

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Industrial

Título del Trabajo

**“DISEÑO E IMPLANTACIÓN DE UN SISTEMA
HÍBRIDO, EÓLICO-FOTOVOLTAICO, PARA EL
AUTOCONSUMO EN VIVIENDA UNIFAMILIAR”**

TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

Autor: Juan Alfonso Hernández Pagán

Director: Francisco Javier Cánovas Rodríguez

Cartagena, a 5 de Octubre de 2016



ÍNDICE GENERAL

DOCUMENTO 1: MEMORIA DESCRIPTIVA

<u>1. INTRODUCCIÓN.....</u>	<u>9</u>
<u>2. OBJETO.....</u>	<u>12</u>
2.1 OBJETIVOS GENERALES	12
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	12
<u>3. ANTECEDENTES.....</u>	<u>14</u>
3.1 LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	14
3.1.1 Energías renovables o energías alternativas.....	14
3.1.2 Tipos de energías renovables.....	14
3.1.3 Ventajas e inconvenientes de las energías renovables.....	15
3.1.4 Situación actual y futuro de las energías renovables.....	16
3.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	20
3.2.1 La energía solar.....	20
3.2.2 Ventajas e inconvenientes de la energía solar fv.....	21
3.2.3 Efecto solar fotovoltaico.....	22
3.2.4 Célula solar fotovoltaica.....	23
3.2.5 Aplicaciones y situación actual de la energía solar fv.....	25
3.2.6 Generador fotovoltaico.....	26
3.3 ENERGÍA EÓLICA.....	33
3.3.1 La energía eólica.....	33
3.3.2 Ventajas e inconvenientes de la energía eólica	33
3.3.3 La generación eólica.....	35
3.3.4 La tecnología mini eólica.....	36
3.3.5 Aplicaciones y situación actual de la energía eólica	37
3.3.6 Aerogenerador de baja potencia	38



4. DEFINICIONES.....	48
4.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	48
4.2 ENERGÍA EÓLICA.....	49
4.3 COMPONENTES.....	49
4.3.1 ACUMULADORES.....	49
4.3.2 REGULADORES DE CARGA.....	50
4.3.3 INVERSORES.....	50
5. SITUACIÓN.....	51
5.1 EMPLAZAMIENTO.....	51
5.2 DISTRIBUCIÓN Y ACTIVIDAD DE LA VIVIENDA.....	51
5.3 DATOS CLIMATOLÓGICOS.....	53
6. REQUISITOS DE DISEÑO.....	54
6.1 CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO.....	54
6.2 DEMANDA ELÉCTRICA Y POTENCIA A INSTALAR.....	54
7. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	55
7.1 EL SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-FOTOVOLTAICO.....	55
7.1.1 Arquitectura.....	56
7.1.2 Funcionamiento.....	59
7.2 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA PROYECTADO.....	60
7.2.1 Componentes generales de la instalación.....	61
7.2.2 Aerogenerador.....	61
7.2.3 Generador fotovoltaico.....	63
7.2.4 Acumulador eléctrico.....	65
7.2.5 Reguladores de carga.....	65
7.2.6 Inversor DC/AC.....	67
7.2.7 Cableado y tubos de protección.....	68
7.2.8 Elementos de protección.....	69
7.2.9 Torre del aerogenerador.....	71
7.2.10 Estructura soporte paneles fotovoltaicos.....	73



7.3 ESQUEMA UNIFILAR.....	75
<u>8. PLANIFICACIÓN.....</u>	<u>76</u>
<u>9. ORDEN DE PRIORIDAD.....</u>	<u>77</u>
<u>10. MANUAL PARA EL MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS.....</u>	<u>77</u>
<u>11. ABREVIATURAS Y PROGRAMAS DE CÁLCULO.....</u>	<u>83</u>
11.1 ABREVIATURAS.....	83
11.2 PROGRAMAS DE CÁLCULO.....	83
<u>12. NORMATIVA Y BIBLIOGRAFÍA.....</u>	<u>84</u>

