \cdot [100 / (3 \cdot 48)] = 14,5 \text{ mm}^2$$

El fabricante del inversor recomienda según el modelo y la longitud de cable.

	24/5000	48/5000
Capacidad de batería recomendada (Ah)	400–1400	200–800
Fusible CC recomendado	400 A	200 A
Sección recomendada (mm ²) para terminales + y -		
0 – 5 m*	2x 50 mm ²	1x 70 mm ²
5 -10 m*	2x 90 mm ²	2x 70 mm ²

* '2x' significa dos cables positivos y dos negativos.

Ilustración 61 Sección de cable según modelo de inversor.

Utilizaremos dos cables de 70 mm².

Línea DC de consumo en corriente continua.

- $I_{\text{consumoDC}} = P_{\text{consumoDC}} / V_{\text{nom}} = 631,8 / 48 = 13,16 \text{ A}$
- $I_{\text{máx}} = 1,25 \cdot 13,16 = 16,45 \text{ A}$
- $L = 15 \text{ m}$
- $V_{\text{nom}} = 48 \text{ V}$
- $V_{\text{max}} = 5 \%$

$$S_{\text{min}} = 2 \cdot 0,01724 \cdot 20 \cdot 16,45 \cdot [100 / (5 \cdot 48)] = 3,5 \text{ mm}^2$$

Según el fabricante del inversor:

“Utilice un cable de tres hilos con un núcleo flexible y sección de 2,5 o 4 mm²”.

Utilizaremos cable de sección 4 mm².

Conclusiones

El Reglamento Técnico de Baja Tensión, en la ITC-BT-19, indica:

“Las intensidades máximas admisibles, se regirán en su totalidad por lo indicado en la Norma UNE 20.460 -5-523 y su anexo Nacional. En la siguiente tabla se indican las intensidades admisibles para una temperatura ambiente del aire de 40° C y para distintos métodos de instalación, agrupamientos y tipos de cables”. Podemos ver la tabla en el anexo gráfico.

El cable entre el aerogenerador y el regulador entrará dentro de la sección A2, es decir, cables multiconductores empotrados en paredes aislantes, en este caso enterrado. El cable entre los módulos y el regulador solar entrará en la sección E, a saber, cables multiconductores al aire libre. Todos los demás se van a disponer como cables multiconductores entubados que se van a encontrar empotrados o en montaje superficial en la pared, en la tabla sería el tipo B2. Cruzando nuestros datos con los de la tabla, nos quedaría:

Línea	L(m)	I _{max} (A)	V _{max} (%)	S(mm ²)	S _{final} (mm ²)	Material aislante
Aerogenerador	60	8,1	3	3,9	10	3 x PVC
P.Fotovoltaicas	20	29,8	3	14,3	16	2 x XLPE
R.C.-Baterías	4	29,8	1	8,5	10	2 x PVC
Distribucion.DC	15	16,4	5	3,5	4	2 x PVC
Inversor	4	151,7	3	14,5	70	2 x PVC

Tomas de tierra.

En una instalación de vivienda es obligatorio el uso de toma de tierra mediante un electrodo o varios enterrados en el suelo. El elemento de protección es el interruptor diferencial, que protege de posibles derivaciones. La protección la lleva a cabo cortando la corriente. Se elegirá en función de la potencia de la instalación pero su sensibilidad debe ser de 30mA.

El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión obliga a:

“8.2.1 Instalaciones generadoras aisladas conectadas a instalaciones receptoras que son alimentadas de forma exclusiva por dichos grupos.

La red de tierras de la instalación conectada a la generación será independiente de cualquier otra red de tierras. Se considerará que las redes de tierra son independientes cuando el paso de la corriente máxima de defecto por una de ellas, no provoca en las otras diferencias de tensión, respecto a la tierra de referencia, superiores a 50 V.

En las instalaciones de este tipo se realizará la puesta a tierra del neutro del generador y de las masas de la instalación conforme a uno de los sistemas recogidos en la ITCBT 08.

Cuando el generador no tenga el neutro accesible, se podrá poner a tierra el sistema mediante un transformador trifásico en estrella, utilizable para otras funciones auxiliares.

En el caso de que trabajen varios generadores en paralelo, se deberá conectar a tierra, en un solo punto, la unión de los neutros de los generadores.”

Aunque por otra parte nos dice, referido al aerogenerador:

“La puesta a tierra de protección de la torre y del equipo en ella montado contra descargas atmosféricas será independiente del resto de las tierras de la instalación.”

En el manual del aerogenerador leemos: *“Para una mayor seguridad eléctrica es recomendable la instalación de una placa toma-tierra conectada a la base de la torre y situada a unos metros de la base de la misma.”* **Por lo que conectaremos el aerogenerador a tierra mediante un cable con la sección calculada antes 10 mm².**

El fabricante de los módulos fotovoltaicos nos informa sobre la toma de tierra de los mismos debe ser de 4mm²: *“Conectar los módulos y la estructura soporte al mismo punto de toma de tierra con lo que nos aseguraremos que cualquier derivación de corriente hacia cualquiera de los componentes de la instalación no llegue en ningún caso al instalador o al usuario.*

El material del marco del módulo es aluminio. Los cables de tierra deben estar conectados al punto de tierra del marco. La sección del cable de tierra debe ser de 4mm².

*Para conectar a tierra los módulos, debe usar un tornillo de acero inoxidable rosca-plancha de 4,2mm de diámetro y una longitud comprendida entre 4,5 y 16mm. Esto irá unido a un terminal de ojete semiaislado de **4mm²** “*

En el caso del inversor un cable de tres hilos con un núcleo flexible y sección de 2,5 o 4 mm²:

“Este producto es un dispositivo de clase de seguridad I (suministrado con un terminal de puesta a tierra de protección). El cable de salida neutro es conectado al chasis. De esta forma se garantiza un funcionamiento adecuado de un interruptor diferencial que se va a instalar en la salida CA del inversor.

El chasis del equipo debe conectarse a tierra, al bastidor (del vehículo) o a la placa de tierra o casco (de una embarcación). El bloque terminal se encuentra en la placa de circuito impreso. Utilice un cable de tres hilos con un núcleo flexible y sección de 2,5 o 4 mm²”

En el manual del regulador solar MidNite se recomienda un cable de 10 mm²:

“En todas las instalaciones del chasis Classic debe ser conectado a tierra. Para los sistemas con un interruptor de la batería de tamaño menor de 60 amperios 10 AWG (6 mm²) de cobre suele ser suficiente. Para los sistemas con un interruptor de la batería de tamaño de 100 amperios menores 8 AWG (10 mm²) de cobre se requiere. Para la conexión a tierra los requisitos de los conductores de la instalación específica, por favor consulte su código eléctrico local. La terminal de tierra al chasis se encuentra en la esquina superior derecha del compartimiento de conexiones.”

Según el pliego de condiciones:

“Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 V contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.”

De todo esto deducimos que todas las unidades llevarán su correspondiente toma de tierra según lo calculado o según marque el fabricante. Esto nos asegurará convenientemente el aislamiento entre los generadores y la red de corriente continua como así marca el REBT.

2.1.10. Estimación de las protecciones.

El sistema debe estar provisto de protecciones para evitar su deterioro y el funcionamiento óptimo de la instalación, las dividiremos según la parte del circuito en que se sitúen:

- Corriente continua:
 - Contactos directos: apartado 3.1 sobre aislamiento de partes activas del ITC-BT-24.

- Contactos indirectos: apartado 4.2 sobre protección por empleo de equipos de clase II del ITC-BT-24.
 - Corriente alterna (230 V):
 - Contactos directos: apartado 3.1 sobre aislamiento de partes activas del ITC-BT-24.
 - Contactos indirectos: esquemas de la ITC-BT-08.

Los fusibles se encargan de proteger la parte de corriente continua, exactamente son los llamados de fusión lenta. Se conectan fusibles entre los módulos fotovoltaicos y el regulador, entre el aerogenerador y su regulador, entre regulador y acumulador y entre acumulador e inversor

Los valores del fusible se escogen teniendo en cuenta:

- Entre generadores y reguladores: el valor de la corriente en cortocircuito del generador fotovoltaico o la corriente máxima en el caso del generador eólico.
- Entre reguladores y banco de baterías: el de la corriente del regulador o el campo generador.
- Entre regulador y consumo en continua: el valor entre el cociente de la potencia consumida en corriente continua y la tensión nominal del sistema.
- Entre regulador, batería e inversor: el valor entre el cociente de la potencia del inversor en la entrada y la tensión nominal del banco de baterías.

Las ecuaciones dependerán si las cargas son a 230 V de alterna o sólo tensión continua, calculando de esta manera la corriente nominal mínima del fusible:

$$I_{fusible} \geq \frac{P_{DC}}{V_n}$$

$$I_{fusible} \geq \frac{P_{DC,230}}{V_n}$$

Para calcular el valor de la potencia de entrada:

$$P_{DC,230} = \frac{P_{230}}{\eta}$$

Siendo P_{230} la potencia de la instalación en alterna, que se determina como la suma de todas las potencias de todos los equipos por la cantidad de cada uno de ellos, lo que en nuestro caso es igual a $P_{consumo,AC}$.

Si se trata del circuito solo de corriente continua estaríamos refiriéndonos a un término calculado previamente, la $P_{consumo,DC}$.

A continuación estimaremos los valores de los fusibles necesarios:

- *Entre generador fotovoltaico y regulador solar:*

$$I_{fGF-R} = I_{max FV} = 23,8 A$$

Escogeremos fusibles de 25A

- *Entre el generador eólico y su regulador:*

$$I_{fAE-R} = 650/48 = 13,5 A$$

Escogeremos fusibles de 25 A (por simplificar el mantenimiento)

- *Entre regulador solar y batería:*

$$I_{fRS-B} = I_{max FV} = 23,8 A$$

Escogeremos fusibles de 25 A

- *Entre regulador eólico y batería:*

$$I_{fRE-B} = I_{RE} = 15 A$$

Escogeremos fusibles de 25A

- *Entre regulador y consumo en continua*

$$I_{fR-DC} = P_{consumoDC} / V_n = 180/48 = 3,75 A$$

Escogeremos fusibles de 5A

- *Entre batería e inversor:*

$$I_{fB-I} = (P_{consumoAC} / \eta_{inv}) / 48 = (4429/0,95) / 48 = 97,1 A$$

Escogeremos fusibles de 100 A

Para la distribución en continua requerimos un magnetotérmico, para elegirlo necesitamos el valor de la intensidad máxima de la instalación en corriente alterna. La cual es el resultado entre el cociente entre la potencia consumida en alterna y la tensión en que trabajan los equipos.

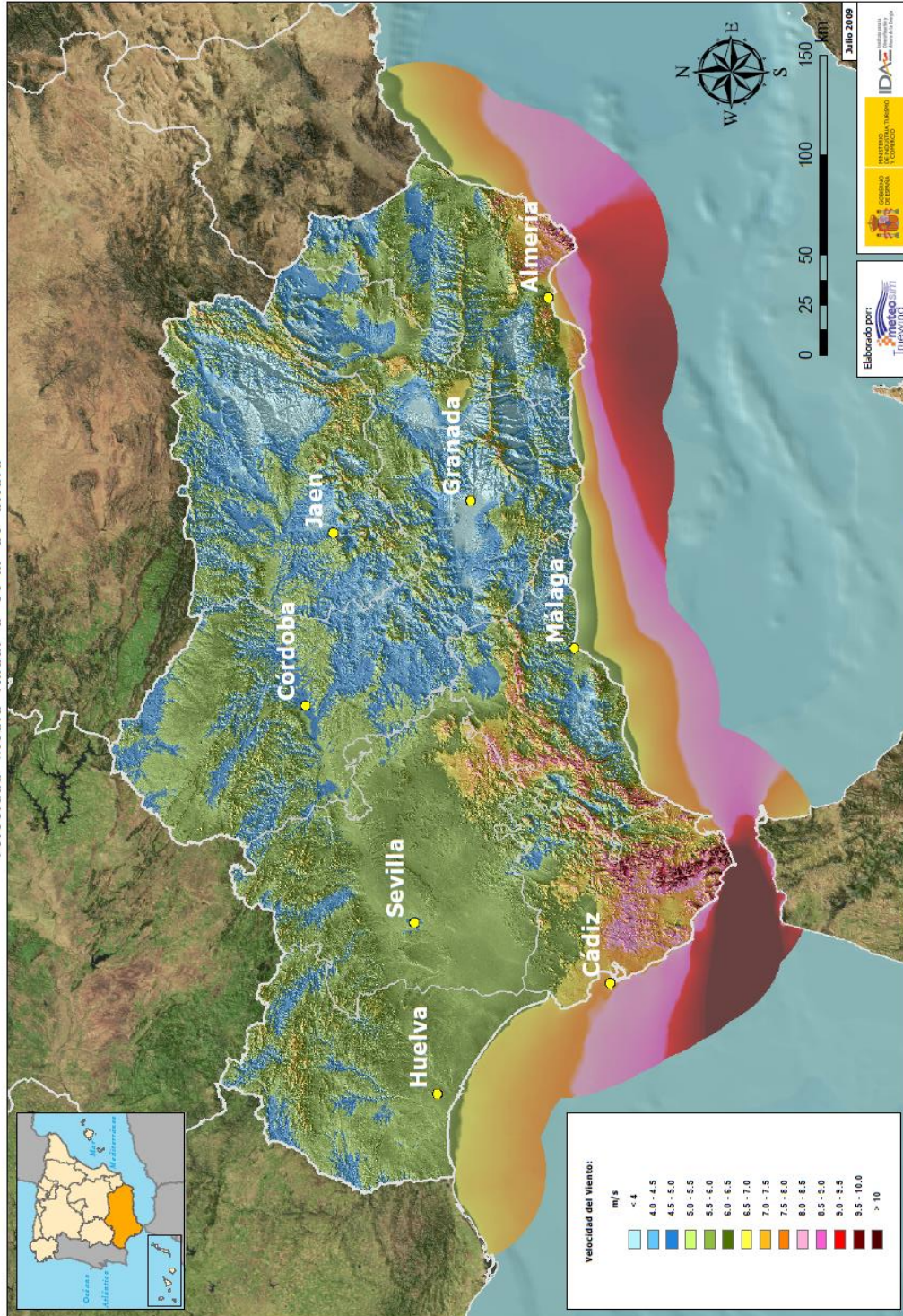
$$I_{230} = 4429/230 = 19,2 A$$

Elegiremos un magnetotérmico de 25 A.

2.2. Anexo gráfico.

2.2.1. Mapa eólico de Andalucía a 80 metros. Fuente: Atlas Eólico de España.

MAPA EÓLICO DE ANDALUCÍA
Velocidad Media Anual a 80 m de altura



2.2.2. Principales características técnicas del aerogenerador Bornay Inclín 600. Fuente: Bornay.

Datos técnicos

ESP

Bornay 600

Especificaciones técnicas

Número de hélices	2
Diámetro	2 mts.
Material	Fibra de vidrio / carbono
Dirección de rotación	Anti-horaria

Especificaciones eléctricas

Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Imanes	Ferrita
Potencia nominal	600 W
Voltaje	12, 24, 48 v.
RPM	@ 1000
Regulador	12v 60 Amp 24v 30 Amp 48v 15 Amp

Velocidad de viento

Para arranque	3,5 m/s
Para potencia nominal	11 m/s
Para frenado automático	13 m/s
Máxima	60 m/s

Especificaciones físicas

Peso aerogenerador	38 Kg
Peso regulador	7 Kgr
Embalaje	500 x 770 x 570 mm. - 55 Kg
Dimensiones - peso	1040 x 270 x 70 mm - 4,7 Kg
Total	0,22 m3 - 59,7 Kgr.
Garantía	3 años

2.2.3. Principales características técnicas del módulo fotovoltaico Atersa A230P.GSE. Fuente: Atersa.

A-xxxP GSE (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas

Potencia Máxima (Pmax)	230 W	240 W	250 W	260 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	30.51 V	30.88 V	31.26 V	31.62 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	7.56 A	7.80 A	8.02 A	8.28 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	36.83 V	37.76 V	38.68 V	39.60 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	7.96 A	8.21 A	8.37 A	8.67 A
Eficiencia del Módulo (%)	14.11	14.73	15.34	15.95
Tolerancia de Potencia (W)			0/+5	
Máxima Serie de Fusibles (A)			15	
Máxima Tensión del Sistema			DC 1000 V (IEC) / DC 600 V (UL)	
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)			46±3	

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% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

Especificaciones mecánicas

Dimensiones	1638x995x40 mm
Peso	18.7 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor)	Cristal templado/grado PV/3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	60 células (6x10)/Policristalina/156 x 156 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (grado de protección)	IP65
Cable (longitud/sección) / Connector	1000 mm./4 mm ² /Compatible MC4

Características de temperatura

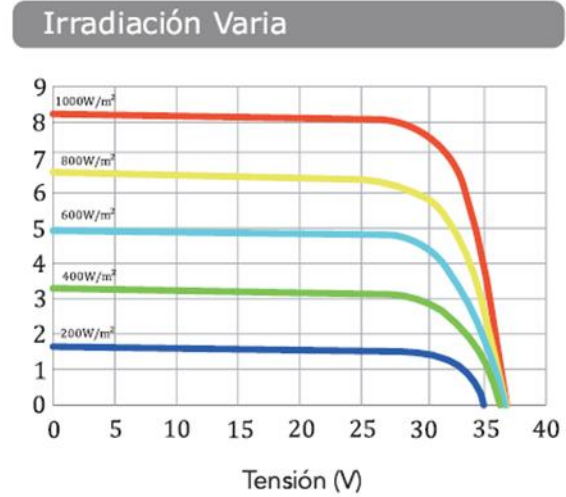
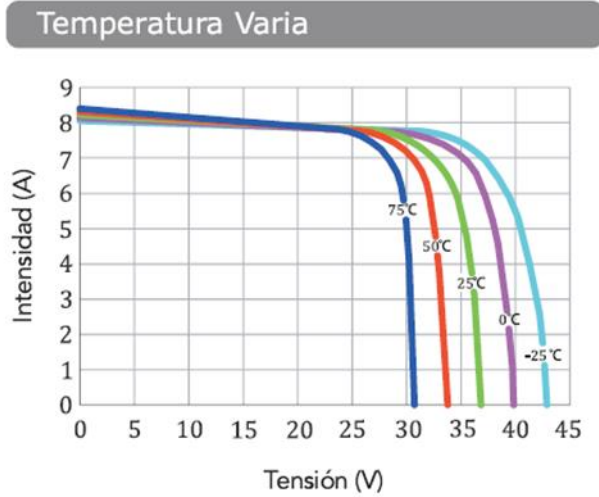
Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.07% /°C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.33% /°C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.43% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 a +85 °C

Embalaje

Módulos/palé	26 pzas
Palés/contenedor 40'	28 pzas
Módulos/contenedor 40'	728 pzas

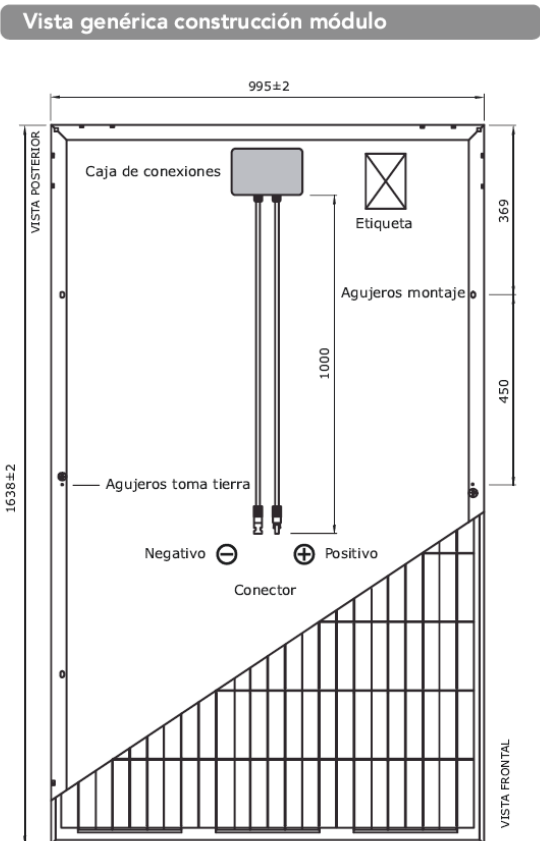
2.2.4. Curvas de funcionamiento del modelo Atersa A-230P. GSE.

Fuente: Atersa.



2.2.5. Dimensiones del módulo fotovoltaico Atersa A-230 P. GSE

Fuente: Atersa.