DOCUMENTO 2: ANEXOS A LA MEMORIA

<u>1. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....</u>	<u>87</u>
1.1 DIMENSIONADO DEL SISTEMA.....	87
1.2 CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.....	88
1.2.1 Determinación de los consumos.....	88
1.2.2 Determinación de la tensión de funcionamiento.....	89
1.2.3 Rendimiento del sistema y consumo real de energía.....	89
1.3 ENERGÍA EÓLICA.....	91
1.3.1 Caracterización de la energía eólica.....	91
1.3.2 Recurso eólico en el lugar de emplazamiento.....	94
1.3.3 Estimación de la energía eólica disponible.....	102
1.3.4 Elección del generador.....	103
1.3.5 Aerogenerador seleccionado.....	104
1.3.6 Producción de energía del aerogenerador seleccionado.....	105
1.3.7 Ubicación y orientación del generador.....	106



1.4 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	107
1.4.1 Caracterización de la energía solar fotovoltaica.....	107
1.4.2 Radiación solar en el lugar de emplazamiento.....	109
1.4.3 Orientación e inclinación del generador fotovoltaico.....	110
1.4.4 Irradiación sobre el generador fotovoltaico.....	113
1.4.5 Dimensionado del generador fotovoltaico.....	117
1.4.5.1 Demanda eléctrica a abastecer.....	117
1.4.5.2 Dimensionado del generador.....	118
1.4.5.3 Selección del módulo fotovoltaico.....	122
1.4.5.4 Número de módulos necesarios.....	124
1.5 ENERGÍA PRODUCIDA POR EL CONJUNTO.....	127
1.6 RESTO DE COMPONENTES DEL SISTEMA.....	128
1.6.1 Acumulador eléctrico.....	128
1.6.2 Reguladores de carga.....	132
1.6.2.1 Regulador eólico.....	132
1.6.2.2 Regulador solar.....	132
1.6.3 Inversor.....	134
1.7 CABLEADO Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN.....	136
1.7.1 Cableado.....	136
1.7.1.1 Cálculo secciones de línea.....	139
1.7.2 Tubos o canalizaciones de protección.....	145
1.7.3 Elementos de protección.....	146
1.7.3.1 Protecciones en corriente continua.....	146
1.7.3.2 Protecciones en corriente alterna.....	147
1.7.4 Tabla resumen de cableado.....	148
1.8 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA INSTALACIÓN.....	150
<u>2. CARACTERÍSTICAS Y FICHAS TÉCNICAS</u>	<u>151</u>
2.1 GENERACIÓN EÓLICA.....	151
2.1.1 Aerogenerador.....	151



2.1.2 Regulador eólico.....	152
2.1.3 Torre del aerogenerador.....	156
2.2 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.....	157
2.2.1 Módulo fotovoltaico.....	157
2.2.2 Regulador solar.....	159
2.2.3 Sistema soporte.....	160
2.3 ACUMULADOR ELÉCTRICO.....	161
2.4 INVERSOR.....	163
2.5 CABLEADO Y PROTECCIONES.....	165
2.5.1 Cableado en corriente continua.....	165
2.5.2 Cableado en corriente alterna.....	166
2.5.3 Protecciones.....	167
2.5.4 Caja de conexiones.....	169

DOCUMENTO 3: PLANOS

<u>1. SITUACIÓN.....</u>	<u>171</u>
<u>2. EMPLAZAMIENTO.....</u>	<u>171</u>
<u>3. SUPERFICIE CATASTRAL.....</u>	<u>172</u>
<u>4. SITUACIÓN GENERADORES.....</u>	<u>172</u>
<u>5. DETALLE CUARTO ELECTRICO.....</u>	<u>173</u>
<u>6. ESQUEMA UNIFILAR.....</u>	<u>173</u>



DOCUMENTO 4: MEDICIONES, PRESUPUESTO Y ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

<u>1. MEDICIONES Y PRESUPUESTO.....</u>	<u>175</u>
1.1 PRESUPUESTO EJECUCION MATERIAL.....	175
1.2 PRESUPUESTO FACULTATIVO.....	177
2.4. PRESUPUESTO GENERAL.....	177
<u>2. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD.....</u>	<u>178</u>

DOCUMENTO 5: CONCLUSIONES

<u>1. CONCLUSIONES.....</u>	<u>181</u>
------------------------------------	-------------------



DOCUMENTO 1

MEMORIA DESCRIPTIVA



1. INTRODUCCIÓN

No es necesario un análisis muy riguroso de la realidad de nuestro planeta para darse cuenta que los niveles de consumo que actualmente se mantienen en los países denominados desarrollados nos llevan a grandes contradicciones. Con el ánimo de crecer económicamente nos lanzamos a sistemas productivos que inciden sobre nuestro planeta y por ende sobre los seres humanos que lo habitan. El uso irracional de la energía es otra forma de consumo desmedido que nos lleva a la "sobreeplotación" de los recursos que nos ofrece nuestro planeta.