2.2.6. Características técnicas del regulador de carga MidNite Solar Classic Lite 150. Fuente: MidNite.

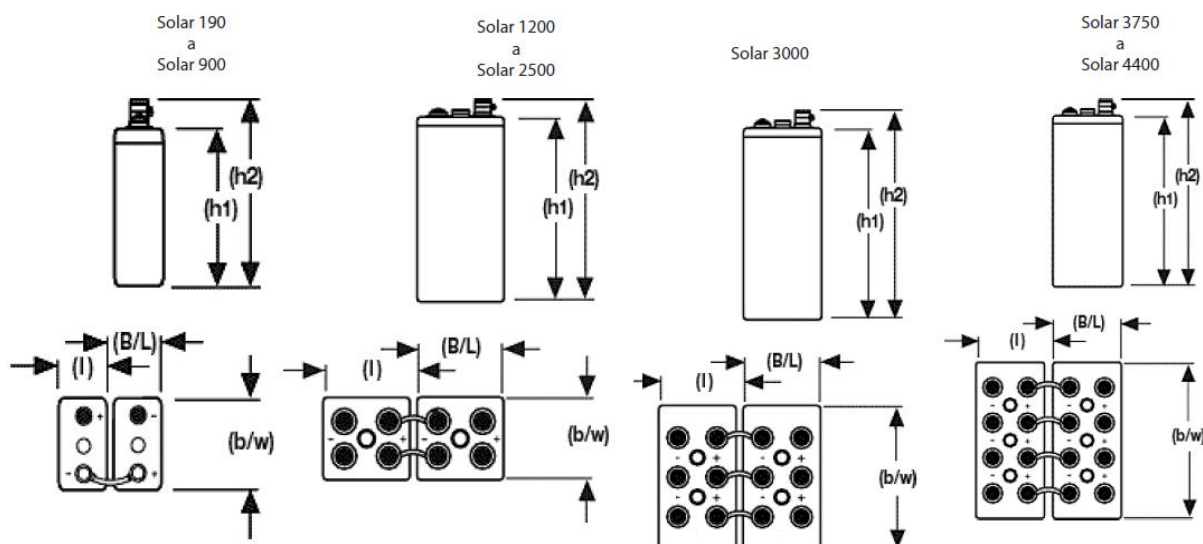
CLASSIC LITE SPECIFICATIONS			
	Classic Lite 150	Classic Lite 200	Classic Lite 250
Operating Voltage	150VDC	200VDC	250VDC
Maximum Output	96 amps	79 amps	62 amps
HyperVOC (Extended VOC)	150 + battery	200 + battery	250 + battery
*Battery Charge Volts	12 – 48 volts	12 – 48 volts	12 – 48 volts
**Applications	Solar & Hydro	Solar & Hydro	Solar & Hydro
***Maximum Current Output at 25°C	96a at 12v battery 94a at 24v battery 83a at 48v battery	79a at 12v battery 78a at 24v battery 78a at 48v battery	62a at 12v battery 62a at 24v battery 55a at 48v battery
De-rate current at +40°C (12v)	80 amperes	66 amperes	52 amperes
Optional MNGP Display	Yes	Yes	Yes
Environment	-40c to +40c		
Data Logging	380 days of data logging with 12 parameters		
Charging Regulation	Bulk, Absorb, Float, Equalization, Errors		
Warranty	5yrs	5yrs	5yrs
Shipping Weight	11.5 lb 4.9 kg		
Dimensions (H x W x L)	14.87 X 5.95 X 4.00 (378mm X 151mm X 102mm)		
*NOTE: 12, 24 and 48 standard. Expandable up to 120 volt (Classic Lite 250KS only) with PC and provided software.			
**NOTE: Wind optional with PC and provided software.			
***NOTE: Current output ratings were measured with 75% of the PV array's VOC (Open Circuit Voltage).			

2.2.7. Principales características técnicas de las baterías Bornay Exide Classic. Fuente: Bornay.

Características técnicas									
MODELO	Capacidad Nominal C100 1.85 V/C Ah.	Capacidad Nominal C120 1.85 V/C 25°C Ah.	l	b/w	H*	Peso vaso inlc. Acido aprox.	Resistencia Interna mohm.	Corriente Corto Circuito A	Polos
OPzS Solar 190	185	190	105	208	405	13,7	1,45	1400	1
OPzS Solar 245	240	245	105	208	405	15,0	1,05	1950	1
OPzS Solar 305	300	305	105	208	405	16,6	0,83	2450	1
OPzS Solar 380	370	380	126	208	405	20,0	0,72	2850	1
OPzS Solar 450	440	450	147	208	405	23,3	0,63	3250	1
OPzS Solar 550	540	550	126	208	520	26,7	0,63	3250	1
OPzS Solar 660	645	660	147	208	520	31,0	0,56	3650	1
OPzS Solar 765	750	765	168	208	520	35,4	0,50	4100	1

2.2.8. Dimensiones de las baterías Bornay Exide Classic. Fuente: Bornay.

Dibujos y posición de los terminales



2.2.9. Principales características técnicas del inversor /cargador Phoenix MultiPlus 5000 de Victron Energy. Fuente: Victron Energy.

MultiPlus	12/5000/200-50 230V	24/5000/120-50 230V	48/5000/70-50 230V
PowerControl / PowerAssist	Sí		
Entrada CA	Rango de tensión de entrada 187-265 V CA		Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz
Corriente máxima (A)	50		
Corriente de alimentación CA mín. para PowerAssist (A)	6,3		
INVERSOR			
Rango de tensión de entrada (V CC)	9,5 – 17	19 – 33	38 – 66
Salida (1)	Tensión de salida: 230 VAC ± 2%		Frecuencia: 50 Hz ± 0,1%
Potencia cont. de salida 25 °C (VA) (3)	5000	5000	5000
Potencia cont. de salida a 25 °C (W)	4500	4500	4500
Potencia cont. de salida a 40 °C (W)	4000	4000	4000
Pico de potencia (W)	10000	10000	10000
Eficacia máxima (%)	94	94	95
Consumo en vacío (W)	25	25	25
CARGADOR			
Entrada CA	Rango de tensión de entrada 187-265 V CA		Frecuencia de entrada: 45 – 55 Hz
Tensión de carga de absorción (VCC)	14,4	28,8	57,6
Tensión de carga de flotación (VCC)	13,8	27,6	55,2
Modo de almacenamiento (VCC)	13,2	26,4	52,8
Corriente de carga de batería casera (A) (4)	200	120	70
Corriente de carga batería de arranque (A)	4	4	
Sensor de temperatura de la batería	Sí		
GENERAL			
Salida auxiliar	25A	Se desconecta si no hay fuente CA externa disponible	
Relé multifunción (5)	Sí		
Protección (2)	a - g		
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -20 a +50 °C (refrigerado por ventilador) Humedad (sin condensación): máx. 95%		

2.2.10. Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento. Fuente: ITC-BT-19 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (2002).

Por intensidad max. admisible o calentamiento

1° Elegir aislamiento, tipo de corriente y material.

2° En la columna elegir la intensidad deseada o la superior más cercana.

3° A la izquierda veremos la sección a aplicar.

ITC—BT—19

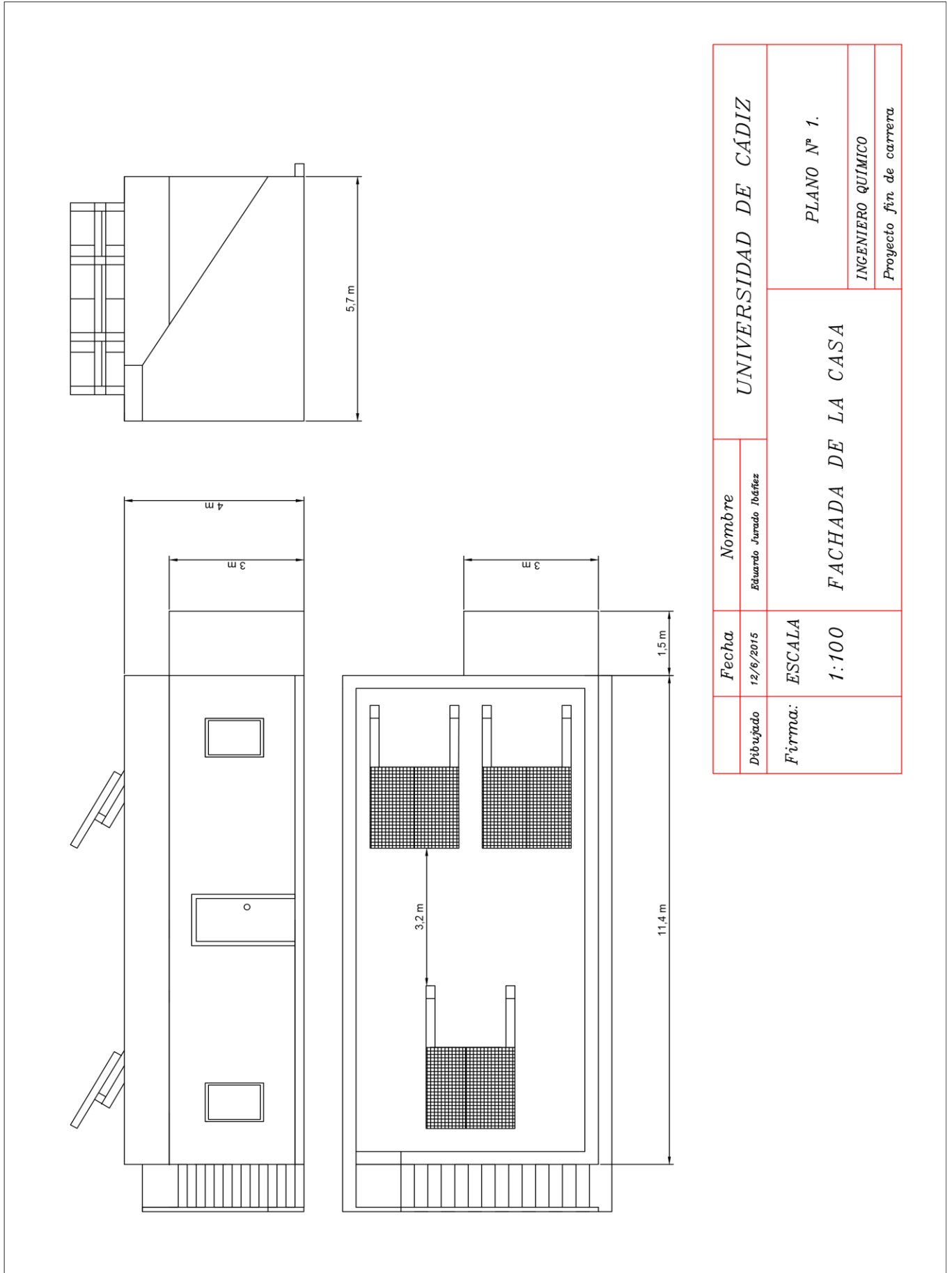
Tabla 1. Intensidades admisibles (A) al aire 40° C. N° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

A	Diagrama	Descripción	3x		2x		3x		2x		3x		2x	
			PVC	PVC	XLP E o EPR	XLP E o EPR	PVC	PVC	XLP E o EPR	XLP E o EPR	PVC ²	XLP E o EPR ¹	PVC ²	XLP E o EPR
A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes												
A 2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes.												
B		Conductores aislados en tubos ² en montaje superficial o empotrados en obra.												
B 2		Cables multiconductores en tubos ² en montaje superficial y empotrados en obra.												
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ³												
E		Cables multiconductores al aire libre ⁴ . Distancia a la pared no inferior a 0,3D ⁵												
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁴ . Distancia a la pared no inferior a D ⁵ .												
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁵ .												
		mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-	
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-	
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-	
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-	
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-	
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-	
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166	
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	205	
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250	
		70				149	160	171	188	202	224	244	321	
		95				180	194	207	230	245	271	296	391	
		120				208	225	240	267	284	314	348	455	
		150				236	260	278	310	338	363	404	525	
		185				268	297	317	354	386	415	464	601	
		240				315	350	374	419	455	490	552	711	
		300				360	404	423	484	524	565	640	821	

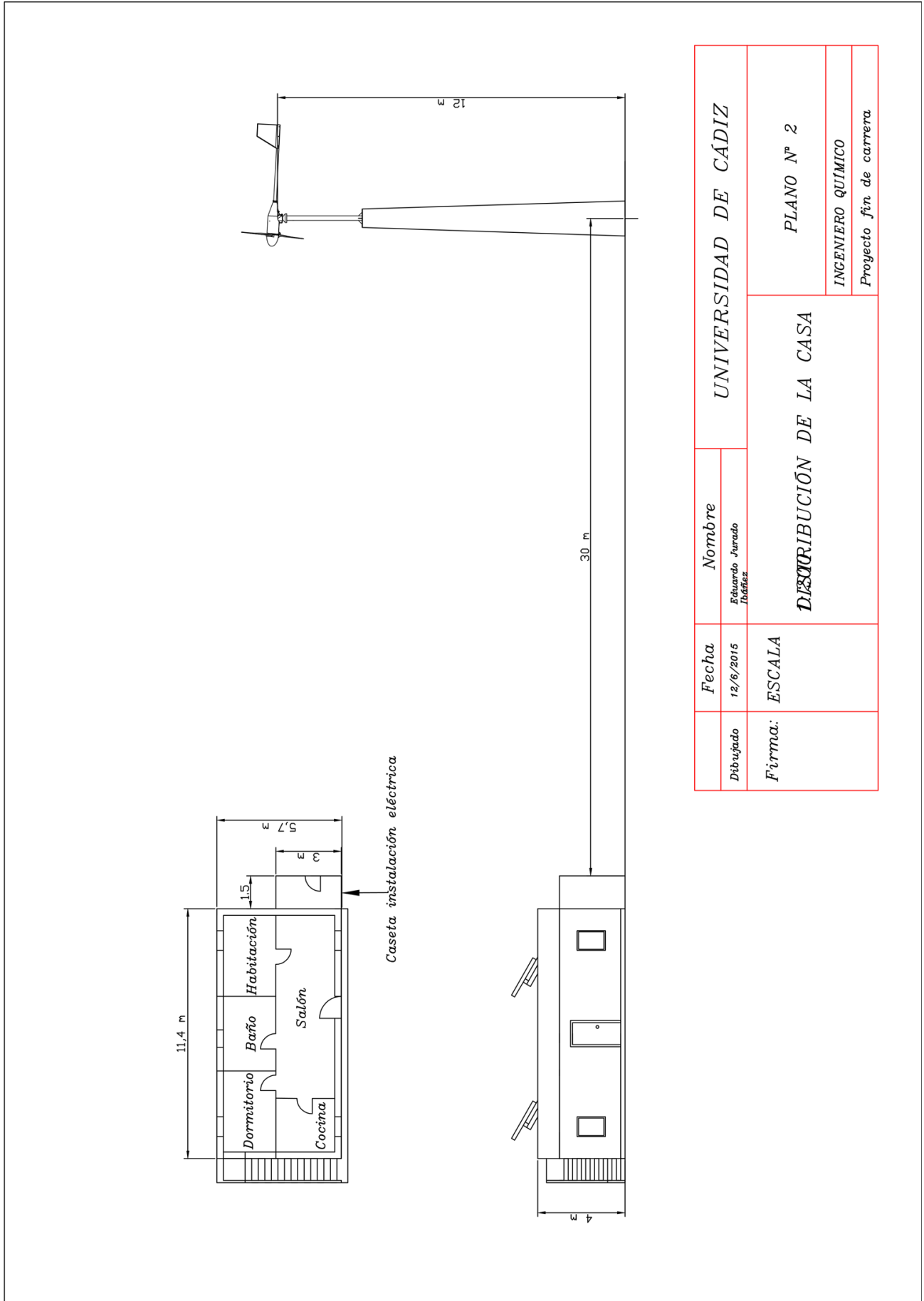
1. A partir de 25 mm² de sección.
2. Incluyendo canales para instalaciones -canaletas- y conductos de sección no circular.
3. O en bandeja no perforada.
4. O en bandeja perforada.
5. D es el diámetro del cable.

PVC: Policloruro de Vinilo.
EPR: Caucho etileno-propileno.
XLPE: Polietileno reticulado.

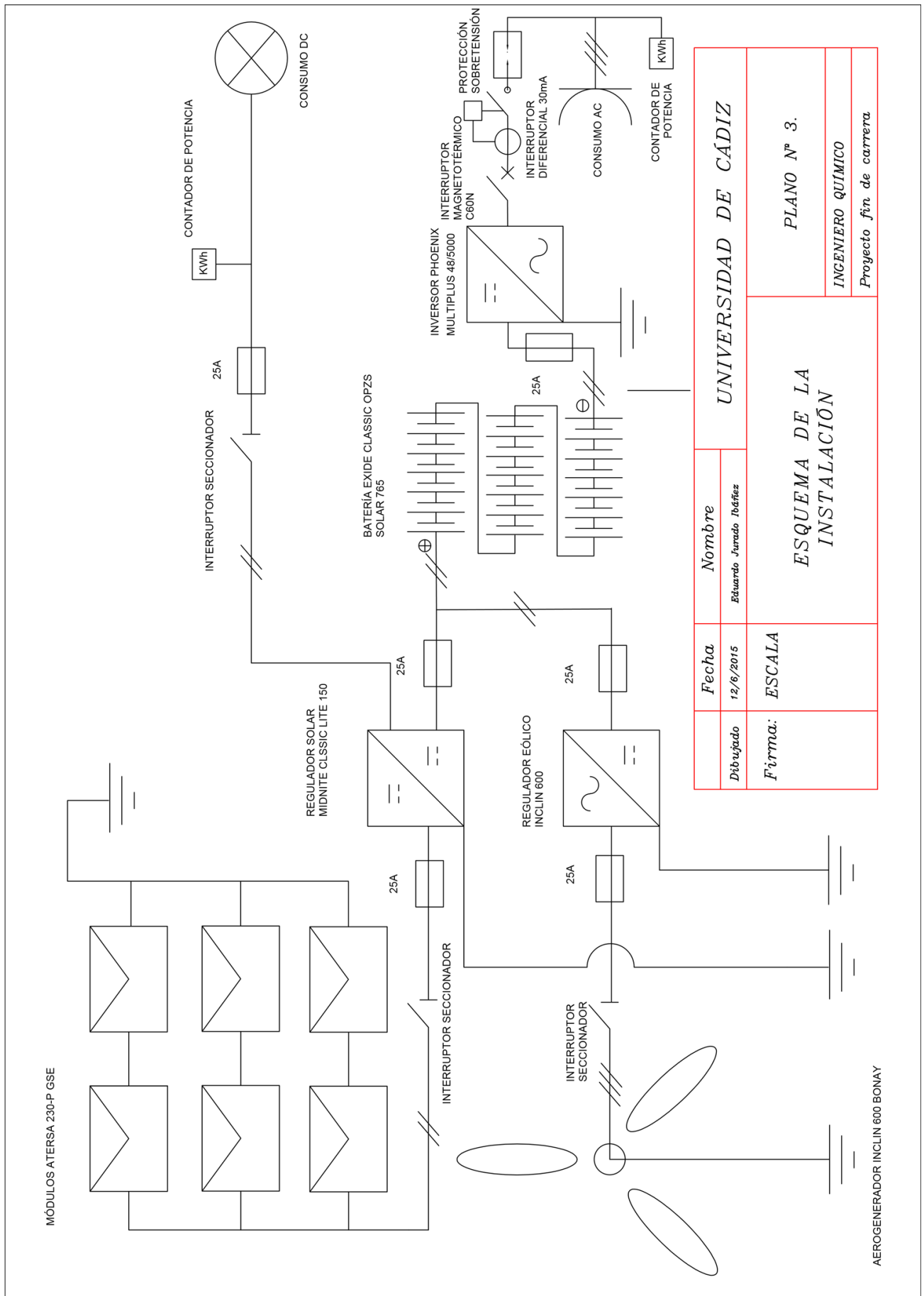
3. PLANOS.



<i>Dibujado</i>	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	<i>UNIVERSIDAD DE CÁDIZ</i>	
			<i>PLANO Nº 1.</i>	
<i>Firma:</i>	<i>ESCALA</i>	<i>1:100</i>	<i>FACHADA DE LA CASA</i>	
			<i>INGENIERO QUÍMICO</i>	
			<i>Proyecto fin de carrera.</i>	



<i>Fecha</i>	12/6/2015	<i>Nombre</i>	UNIVERSIDAD DE CÁDIZ
<i>Dibujado</i>		Eduardo Jurado Ibáñez	
<i>Firma:</i>	ESCALA		PLANO Nº 2
			INGENIERO QUÍMICO
			Proyecto fin de carrera.
			DISTRIBUCIÓN DE LA CASA



UNIVERSIDAD DE CÁDIZ	
<i>Nombre</i>	<i>Eduardo Jurado Ibáñez</i>
<i>Fecha</i>	12/6/2015
<i>Firma:</i>	ESCALA
ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN	
<i>PLANO Nº 3.</i>	
<i>INGENIERO QUÍMICO</i>	
<i>Proyecto fin de carrera</i>	

4. PLIEGO DE CONDICIONES

4.1. Condiciones generales.

4.1.1. Objeto.

El objetivo principal del Pliego de Condiciones que nos ocupa es especificar las condiciones técnicas, facultativas y económicas que se deben vigilar en la recepción, montaje y funcionamiento de la instalación proyectada, a su vez también se determinarán las condiciones que en ámbito general deberán imponerse a la hora de ejecutar los trabajos propios de nuestro Proyecto.

Dichas condiciones no podrán sufrir ninguna variación, a no ser que, éstas estén aceptadas por escrito y autorizadas según los trámites legales necesarios por la sociedad que hará uso del proyecto

4.1.2. Obras incluidas en el proyecto.

El presente Pliego de condiciones rige todas las obras incluidas en el presente Proyecto, y cuyas características, planos y presupuestos quedan reflejadas en él. Las obras necesarias para dejar completamente terminadas las instalaciones con arreglo a los planos y documentos adjuntos.

Se entiende por obras accesorias, aquellas que por su naturaleza, no puedan ser previstas en todos sus detalles, sino a medida que avanza la ejecución de los trabajos.

Las obras accesorias, se realizarán según se vaya conociendo su necesidad. Cuando la importancia lo exija se construirán en base a los proyectos adicionales que se redacten. En los casos de menor importancia se llevarán a cabo conforme a la propuesta que formule el Director de la Obra.