Este tipo de reconversión energética hacia energías más limpias aunque supone un desembolso inicial que no todas las economías pueden asimilar, supone un importante paso para poder romper la dependencia económica de los proveedores de combustible y apostar por un desarrollo sostenible planetario (sin entrar en si realmente existe voluntad política de hacerlo o si los promotores de la transferencia tecnológica serán las mismas empresas multinacionales que controlan el oligopolio del petróleo)

El uso de las energías renovables posibilita la creación de nuevas alternativas de vida, que apuestan por un mayor respeto al medio ambiente y que se orientan hacia la autosuficiencia.

Las energías renovables son un gran instrumento para cambiar el futuro de nuestro planeta pero esta revolución tecnológica será inútil si no hacemos un análisis mucho más crítico de la realidad económica y política que nos ha llevado a no saber coexistir en armonía con todos los seres vivos de la Tierra.

En este contexto es importante mencionar que el petróleo, gas y carbón siguen siendo los combustibles más recurridos por su bajo costo. Sin embargo, el impacto ambiental de estas fuentes de energía, sumado con el crecimiento de la población en el planeta y su demanda energética, ha traído consigo nocivos efectos al medio ambiente. Por ello, el mercado de las energías renovables ha crecido de manera considerable en las últimas décadas promoviendo una forma de generar energía sin dañar al medio ambiente.

En la figura 1 se puede apreciar una proyección en la generación de energía desde 2005 hasta el 2035.



Es interesante observar como las energías renovables se podrían posicionar como la segunda fuente de energía para la población mundial en 2035 por encima del gas y de la energía nuclear y sólo por debajo del carbón cuyas reservas mundiales aún son vastas y podrían agotarse hasta 2065 (EIA, 2012).

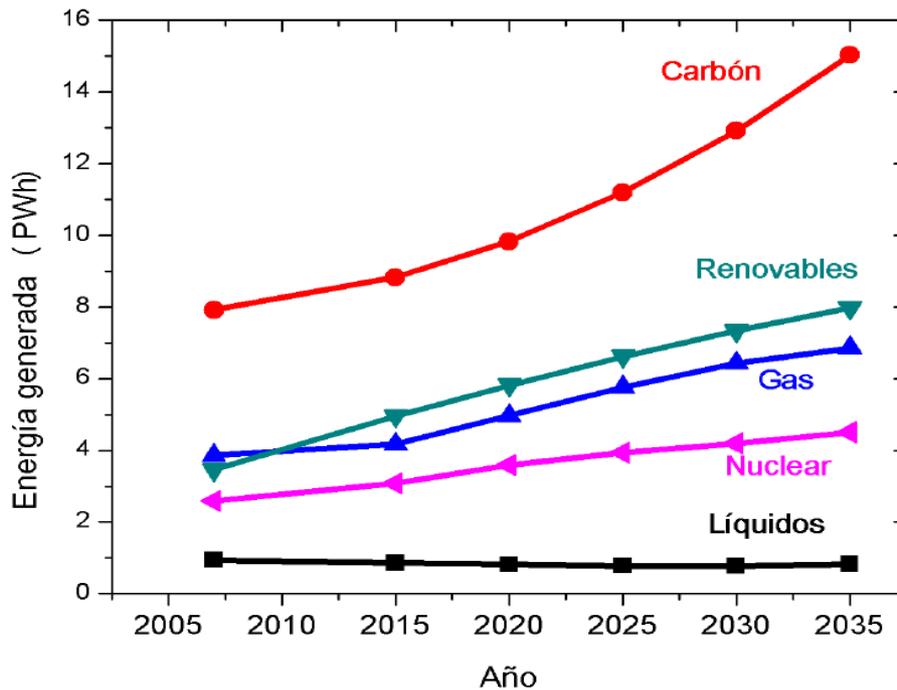


Figura 1. Proyección energética 2005-2035 (EIA, 2012)

Entre las energías renovables más populares y utilizadas en el mundo se encuentran la energía solar fotovoltaica (FV) y la energía eólica. La primera convierte la radiación solar en electricidad en forma de corriente directa (CD). La segunda utiliza el movimiento de las aspas de una turbina a través del viento, generando corriente directa a la salida. Todo ello basado en el principio fundamental de la física: “La energía no se crea ni se destruye, sólo se transforma”.