4.1.3. Exclusiones.

No estarán incluidos en el presente Proyecto el diseño de los aspectos no relacionados con la generación y transporte de la energía eléctrica en la instalación híbrida.

4.1.4. Obras accesorias no especificadas en el pliego.

En el supuesto que, una vez haya comenzado la ejecución de los trabajos, fuera necesario realizar obras o instalaciones complementarias, las cuales no hayan sido contempladas en este Pliego de Condiciones, el Director de Obra será responsable de dictar las ordenes pertinentes y el adjudicatario estará obligado a aceptar dichas instrucciones y realizar las obras, siempre de acuerdo a las reglas del buen arte constructivo.

La capacidad para determinar que sistemas deben ser implementados pertenece en exclusiva al Director de Obra, dichos sistemas deben estar expuestos para que, a juicio del Director de obra sean aceptados. De esta forma, aquellas obras o instalaciones que deban ser

demolidas en parte o en su totalidad debido a no se ajusten a las condiciones, no pueden estar sujetas a reclamación alguna por parte del adjudicatario.

4.1.5. Documentos que definen las obras.

Los documentos en que las obras quedan definidas deben ser entregados al contratista ya sean de carácter comercial o únicamente informativo.

En el plano legal los Planos, el Pliego de Condiciones y el Presupuesto, se consideran documentos contractuales, los cuales están incluidos en el presente Proyecto.

La Memoria y Anexos incluidos en el presente Proyecto se consideran documentos de carácter informativo.

Si tuvieran que realizarse cambios sustanciales en el planteamiento de la Obra que varíen lo reflejado en el Proyecto deberá informarse debidamente al Director de Obra, y en el caso que la Dirección aprobara los mencionados cambios, sería ella la encargada de reescribir el proyecto.

4.1.6. Director de la obra.

EL encargado de hacerse cargo de la dirección, control y vigilancia de los trabajos referidos en el Proyecto es el Director de Obra, el cual es la representación de la propiedad. Para poder optar a este puesto debe ser un titulado capacitado para tales competencias. El contratista es el encargado de facilitar el trabajo al Director de Obra y a sus trabajadores para que puedan realizar, de manera óptima, las labores asignadas.

El Director no es responsable de los retrasos en la tramitación de los documentos del Proyecto por parte de los Organismos competentes. Aunque dichos trámites no son responsabilidad del Director, debe tener todos los permisos para ordenar el comienzo de la obra.

4.2. Condiciones facultativas.

4.2.1. Contrato.

Una vez finalizadas las instalaciones se efectuará el contrato ajustándose en cualquier caso a los Planos incluidos en este Proyecto.

El contrato puede ser formalizado en Escritura Publica si alguna de las partes o ambas lo exigiesen.

La Empresa constructora se hará cargo de los gastos que conlleve la formalización del contrato.

4.2.2. Copia de los documentos.

Una vez formalizado el contrato, el Contratista tiene derecho a obtener copias de los Pliegos de Condiciones, Presupuestos, Planos y demás documentos. El Director de Obra, en dicho caso, autorizará las copias.

4.2.3. Libro de órdenes.

El Libro de Órdenes estará a disposición del Contratista, El Director de Obra lo utilizará para anotar las órdenes pertinentes en el devenir de las obras.

Las órdenes expuestas en el Libro deben cumplirse obligatoriamente, al igual que las del Pliego de Condiciones, por parte del Contratista.

4.2.4. Iniciación y programación de la obra.

En un periodo de diez días tras la formalización del Contrato, debe comprobarse el replanteo y se emitirá el acta de iniciación de las obras, el cual debe estar firmado por el Contratista y el Director de la Obra.

El Contratista confeccionará un Plan de Obras, señalando los plazos y las fechas de finalización de las diversas fases en que se divide la instalación. Este Plan, debe ser aprobado por la Dirección para poder ser incluido en Pliego de Condiciones adquiriendo, de esta manera, carácter contractual.

El Contratista tiene la obligación de cumplir con lo dispuesto en la Reglamentación Oficial del Trabajo sin excepción.

4.2.5. Fianzas.

Una vez la licitación de la Empresa Instaladora y/o Constructora haya sido aceptada, corresponde a ésta depositar una fianza no menor al 10% del valor de toda la obra, la cual se utilizará como garantía de:

- El Contratista cumplirá con el plazo especificado en el contrato.
- El Contratista cumplirá las obligaciones con terceros que derivan de la realización de las obras.

4.2.6. Condiciones generales de ejecución de los trabajos.

El Contratista está obligado a utilizar los materiales y mano de obra conforme a lo especificado por el Director. Obviamente, debe llevar a cabo todos los trabajos acordados cumpliendo las condiciones reflejadas en la documentación.

Es responsabilidad directa del Contratista, hasta el día de la recepción de la obra, realizar los trabajos descritos en el contrato, como lo son los posibles errores y defectos que se originen durante la obra, ya sea por falta de calidad en los materiales y/o instrumentación o por errores en la ejecución. Ni el Director ni su equipo son responsables de los posibles

errores del Contratista, por lo cual, éste no podrá escudarse ni adquirir ningún derecho en el caso que el Director o sus subalternos no le notificaran el problema, o que en certificaciones parciales de la obra existan valoraciones respecto al mismo, ya que se supone se han extendido y abonado en su momento.

4.2.7. Programa de montaje.

El Programa de montaje debe ser redactado por el Contratista, para lo cual utilizará como base las indicaciones del Proyecto, en dicho documento debe quedar detallado:

- Las distintas fases en que se divide la ejecución, su orden, su distribución y tiempo necesario para el montaje de cada fase.
- El equipo necesario para efectuar el montaje en cada fase detalladamente.
- Si es necesario el uso de grúas o algún tipo de sujeción provisional.
- La cualificación del personal necesario para realizar cada fase.
- Los E.P.I. necesarios (Elementos de Protección Individual).
- La comprobación del replanteo.
- El Director de la Obra deberá aprobar el Programa de montaje antes de empezar las respectivas fases de montaje que se detallan en él.

4.2.8. Replanteo.

El Director de la Obra debe efectuar in situ el replanteo general de la instalación híbrida.

El Contratista tiene la obligación de custodiar y reponer las señales detalladas en el replanteo de la instalación.

4.2.9. Pruebas.

La Dirección de la Obra tiene el derecho a efectuar, en el caso que lo creyese necesario, toda prueba, ensayo o inspección que requiera en el transcurso de la obra.

4.2.10. Demoliciones y reconstrucciones.

En el caso que el Director de Obra o su equipo detectaran y demostraran mediante pruebas o inspecciones que existen trabajos con defectos, falta de calidad en materiales o en el aparataje utilizados, o cualquier circunstancia que quedara fuera de lo establecido, ocurra esto durante la realización o el montaje de la instalación, o una vez terminados, pero siempre antes la recepción definitiva de la obra. Tiene derecho a efectuar demoliciones de dichas partes para volver a ser construidas respetando lo contratado. La contrata se hará cargo de los gastos generados por estas circunstancias.

Si el Director de la Obra viera claros indicios que le hicieran sospechar de falta de rigurosidad en la ejecución de las órdenes, viciando la construcción de las obras, puede ordenar realizar demoliciones necesarias para revisar las obras sospechosas, ya sea durante la ejecución o tras ella pero siempre antes de la recepción definitiva.

La contrata se hará cargo de los gastos de demolición y reconstrucción debidos a estos supuestos vicios de construcción, si se demuestra su existencia, si las sospechas no se hiciesen realidad sería el propietario quien los asumiera.

4.2.11. Materiales no utilizables o defectuosos.

El Director de Obra será el encargado de examinar y dar el visto bueno a todos los materiales y equipos, como condición previa a su utilización, bajo los términos descritos en el Pliego de Condiciones. Además tomará muestras y realizará modelos, previamente contrasignados, con el fin de hacer las pruebas o los ensayos descritos en el Pliego de Condiciones y se los facilitará al Contratista.

El Contratista se hará cargo de los gastos originados por ensayos, pruebas, y modelado antes descritos.

En el caso de que los materiales o los equipos no cumplieran con los requisitos en cuanto a calidad o preparación expuestos en el Pliego de Condiciones, o, en su defecto, expresados por El Director de obra, será éste el encargado de ordenar al Contratista que efectúe el reemplazo de los mismos por otros que se ajusten a las condiciones requeridas.

4.2.12. Medios auxiliares.

La Contrata tiene la obligación de ejecutar la obra de forma que tanto su construcción y como su aspecto sean los adecuados aun cuando no lo especifique previamente el Pliego de Condiciones, siempre que cumpla las órdenes del Director de Obra. Estas órdenes deben permanecer fieles al espíritu y recta interpretación del Pliego, además de cumplir con lo presupuestado para cada fase de la obra.

El andamiaje, maquinaria y el resto de medios auxiliares que requiera la ejecución de las distintas fases de la obra dependerán del Contratista, careciendo el Propietario de cualquier responsabilidad al respecto, ya sea en caso de avería o accidente personal debido a un error en los medios auxiliares.

De la misma forma, será responsabilidad del Contratista los medios auxiliares de protección y señalización de la obra, es decir, vallas, balizas, señales de tráfico y demás elementos de protección provisionales. En conclusión, todas los dispositivos disponibles para evitar posibles accidentes, conforme a la legislación actual y teniendo en cuenta la variabilidad de la obra.

4.2.13. Modificaciones.

Al Contratista no le está permitido hacer variaciones en el Proyecto, una vez aprobado, a no ser que sea autorizado expresamente por el Director de la Obra. En caso de realizarse alguna alteración no autorizada, los gastos originados por dicha variación no serán abonados

Las modificaciones en la ejecución de los trabajos, deben estar razonadas, siendo el producto de un estudio de la construcción, siendo el Director de la Obra el encargado de redactar el Proyecto Reformado.

4.2.14. Formalización del proyecto reformado.

Una vez formalizado el Proyecto reformado y aprobado por el Propietario, se le entregará al Contratista, llegados a este punto, sólo se admitirán las reclamaciones que se basen en una variación de los precios no prevista en el Presupuesto.

4.2.15. Accidentes de trabajo y daños a terceros.

Si en el transcurso de la ejecución de los trabajos propios de la obra ocurrieran accidentes, la legislación vigente marcará la responsabilidad del Contratista, al ser el único responsable de que se cumplan las leyes que procedan en la obra, quedando exento de responsabilidad alguna el Propietario.

Las medidas de seguridad tienen como fin evitar accidentes en la obra, en la medida de lo posible, ya sean de trabajadores como de viandantes, e independientemente de en qué zona de la obra ocurran. El responsable de adoptar todas las medidas disponibles conforme a ley será el Contratista.

En el caso de incumplir la legislación, derivando ese incumplimiento en un accidente o perjuicio de cualquier tipo, toda la responsabilidad recaerá en el Contratista o sus representantes en la obra. Se supone que en el precio contratado entran todos los gastos que se requieren para cumplir con lo estipulado por la ley vigente.

El Contratista se hará cargo del abono de las indemnizaciones en caso de accidente, ya sea por falta de experiencia o de la debida atención, dentro de la obra o en las zonas contiguas. Por lo tanto, abonará a quién, cómo, cuánto y cuándo la ley se lo exija en función a los daños y perjuicios que hayan podido originarse durante la ejecución de los trabajos de las obras.

El Contratista debe tener un justificante que acredite que cumple con la legislación vigente en lo que a prevención de riesgos concierne, dicho justificante debe mostrarlo cuantas veces le sea requerido por la autoridad competente.

4.2.16. Despido por insubordinación, incapacidad y mala fe.

En el caso que uno o varios encargados de la vigilancia de la obra incumplieran las órdenes del Director de Obra o su equipo, llevando a cabo acciones que perjudiquen y obstaculicen el buen hacer de los trabajos ya sea debido a incapacidad, mala fe o insubordinación, el Contratista estará obligado a sustituir a sus trabajadores y operarios, siempre que lo exija el Director de Obra.

4.2.17. Reclamaciones.

El Contratista puede realizar las reclamaciones que estime contra lo ordenado por el Director de Obra, siempre que se refieran a cuestiones económicas conforme lo descrito en la sección pertinente del Pliego de Condiciones. Dichas reclamaciones se presentarán ante la Propiedad a través del Director de Obra. No serán admitidas las reclamaciones contra cuestiones técnicas o facultativas del Director de Obra, en cambio el Contratista puede realizar una exposición razonada al Director de Obra, si lo cree necesario, para depurar responsabilidades si llegara el caso, ante dicha reclamación el Director de Obra solo está obligado a responder con un acuse de recibo.

4.2.18. Litigio.

Si existen diferencias respecto a temas vinculados con el cumplimiento del contrato u otras cuestiones relacionadas con la ejecución de las obras propias del Proyecto, serán resueltas por un Tribunal de Justicia.

4.2.19. Paralizaciones.

Si se produjeran interrupciones o paralizaciones en el transcurso de los trabajos de montaje de las instalaciones debidas a la falta de datos, planos, o algún otro documento que la empresa o el Propietario esté obligado a facilitar, el Contratista tiene derecho a recibir unas indemnizaciones por el gasto de inmovilizado, las cuales deben ser abonadas en el plazo de treinta días.

4.2.20. Medidas de protección y limpieza.

La protección de las instalaciones, medios auxiliares y, en general, la obra, quedará a cargo del Contratista, siendo éste el encargado de evitar que se produzcan daños de cualquier tipo, lo que incluirían posibles robos e incendios en el transcurso de los trabajos.

El Contratista, como responsable, se hará cargo de las pérdidas producidas por los daños descritos anteriormente, no teniendo derecho a indemnización alguna.

También entran dentro de las atribuciones del Contratista la limpieza de los espacios interiores e intermedios, eliminando los posibles escombros producidos además del resto de deshechos.

4.2.21. Recepción provisional de la obra.

Al finalizar las obras completamente, se deben reunir una representación de la Propiedad, el Director de Obra y el Contratista o su representante para efectuar la recepción provisional. Con el objetivo de que quede constancia de ésta recepción provisional se generará un acta por triplicado, la cual estará firmada por la representación descrita anteriormente.

Una vez revisadas las obras, constatado su correcto estado y comprobada la adecuada ejecución conforme a lo establecido, la recepción provisional ha finalizado, comenzando en ese preciso momento el plazo de la garantía.

Al ser recibidas las obras cabe la posibilidad de que su estado no sea el correcto, en éste caso se debe hacer constar en el acta, detallando los motivos y las instrucciones pertinentes para corregirlos, estas instrucciones debe confeccionarlas el Director de Obra, y deben entregarse el Contratista, se establece un plazo para realizar las reparaciones, transcurrido este plazo se revisan las obras, con la intención llevar a cabo la recepción provisional definitivamente.

El Contratista no recuperará la fianza si las obras no cumplieren lo establecido, al considerarse la contrata por rescindida, aunque es posible evitar esta circunstancia si se estableciese un nuevo plazo.

La recepción provisional sólo podrá producirse si, previamente, la Contrata entrega a la Dirección Facultativa todos los planos correspondientes a las instalaciones y los permisos de cada una de ellas.

4.2.22. Medición definitiva de los trabajos.

Una vez se ha producido la recepción provisional se procederá a la medición definitiva de los trabajos por parte del Director de Obra, siendo testigo el Contratista.

4.2.23. Plazo de garantía.

Las obras tendrán un año de garantía una vez finalizadas, al concluir el plazo se llevará a cabo la recepción definitiva de las obras. Si la recepción tiene éxito la responsabilidad de conservación, reforma y reparación dejará de ser del constructor.

Si se encontrasen desperfectos en la obra, el Director de Obra permitirá que puedan ser reparadas otorgando un plazo especial para ello. Transcurrido ese plazo, si el resultado no fuera satisfactorio, la propiedad realizaría las reformas pertinentes utilizando la fianza. El Contratista no recuperaría la misma al perder vigencia el contrato por incumplimiento de los compromisos establecidos.

4.2.24. Recepción definitiva.

La recepción definitiva llegará una vez terminado el plazo de garantía, cumpliendo las mismas disposiciones que la provisional.

La recepción será definitiva si las obras están en buen estado de uso y conservación. En este momento el Contratista transferirá la responsabilidad administrativa, la responsabilidad civil derivada quedará establecida según la legislación vigente.

Si las obras no estuvieran en buen estado, el procedimiento es idéntico a la recepción provisional. El Contratista carece de derecho a percibir ninguna indemnización debido al

gasto producido por el nuevo plazo de garantía, a su vez está obligado a hacerse cargo de los gastos de conservación hasta que la recepción de la obra sea definitiva.

4.3. Condiciones técnicas.

4.3.1. Objetivo.

El objetivo de nuestro pliego fundamentalmente es marcar los requisitos necesarios que las instalaciones híbridas eólico-fotovoltaicas aisladas de la red han de cumplir. Su función es que, tanto instaladores y como fabricantes de equipos, sigan las especificaciones mínimas detalladas en él para conseguir una instalación con una calidad contrastada, buscando mejorar el producto y el avance tecnológico del sector

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

El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se aplica a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

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

4.3.2. Dimensionado del sistema.

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

Se realizará una estimación del consumo de energía diariamente, así como la estimación de la disponibilidad existente de los recursos solar y eólico en la región donde se ubicará finalmente la instalación.

Se determinará el rendimiento energético de la instalación, así como los generadores, tanto fotovoltaico como la turbina eólica, necesarios para cubrir las necesidades de consumo según lo estipulado anteriormente.

El instalador podrá elegir el tamaño de ambos generadores y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y de cualquier otro factor que quiera considerar. El tamaño del aerogenerador y del generador fotovoltaico será, como máximo, un 25% superior a la potencia estimada mínima en el apartado anterior. En aplicaciones especiales en las que se requieran probabilidades de pérdidas de carga muy pequeñas podrá aumentarse el tamaño de estos, justificando la necesidad y el tamaño en la memoria descriptiva.

Como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de tres días. Se calculará la autonomía del sistema para el acumulador elegido según el procedimiento empleado en los cálculos justificativos de la memoria. En aplicaciones como esta instalación mixta eólico-fotovoltaica, y en otras instalaciones especiales como instalaciones con grupo electrógeno de apoyo, etc., que no cumpla este requisito, deberá justificarse adecuadamente.

Por último, como criterio general, se valorará especialmente el aprovechamiento energético de la radiación solar así como del recurso eólico.

4.3.3. Componentes y materiales.

4.3.3.1. Generalidades.

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

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

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

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

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

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

En la memoria descriptiva del proyecto se deberá incluir la información requerida sobre el dimensionamiento de los diferentes equipos, de la instalación y la información sobre el consumo energético diario, resaltando los cambios que hubieran podido producirse y el motivo de los mismos. También se incluirán las especificaciones técnicas, proporcionadas por el fabricante, de todos los elementos de la instalación.

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

4.3.3.2. Generadores fotovoltaicos.

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc. Este requisito se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

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

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la memoria una justificación de su utilización y deberá ser aprobada por el IDAE:

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales, y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del +/- 10% de los correspondientes valores nominales del catálogo.
- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

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

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

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

4.3.3.3. Estructuras de soporte.

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

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

La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la Normativa Básica de Edificación NBE-AE-88.

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

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

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

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

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanqueidad entre módulos se ajustarán a las exigencias de las Normas Básicas de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la Norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

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

4.3.3.4. *Acumuladores de plomo-ácido.*

Las baterías del acumulador serán de plomo-ácido, preferentemente estacionarias y de placa tubular. No se permitirá el uso de baterías de arranque.

Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no superará en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.

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

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

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

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

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

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

- El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
- Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental
- de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.
- Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos con la siguiente información:
- Tensión nominal (V).
- Polaridad de los terminales.
- Capacidad nominal (Ah).
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.

4.3.3.5. *Reguladores de carga.*

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

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

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

permitida. La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1%.

- La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
- La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de $-4\text{mV}/^\circ\text{C}$ a $-5\text{mV}/^\circ\text{C}$ por vaso, y estar en el intervalo de $\pm 1\%$ del valor especificado.
- Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.

Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.

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

El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:

- Corriente en la línea de generador: un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.
- Corriente en la línea de consumo: un 25% superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

El regulador de carga debería estar protegido contra la posibilidad de desconexión accidental del acumulador, con el generador operando en las CEM y con cualquier carga. En estas condiciones, el regulador debería asegurar, además de su propia protección, las de las cargas conectadas.

Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente en la línea generador-acumulador igual a la corriente máxima especificada para el regulador. Si las caídas de tensión son superiores, por ejemplo, si el regulador incorpora un diodo de bloqueo, se justificará el motivo en la memoria descriptiva.

Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3% del consumo diario de energía.

Las tensiones de reconexión de sobrecarga y sobredescarga serán distintas de las de desconexión, o bien estarán temporizadas, para evitar oscilaciones desconexión-reconexión.

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

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

4.3.3.6. *Inversores.*

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

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

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

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

El regulador del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:

- $V_{nom} \pm 5\%$, siendo $V_{nom} = 220 \text{ VRMS}$ ó 230 VRMS .
- $50 \text{ Hz} \pm 2\%$.

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

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

Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

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

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

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

El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la tabla II.

Tipo de inversor		<i>Rendimiento al 20% de la potencia nominal</i>	<i>Rendimiento a potencia nominal</i>
Onda senoidal (*)	$P_{nom} \leq 500 \text{ W}$	> 80%	> 70%
	$P_{nom} > 500 \text{ W}$	> 85%	> 80%
Onda no senoidal		> 85%	> 80%

(*) Se considerará que los inversores son de onda senoidal si la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 5%, cuando el inversor alimenta cargas lineales, desde el 20% hasta el 100% de la potencia nominal.