El uso de cada tipo de energía renovable en España se muestra en la figura 2.

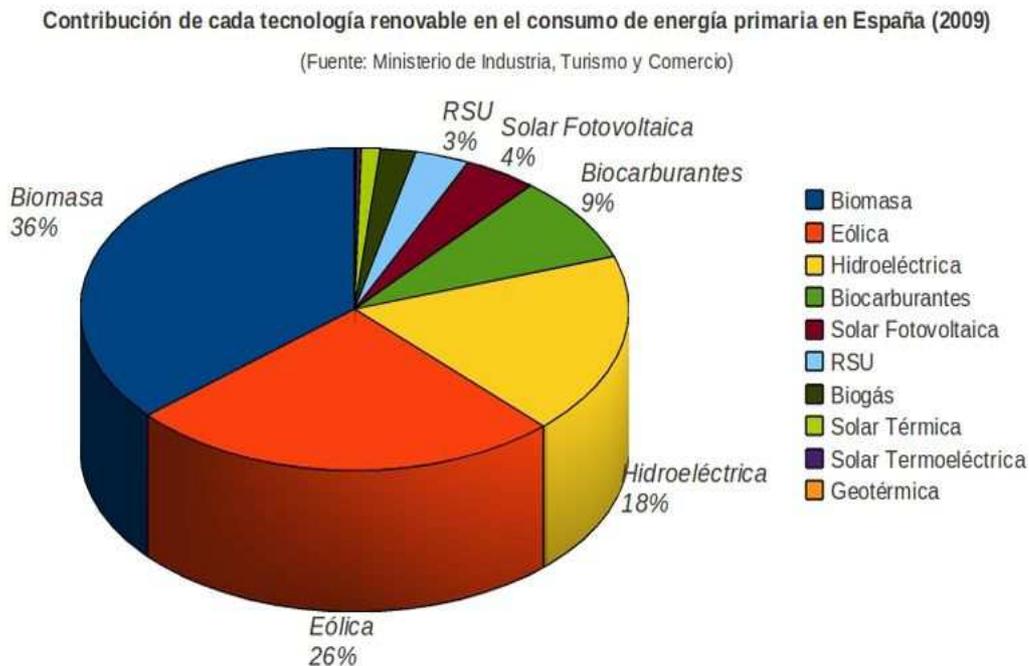


Figura 2. Contribución de cada energía renovable en el consumo de energía primaria en España.

Al margen de datos globales y de modelos productivos o económicos más o menos innovadores, en la actualidad el uso de las energías renovables emerge con fuerza entre la ciudadanía como una nueva filosofía, que desea conjugar el bienestar social con el desarrollo energético sostenible.

En ese sentido, aumenta cada año la instalación de equipos de mediana o pequeña potencia, para producir energía eléctrica limpia, que posteriormente se entrega a la red(lo que se conoce como generación distribuida), o que se aprovecha para consumos autónomos.

Precisamente, el presente proyecto tiene como objetivo desarrollar una instalación eléctrica en una vivienda, mediante el uso de energías renovables.



2. OBJETO

El objeto del presente proyecto es el diseño de un SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-FOTOVOLTAICO en vivienda unifamiliar, para abastecer una parte de la electricidad que requieren anualmente, teniendo en cuenta los datos de ocupación y consumo eléctrico aportados por el cliente.

El proyecto titulado “Implantación de un sistema eólico fotovoltaico para vivienda unifamiliar” es un trabajo fin de grado en Ingeniería mecánica de la Universidad Politécnica de Cartagena, el cual alberga los siguientes objetivos:

2.1 OBJETIVOS GENERALES

Fomentar el desarrollo energético sostenible, diseñando un sistema complementario a la red de abastecimiento eléctrico para una instalación doméstica, mediante el uso de energías renovables.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

El ámbito de aplicación del proyecto se centra en abastecer una parte de la demanda eléctrica de una vivienda unifamiliar, mediante un sistema complementario a la red y el uso de energías renovables.