Los inversores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:

- Potencia nominal (V·A).
- Tensión nominal de entrada (V).
- Tensión (VRMS) y frecuencia (Hz) nominales de salida.
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.
- Polaridad y terminales.

4.3.3.7. Aerogenerador.

El diseño del aerogenerador deberá regirse por la Norma Española UNE 61400-2:2007 “Aerogeneradores. Parte 2: Requisitos de diseño para pequeños aerogeneradores”, correspondiente a la Norma Europea EN 61400-2:2006, que a su vez adopta la Norma Internacional IEC 61400-2:2006.

Esta norma trata de la filosofía de la seguridad, el aseguramiento de la calidad y la integridad de la ingeniería; y especifica los requisitos para la seguridad de los aerogeneradores pequeños, incluyendo el diseño, la instalación, el mantenimiento y la operación en las condiciones externas específicas. Su propósito es proveer en estos sistemas el nivel de protección adecuado contra los daños por cualquier riesgo durante la vida útil planificada del aerogenerador. Concierno a todos los subsistemas del aerogenerador, tales como los mecanismos de protección, sistemas eléctricos internos, sistemas mecánicos, estructuras soportes, cimentaciones e interconexión eléctrica con carga.

Esta norma, en su capítulo sexto, establece que para aerogeneradores pequeños no conectados a la red eléctrica y empleados para la carga de baterías, el aerogenerador debe ser capaz de operar en los rangos completos de tensiones de batería de la siguiente lista:

- Rango de tensión del -15% o +30% de la tensión nominal (ejemplo, 12V, 24V, 36V, etc.); o
- 5% por encima y por debajo de los valores de ajuste del control del cargador de baterías.
- El aerogenerador destinado a este fin, deberá estar diseñado para cargar la batería a la tensión y corriente adecuada para el tipo recomendado en el manual de operación. Otras consideraciones que deberán tenerse en cuenta son:
- Temperatura de la batería.
- Expansión de la batería.
- Tamaño del conductor y características asignadas del aislamiento.

El circuito de carga debe ser capaz de soportar la tensión máxima durante una pérdida de carga o cuando las baterías están totalmente cargadas y la tensión es transferida a otro uso.

Por otra parte, la estructura soporte del aerogenerador, si el área del rotor supera los 2 m², deberá ser incluida como parte del sistema del aerogenerador pequeño. Esta estructura deberá además estar debidamente conectada a tierra, para reducir los daños debidos a impacto de rayos.

Por último, respecto al sistema de parada y protección, hay que destacar los siguientes aspectos. En primer lugar, para que se mantengan todos los parámetros dentro de sus límites de diseño bajo cualquier hipótesis de carga de diseño, debe haber un sistema de protección pasivo y/o activo incluido en el diseño, y dicho sistema de protección debe estar diseñado a prueba de fallos, y deberá ser capaz de operar satisfactoriamente cuando la turbina se encuentre bajo control automático o manual. En segundo lugar, los aerogeneradores con área de rotor inferior a 40 m², se deberá disponer de un interruptor de parada manual y los correspondientes procedimientos de parada. Dicho interruptor debe encontrarse por encima del sistema de control automático, y debe resultar en que la máquina se detenga para todas las condiciones de operación normal. Si el área de rotor es superior a

40 m² no será necesario (aunque sí recomendable) un interruptor de parada manual, pero deberán existir procedimientos de parada.

4.3.4. Cargas de consumo.

En primer lugar, cabe señalar que se recomienda emplear electrodomésticos de alta eficiencia. Deberán emplearse lámparas fluorescentes, preferiblemente de alta eficiencia. No se permitirá el uso de lámparas incandescentes.

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

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

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

Por otra parte, se recomienda que no se utilicen cargas para climatización.

Los sistemas con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán, como mínimo, un contador para medir el consumo de energía. En sistema mixtos con consumos en continua y alterna, bastará un contador para medir el consumo en continua de las cargas DC y del inversor. En sistemas con consumos de corriente alterna únicamente, se colocará el contador a la salida del inversor.

Los enchufes y tomas de corriente para corriente continua deben estar protegidos contra inversión de polaridad y ser distintos de los de uso habitual para corriente alterna.

Cableado.

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente. Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la

parte DC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, a los valores especificados a continuación (referidos a la tensión nominal continua del sistema):

- Caídas de tensión máxima entre generadores y regulador/inversor: 3%.
- Caídas de tensión máxima entre regulador y batería: 1%.
- Caídas de tensión máxima entre inversor y batería: 1%.
- Caídas de tensión máxima entre regulador e inversor: 1%.
- Caídas de tensión máxima entre inversor/regulador y cargas: 3%.(5% en la línea DC)

Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

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

Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

Protecciones y puesta a tierra.

Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 V contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma.

La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

4.4. Recepción y pruebas

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas del lugar del usuario de la instalación, para facilitar su correcta interpretación.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán, como mínimo, las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.

- Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente las del acumulador.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Entrega de la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este periodo el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estará protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de ocho años contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional.

No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

4.5. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.

4.5.1. Generalidades.

Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo) de, al menos, tres años. El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual. El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los diferentes fabricantes.

4.5.2. Programa de mantenimiento.

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica aisladas de la red de distribución eléctrica.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación, para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el apartado de garantías, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.
- El análisis y el presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de corriente continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.
- Aerogeneradores: los fabricantes deben proporcionar un intervalo para la inspección de rutina del aerogenerador pequeño, incluyendo la torre, tren de potencia, controlador y rotor.

El fabricante debe documentar los componentes a inspeccionar, lo cual incluye, pero no se limita a:

- Palas del rotor.
- Cables de conexión enrollados o gastados.
- Tensión del cable del tensor.
- Pérdidas de lubricante.
- Cierres-tirantes.

El fabricante debe proporcionar intervalos de mantenimiento de rutina para el aerogenerador. Este puede incluir, pero no está limitado a:

- Lubricación.
- Ensayo periódico de parada de emergencia/sistema de sobre-velocidad.
- Ajuste/sustitución del sistema de frenado.
- Sustitución de rodamientos, escobillas/anillos de rozamiento.

Si el fabricante requiere que el aerogenerador sea desconectado antes del mantenimiento de rutina, se debe proporcionar en la documentación una declaración a estos efectos.

En instalaciones con monitorización la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc.

Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

4.5.3. Garantías.

El ámbito general de la garantía es el siguiente:

- Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.
- La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.
- Con respecto a los plazos:
- El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de tres años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de ocho años.
- Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

- Por otra parte, las condiciones económicas de dicha garantía son las que siguen:
- La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra.
- Quedan incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.
- Asimismo, se debe incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.
- Sí, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

La garantía, podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, excepto en las condiciones comentadas en el último párrafo referente a las condiciones económicas de la garantía.

Por último, respecto al lugar y tiempo de la prestación:

- Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente lo comunicará fehacientemente al fabricante.
- El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.
- Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.
- El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a quince días naturales.

5. PRESUPUESTO.

En el presente documento se exponen las principales partidas económicas que constituyen la inversión requerida para la ejecución de la instalación híbrida eólico-fotovoltaica dimensionada en el presente Proyecto.

Una determinación exacta de todos los costes asociados a la instalación supone una evaluación rigurosa de todos los factores que intervienen en su ejecución, siendo este un proceso complejo que supone un análisis más detallado. Por ello, se han determinado los precios de todos los elementos que forman parte de la instalación consultando a sus respectivos fabricantes y proveedores y, por otra parte, se han estimado de forma aproximada las restantes partidas del presupuesto basándose en la información contemplada en los diversos estudios y análisis que figuran en la bibliografía existente sobre instalaciones autónomas.

En la siguiente tabla figuran las principales partidas económicas del presupuesto de la instalación de forma desglosada.

5.1. Bienes de Equipo.

Concepto	Precio unitario (€)	Uds.	Precio total (€)
Modulo fotovoltaico A-230P GSE de Atersa	207,19	6	1243,14
Estructura tipo V a 30° de Atersa	235,12	3	705,37
Aerogenerador Inclin 600 con regulador de Bornay	2685,95	1	2685,95
Torre P-440(2x6 m) y puntera	1280,99	1	1280,99
Inversor/Cagador Phoenix Multiplus 48/5000	2101,65	1	2101,65
Batería Exide Classic OPzS Solar 765 (6 x 2V)	1421,49	4	5685,95
Bancada 12 V OpzS Solar 765	146,12	2	292,23
Regulador solar MidNite Classic Lite 150	559,50	1	559,50
Cofret modular Schneider Mini-Pragma MIP10118T	47,85	1	47,85
Caja de acero Klippon STP 4MS HT para cajas de protecciones y distribución	101,98	3	405,94
Protección combinada contra sobretensiones Combi SPU Schneider	186,03	1	186,03
Protección contra sobrecargas-Interruptor automático magnetotérmico C60N Schneider	33,80	1	33,80
Protección contra derivaciones accidentales-Interruptor diferencial Domae sensibilidad 30 mA	51,98	1	51,98
Bornes portafusibles ZSI 6-2/FC Weidmüller	6,90	6	41,40
Interruptor seccionador KG 64B T203/01	41,42	3	124,26
Cable cobre 10 mm ² RV-K 0,6/1 kv10mm ²	1,47	60	88,26
Cable Nexans Poliesol RV 0,6/1 kV 16 mm ²	2,40	50	119,83

Cable Nexans Poliesol RV 0,6/1 kV 70 mm ²	3,64	5	18,18
Cable Nexans Poliesol RV 0,6/1 kV 4 mm ²	0,99	20	19,83
Contador de potencia AC monofásico Circutor MK-30LCD	128,14	1	128,14
Contador de potencia DC Circutor MK-30DC	137,86	1	137,86

Total Equipos: 15.858,2 € (SIN IVA).

19.188,42 (CON IVA).

5.2. Instalación aerogenerador, módulos fotovoltaicos y conexión.

CONCEPTO	Precio unitario (€)	Uds.	Precio total (€)
Electricista hora (€/h)	14,25	80 h	1139,83
Zapata de cimentación de hormigón armado	784,71	1 Ud	784,71
Instalación módulos	290,33	1 Ud	290,31
Alquiler Grúa 30 m (h)	55,37	5 h	276,86
Gastos no previstos (%)		5 %	124,59

Mano de obra/Transporte/Instalación:2.616,32 € (SIN IVA).

3.168 € (CON IVA).