Una familia Toledana, cansados del continuo incremento en la factura de la luz han decidido implantar un sistema de autoconsumo.

Esta vivienda, se encuentran en la localidad de Castillo de Bayuela, Toledo, siendo su ocupación de 5 personas, tres adultos y dos ancianos.

Uno de los adultos dispone allí mismo de un pequeño taller de costura, el otro está prejubilado y el tercero tan solo trabaja por las mañanas, por lo que la casa se encuentra siempre habitada.

La finca está construida con amplios muros de piedra y bien ventilada, lo que hace a los habitantes de la misma prescindir de sistema de aire acondicionado.



La instalación de energía eléctrica, mediante un sistema de generación, almacenamiento y distribución, será la adecuada para garantizar un suministro en cantidad y calidad suficiente, en relación al consumo estimado.

La distribución de energía eléctrica se ha diseñado únicamente, hasta la entrada del CGBT de la edificación principal, que ya dispone de los elementos de mando y protección correspondientes a una instalación eléctrica con un grado de electrificación básico.

Esquemáticamente los objetivos específicos son:

- Determinar los recursos renovables eólicos y solares en la ubicación dada.
- Ajustar el consumo eléctrico para una instalación sostenible.
- Exponer la metodología empleada para el dimensionado de los generadores eólico y solar, así como del resto de componentes del sistema híbrido.
- Comprobar el correcto dimensionado de la instalación.
- Presentar el presupuesto y la rentabilidad del sistema.



3. ANTECEDENTES

En primer lugar, se realiza una exposición sobre lo que suponen las energías renovables y el desarrollo sostenible a nivel general, y como parte de nuestro proyecto, incidimos de manera más concreta en la energía solar fotovoltaica y en la energía mini-eólica.

3.1 LAS ENERGÍAS RENOVABLES

3.1.1 Energías renovables o alternativas

Se denomina *energía renovable* a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales.

Un concepto similar, pero no idéntico es el de *las energías alternativas*: una energía alternativa, o más precisamente una *fuentes de energía alternativa* es aquella que puede suplir a las fuentes energéticas actuales, ya sea por su menor efecto contaminante, o fundamentalmente por su posibilidad de renovación.

3.1.2 Tipos de energías renovables

Las fuentes renovables de energía pueden dividirse en dos categorías: no contaminantes o limpias y contaminantes.

Entre las no contaminantes, nos encontramos con:

- El Sol: Energía solar.
- El viento: Energía eólica.
- Los ríos y corrientes de agua dulce: Energía hidráulica o hidroeléctrica.
- Los mares y océanos: Energía mareomotriz.
- El calor de la Tierra: Energía geotérmica.
- Las olas del mar: Energía undimotriz.



Las contaminantes se obtienen a partir de la materia orgánica o biomasa, y se pueden utilizar directamente como combustible (madera u otra materia vegetal sólida), o bien transformarlos, mediante procesos de fermentación orgánica, reacciones de transesterificación, etc. en combustibles como el bioetanol, el biogás o el biodiesel.

Las energías de fuentes renovables contaminantes presentan, en parte, el mismo problema que la energía producida por combustibles fósiles: en la combustión emiten dióxido de carbono, gas de efecto invernadero, y a menudo son aún más contaminantes, puesto que la combustión no es tan limpia, y se emiten hollines y otras partículas sólidas, aunque se encuadran dentro de las energías renovables porque mientras que puedan cultivarse los vegetales que las producen, no se agotarán.

3.1.3 Ventajas e inconvenientes de las energías renovables

VENTAJAS:

- La primera ventaja de una cierta cantidad de fuentes de energía renovables es que no producen gases de efecto invernadero ni otras emisiones, contrariamente a lo que ocurre con los combustibles, sean fósiles o renovables. Algunas fuentes renovables no emiten dióxido de carbono adicional, salvo los necesarios para su construcción y funcionamiento, y no presentan ningún riesgo suplementario, tales como el riesgo nuclear.
- Es una fuente de energía inagotable. Las fuentes de energía renovables son distintas a las de combustibles fósiles o centrales nucleares debido a su diversidad y abundancia. Se considera que el Sol abastecerá estas fuentes de energía (radiación solar, viento, lluvia, etc.) durante los próximos cuatro mil millones de años.

INCONVENIENTES:

- Se pueden generar problemas ecológicos particulares y localizados; aerogenerador peligrosos para las aves, centrales hidroeléctricas que alteran el caudal de los ríos, integración con el paisaje, etc.
- Distribución geográfica y naturaleza difusa (intensidades bajas de energía) de las energías renovables; una instalación fotovoltaica en una vivienda ubicada en la zona nublada de Europa, deberá instalar más metros cuadrados de paneles fotovoltaicos, que otra del sur con el mismo consumo eléctrico.



- Irregularidad en la producción de energía eléctrica sostenible: un consumo permanente en el tiempo, exige medios de almacenamiento (uso de bombas en sistemas hidráulicos, baterías, futuras pilas de combustible de hidrógeno, etc.).
- Gestión de las redes eléctricas: si la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables se generalizase, los sistemas de distribución y transformación deberían ser completamente revisados; se debería llevar a cabo una gestión activa del sistema para garantizar el equilibrio local del sistema.

3.1.4 Situación actual y futuro de las energías renovables

EN EL MUNDO:

Recientemente se ha publicado por REN21 (Renewable Energy Policy Network) el informe anual sobre la situación global de las energías renovables, en su edición de 2012.

Durante el año 2011 se produjo un incremento del 17% de la inversión total en instalaciones renovables, seis veces más que por ejemplo en 2004, aunque veinte puntos porcentuales menos que justo el año anterior, consecuencia de la crisis económica en la que se encuentran las economías mundiales.

Las energías renovables siguen creciendo a buen ritmo en todos los sectores (generación eléctrica, calefacción, refrigeración y transporte). Cabe comentar que las energías renovables representan casi la mitad de toda la nueva potencia eléctrica instalada durante 2011 en el mundo, y suministran ya algo más del 20% de la electricidad consumida en el mundo. Por países China lideró las nuevas inversiones en energías renovables, seguido de Estados Unidos.

En 2014 las inversiones en energías renovables se recuperaron hasta los 270 millones de dólares, gracias al desarrollo de grandes instalaciones y al boom de la solar fotovoltaica sobre tejados gracias a la fuerte mejora de su competitividad por la reducción de costes y al incremento de la eólica offshore en Europa.

No obstante, en la actualidad, existe una gran asimetría en la producción de energía eléctrica renovable a nivel mundial; como es natural, varía notablemente de unos países a otros, en función de la riqueza, la situación geográfica, etc.



Los cinco países líderes en capacidad instalada eléctrica renovable total en 2013 fueron los siguientes, en orden de importancia:

- China:

Su desarrollo económico requiere de una enorme cantidad de energía, basada en gran medida en combustibles fósiles. Las autoridades chinas son cada vez más conscientes de las consecuencias para el medio ambiente y la salud de sus ciudadanos, e impulsan desde hace varios años el crecimiento de las renovables. El año pasado, el 24% de la capacidad renovable mundial se concentró en China. Las fuentes renovables rebasaron en este país por primera vez a las fuentes fósiles y nucleares en términos de nueva capacidad eléctrica. Asimismo, destacan las inversiones en generación hidroeléctrica, solar fotovoltaica y eólica. Un tercio de la nueva capacidad de energía solar fotovoltaica mundial se concentró en este país.

- Estados Unidos:

La participación de la generación renovable aumentó en 2013 a casi el 12,9% (12,2% en 2012), a pesar de una caída en la energía hidroeléctrica. La participación de la generación neta de electricidad a partir del carbón ha disminuido casi un 19% durante el periodo 2008-2013.

- Brasil:

Además de su enorme potencial en generación hidroeléctrica, Brasil está apostando por otros tipos de renovables. Así, a finales de 2013, tenía más de 10 GW de capacidad energética eólica bajo contrato.

- Canadá:

Este país norteamericano es una de las principales potencias mundiales en generación hidroeléctrica, lo que ha llevado a auparle a un cuarto puesto a nivel mundial.