- Desglose, instalación módulos:

Descomposición	Rend.	Precio Unitario	Precio Partida
Repercusión por m ² de accesorios de montaje con ganchos de módulo fotovoltaico de fachada.	1	20,66	20,66
Repercusión por m ² de material eléctrico para conexión de módulo fotovoltaico de fachada.	1	31,40	31,40
Oficial 1ª instalador de captadores solares.	8	14,73	117,82
Ayudante instalador de captadores solares.	8	13,31	106,45
Medios auxiliares	2%	276,33	5,53
Costes indirectos	3%	281,86	8,46
TOTAL			290,31

- Desglose, cimentación:

Descomposición	Rend.	Precio unitario	Precio partida
Separador homologado para cimentaciones. (Ud)	8	0,11	0,86
Acero en barras corrugadas, UNE-EN 10080 B 500 S, elaborado en taller industrial, diámetros varios. (kg)	50	0,83	41,32
Hormigón HA-25/B/20/IIa. (m ³)	2	63,54	127,07
Oficial 1ª estructurista. (h)	20	14,96	297,69
Ayudante estructurista. (h)	20	14	280
Medios auxiliares	2 %	746,94	14,96
Costes indirectos	3 %	123,26	22,81
TOTAL			784,71

5.3. Conclusiones.

El coste total de la instalación (con IVA) será la suma del coste de los bienes de equipo y los de instalación:

Total Equipos:19.188,42 €

Mano de obra e Instalación:3.168,3 €

Beneficio del proyectista (4%).....894,26 €

PRESUPUESTO TOTAL: 23.250,98 €

Hay que destacar que la promoción de instalaciones autónomas como la diseñada en el presente Proyecto puede percibir subvenciones de la Junta de Andalucía a través de la Agencia Andaluza de la Energía, según figura en el Boletín Oficial de la Junta Andalucía. En nuestro caso el incentivo puede llegar hasta al 65% de los bienes de equipo. Lo cual supondría un ahorro de 12.472,47 €. En este caso el presupuesto total sería:

PRESUPUESTO FINAL CON INCENTIVOS:.....10.778,5 €

5.4. Estudio económico.

Se incluye el dato del precio del reemplazo de baterías, pero no se incluye en el presupuesto ya que no es un gasto inicial y el precio en 10 años debe variar ostensiblemente:

Reemplazo de las baterías sin incentivos (cada 10 años): 6.773,2 €

Reemplazo de las baterías con incentivos (cada 10 años): 2.370,6 €

Respecto al mantenimiento de la instalación, se estima en un 1%/año de los bienes de equipo, en el caso de las placas y los acumuladores, existen ofertas en el mercado que por 75 €/año realizan dos visitas al año, en el caso del mini aerogenerador revisar las partes móviles y apretar la tornillería supone un precio similar al año

Mantenimiento.....195,4 €/año

Teniendo en cuenta que el costo de hacer llegar el punto de luz a la casa se estima en 10.198 €. A continuación desglosamos este precio:

- Infraestructura de media distancia.....2.800 €
- Instalación:
 - a. Contador:3.000 €
 - b. Obras.....1.860 €
 - c. Premisos.....1.254 €
- IVA (21%).....1.284 €

Respecto a nuestro presupuesto habría una diferencia de 12.200,7 € sin incentivos y de 718,5 € con incentivos aproximadamente. Para un consumo de 1.220,1 kWh/año desglosamos la factura con contrato a Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) sin aplicación de bono social y sin discriminación horaria:

- Facturación de la potencia:
 $6,9\text{kW} \cdot (0,104229 \text{ €/kW} + 0,010959 \text{ €/kW}) \cdot 365 \text{ días} = 290,1 \text{ €}$
- Facturación por energía consumida:
 $1.220,1 \text{ kWh/año} \cdot (0,044027 \text{ €/kWh} + 0,08008 \text{ €/kWh}) = 151,4 \text{ €}$
- Impuesto sobre la electricidad:
 $0,04864 \cdot (151,4 \text{ €} + 290,1 \text{ €}) \cdot 1,05113 = 22,6 \text{ €}$
- Alquiler contador:
 $0,57\text{€/mes} \cdot 12 = 6,9 \text{ €}$
- IVA (21%):
 $0,21 \cdot (290,1 + 151,4 + 22,6 + 6,9) = 98,9 \text{ €}$

TOTAL: 568,9 €/año

Restando el coste de mantenimiento de 195,4 € a este ahorro en la factura de la luz (568,9 €/año), obtendríamos un beneficio de 373,5 €/año. Con estos datos tardaríamos

aproximadamente 36 años en amortizar la inversión sin recibir incentivos, pero teniendo en cuenta el cambio de baterías cada 10 años (677,3 € en 10 años), la instalación no sería viable desde el punto de vista económico, aunque en este proyecto también debemos tener en cuenta el beneficio medioambiental.

En el caso de recibir incentivos el proyecto sería viable, en 2 años ya estaría amortizada la inversión, a partir del segundo año el beneficio sería de 344,1 €/año hasta llegar a los 10 años de vida útil de los acumuladores. El precio de los acumuladores incentivados prorrateado en los 10 años es de 237 €/año, restando esto al beneficio, obtendríamos un beneficio de 105,9 €/año, por lo que seguiría siendo viable desde el punto de vista económico.

En el siguiente cuadro se plasman los datos obtenidos anteriormente. Vemos como en el caso de tener incentivos al sexto año tenemos un valor positivo, es decir un beneficio neto, en cambio sin incentivos el valor es negativo y se acumula cada año.2.

	<i>Sin incentivos (€)</i>	<i>Con incentivos (€)</i>
<i>Gasto Inversión inicial (-)</i>	<i>23.250,9</i>	<i>10.778,5</i>
<i>Ahorro punto de luz (+)</i>	<i>10.198</i>	<i>10.198</i>
<i>Gasto mantenimiento anual(-)</i>	<i>195,4</i>	<i>195,4</i>
<i>Ahorro electricidad anual (+)</i>	<i>568,9</i>	<i>568,9</i>
<i>Gasto reemplazo de baterías prorrateado anual (-)</i>	<i>677,3</i>	<i>237</i>
<i>Primer año</i>	<i>-13.587,3</i>	<i>-532,9</i>
<i>Sexto año</i>	<i>-15.106,3</i>	<i>57,7</i>

TABLA DE ILUSTRACIONES.

Ilustración 1 Impactos medioambientales en milipuntos de distintas tecnologías de generación eléctrica para la producción de 1kWh	6
Ilustración 2 Producción eléctrica según su generación.....	6
Ilustración 3 Mapa de situación de la casa rural.....	11
Ilustración 4 Pagina web de la aplicación Photovoltaic Geographical Informatino System	12
Ilustración 5 Pagina web del Atlas eólico de España	12
Ilustración 6 Aerogeneradores verticales tipo Savonius y Darrieus.	19
Ilustración 7 Partes de un aerogenerador horizontal.....	21
Ilustración 8 Clasificación de aerogeneradores para producción eléctrica en función de su potencia	22
Ilustración 9 Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada 1998-2013.....	23
Ilustración 10 Potencia eólica instalada por Comunidades Autónomas.	23
Ilustración 11 Distribución de la potencia eólica instalada en España por provincias (2009). En porcentaje.....	24
Ilustración 12 Eólica de pequeña potencia- Previsiones 2011-2020. Potencia Anual y Acumulada ..	25
Ilustración 13 Movimiento de electrones dentro del material semiconductor.	28
Ilustración 14 Efecto fotovoltaico.....	29
Ilustración 15. Curva I-V característica de un módulo fotovoltaico	32
Ilustración 16 Costes de inversión en 2010 para instalaciones fotovoltaicas en tejado:	33
Ilustración 17 Distribución espacial de radiación global anual en España.	34
Ilustración 18 Diagrama de bloques de una instalación híbrida con bus de DC:.....	40
Ilustración 19 Diagrama de bloque de una instalación híbrida con bus de AC:	41
Ilustración 20 Diagrama de bloque de una instalación híbrida con bus de DC/AC.	41
Ilustración 21 Esquema del sistema híbrido eólico-fotovoltaico.....	43
Ilustración 22 Aerogeneradores Solener y Enair.	45
Ilustración 23 Aerogeneradores Bornay 600 y 1500.	46
Ilustración 24 aerogenerador Bornay 600	47
Ilustración 25 Denominación de los distintos vientos según velocidad	48
Ilustración 26 Fijación del aerogenerador a soporte.	48
Ilustración 27 Distancia mínima entre las palas y soporte.	48
Ilustración 28 Situación correcta del aerogenerador respecto a una edificación.	49
Ilustración 29 Módulos Atersa-230P y Atersa-300P	51
Ilustración 30 Atersa-200M y Sunport60P200 de Quantum Solar.	52
Ilustración 31 Bluesolar SPM190-24 Victron energy.	52
Ilustración 32 Módulo A-230P de Atersa	53
Ilustración 33 Soporte de módulos tipo V de Atersa.	55
Ilustración 34 Baterías BAE Secura PVS Monobloc y BAE Secura PVS Solar.	57
Ilustración 35 Batería Exide Classic OPzS Solar.	57
Ilustración 36 Batería OPzS Solar 765	58
Ilustración 37 Regulador Inclin 600/48.....	60
Ilustración 38 Regulador Xantrex XW60 MPPT - 60 Amp 150 Vdc. E	61
Ilustración 39 Regulador Blue-Solar MPPT 150/70 E.....	62

Ilustración 40 Regulador fotovoltaico Midnite Solar Classic lite150.	62
Ilustración 41 Regulador MPPT-50C Atersa.....	62
Ilustración 42 Regulador fotovoltaico midnitesolar classic lite 150	63
Ilustración 43 Inversor Phoenix 48/5000 de Victron Energy e inversor Tauro BC 5048/V.....	65
Ilustración 44 el Inversor/Cargador Phoenix MultiPlus 48/5000 de Victron energy.....	66
Ilustración 45 Bancada de baterías instaladas.....	70
Ilustración 46 Instalación de baterías, regulador, inversor y cuadro de protecciones.....	71
Ilustración 47 Empresas autorizadas en la zona de Conil de la Frontera.	73
Ilustración 48 Criterios de Valoración de PROSOL.....	76
Ilustración 49 Cuadro de incentivos según categorías y subcategorías.	79
Ilustración 50 Zona de Especial Protección de Aves.	81
Ilustración 51 Lugares de Interés Comunitario.....	82
Ilustración 52 Categorías de actuaciones sometidas a los instrumentos de prevención y control ambiental.	85
Ilustración 53 Cimentación torre P-400.....	87
Ilustración 54 Distribución de Weibull.....	96
Ilustración 55 Curva de potencia del aerogenerador Bornay Inclín 660	97
Ilustración 56 Cuadro de la torre P-400 para aerogenerador.....	99
Ilustración 57 Días de autonomía según tipo de instalación y meteorología.....	111
Ilustración 58 Sección de cable según tipo de aerogenerador longitud.....	117
Ilustración 59 Cable de batería y batería mínima según modelo de aerogenerador	118
Ilustración 60 Secciones de cable en distintas unidades.	118
Ilustración 61 Sección de cable según modelo de inversor.	119