- Alemania:

Destaca su crecimiento del uso de renovables en hogares y empresas. La oferta cada vez mayor de nuevos proveedores de energías "verdes" ha contribuido para pasar de 800.000 clientes residenciales en 2006, a 4,9 millones en 2012, el 12,5% de todas las casas privadas del país. Casi la mitad de la capacidad de energía renovable era propiedad ciudadana en 2013.



EN ESPAÑA:

En cuanto a la situación en España, cabe comentar que, diversas medidas normativas, como la suspensión de las primas, o las dificultades para el autoconsumo energético, han supuesto en la práctica, que el estado español haya perdido parte del liderazgo mundial en el campo de las energías renovables alcanzado hace unos años.

A pesar de las numerosas centrales hidroeléctricas del país, España no es ni mucho menos una potencia mundial en este sector. Por ese motivo, si contabilizamos este tipo de energía como renovable, nuestro país queda en un segundo término en cuanto a capacidad de generación.

Pero si obviamos la hidroelectricidad, España se sitúa en el cuarto lugar mundial por capacidad instalada, por detrás de gigantes como China, Estados Unidos y Alemania, gracias en parte, al 20,9 % electricidad generada por la infraestructura eólica.

También destaca la capacidad de generación de electricidad basada en plantas CSP, (centrales solares termoeléctricas), liderando este capítulo por delante de Estados Unidos y Emiratos Árabes.

Finalmente y como dato final, cabe destacar las conclusiones del informe del REN21, (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century) que es una asociación internacional sin ánimo de lucro que promueve el intercambio de conocimientos, el desarrollo de políticas y acciones conjuntas para lograr una transición global hacia las energías renovables.

En su informe recientemente publicado: "Renewables 2014 Global Status Report", analiza las diversas tendencias del sector, las políticas de los gobiernos y los movimientos del mercado de las energías renovables en cuanto a las nuevas tecnologías.

Estas son algunas de las conclusiones más destacadas del informe:

- El número de economías emergentes con políticas de apoyo a la expansión de la energía renovable ha aumentado más de seis veces en sólo ocho años, al pasar de 15 países en desarrollo en 2005 a 95 a principios de 2014.
- Se estima que 6.5 millones de personas trabajaron directa o indirectamente en el sector de energías renovables en 2013.



- La hidroelectricidad aumentó un 4% llegando a unos 1,000 GW de capacidad instalada en 2013, lo que representa cerca de un tercio de la capacidad eléctrica renovable agregada durante el año. El crecimiento de las otras fuentes renovables fue de un 17% para llegar a unos 560 GW.
- La energía renovable cubrió el 19% del consumo final global de energía en 2012, crecimiento que se sostuvo en 2013. Las fuentes renovables modernas representan el 10% mientras que el 9% restante fue cubierto por biomasa tradicional, cuya participación está declinando.
- A nivel mundial, por primera vez se instaló más capacidad eléctrica solar fotovoltaica (FV) que eólica.
- Pese a que la inversión global en solar FV declinó cerca del 22% con respecto a 2012, las instalaciones nuevas aumentaron 27%. El mercado solar FV tuvo un año record, agregando cerca de 38 GW en 2013 para llegar a un total de aproximadamente 138 GW.
- Un tercio de la nueva capacidad se concentró en China, lo que significa un crecimiento espectacular, seguido de Japón y Estados Unidos.
- China, Estados Unidos, Brasil, Canadá y Alemania permanecen como los países líderes en capacidad instalada eléctrica renovable total.
- En términos de nueva capacidad eléctrica, las fuentes renovables rebasaron a las fuentes fósiles y nucleares en China por primera vez.
- Un creciente número de ciudades, estados y regiones buscan transitar hacia un 100% de energías renovables, ya sea en sectores individuales o en el total de sus economías. Por ejemplo Yibuti, Escocia y el pequeño estado insular de Tuvalu tienen como meta que en 2020 el 100% de su electricidad se genere a partir de fuentes renovables.
- Uruguay, Mauritania y Costa Rica se sitúan entre los países líderes en términos de inversión por unidad de PBI destinada a electricidad y combustibles a partir de nuevas fuentes renovables.
- Durante 2013 se incorporaron más de 35 GW de energía eólica, totalizando cerca de 318 GW. Sin embargo, a pesar de varios años récord, el mercado decayó en unos 10 GW con relación a 2012, reflejando principalmente la fuerte caída del mercado norteamericano.



- Las plantas eólicas mar adentro tuvieron un año record, con 1.6 GW adicionales, localizados casi en su totalidad en la Unión Europea.
- La calefacción y climatización a partir de fuentes de biomasa moderna, solar y geotermia representó una pequeña pero creciente fracción de la demanda global final de calor, que se estima en un 10%.
- La nueva inversión global en electricidad y combustibles renovables fue de al menos 249.4 miles de millones de dólares en 2013, reduciéndose un 14% en relación al año 2012 y un 23% con respecto al récord registrado en 2011.

3.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

3.2.1 La energía solar fotovoltaica

Definimos primero la energía solar como la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el Sol, que llega a la Tierra en forma de ondas electromagnéticas.

Puede aprovecharse directamente, por medio del calor que se produce, así como a través de la absorción de la radiación solar incidente, con dispositivos específicos, como por ejemplo, los recolectores solares, en el caso de la energía solar térmica, utilizada para el suministro de agua caliente sanitaria en viviendas, o los paneles fotovoltaicos, que transforman la energía solar en energía eléctrica.

La energía fotovoltaica, por tanto, es la transformación directa de la radiación solar en electricidad. Esta transformación se produce en unos dispositivos denominados paneles fotovoltaicos. En los paneles fotovoltaicos, la radiación solar excita los electrones de un dispositivo semiconductor generando una pequeña diferencia de potencial. La conexión en serie de estos dispositivos permite obtener diferencias de potencial mayores.

Aunque el efecto fotovoltaico era conocido desde el siglo XIX, fue en la década de los 50, en plena carrera espacial, cuando los paneles fotovoltaicos comenzaron a experimentar un importante desarrollo. Inicialmente utilizados para suministrar electricidad a satélites geoestacionarios de comunicaciones, hoy en día constituyen una tecnología de generación eléctrica renovable.



3.2.2 Ventajas e inconvenientes de la energía solar fotovoltaica

VENTAJAS:

- Como procede de una fuente de energía renovable, sus recursos son ilimitados.
- Su producción no produce ninguna emisión, es decir, es una energía muy respetuosa con el medio ambiente.
- Los costos de operación son muy bajos.
- El mantenimiento es sencillo y de bajo costo.
- Los módulos tienen un periodo de vida de hasta 20 años.
- No solo se puede integrar en las estructuras de construcciones nuevas, sino también en las ya existentes.
- Se pueden hacer módulos de todos los tamaños.
- El transporte de todo el material es práctico en la energía fotovoltaica es de transporte más sencillo).
- El costo disminuye a medida que la tecnología va avanzando.
- Es un sistema de aprovechamiento de energía idóneo para zonas donde no llega la electricidad.
- Los paneles fotovoltaicos son limpios y silenciosos, de manera que pueden instalarse en casi cualquier parte sin provocar ninguna molestia.

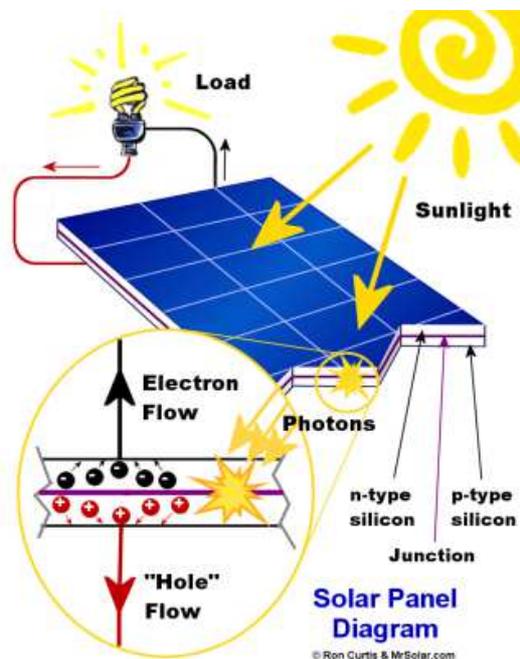
INCONVENIENTES:

- Los costos de instalación son altos por lo que requiere de una gran inversión inicial.
- Los lugares donde hay mayor radiación solar, son lugares desérticos y alejados de las ciudades.
- Para recolectar energía solar a gran escala se requieren grandes extensiones de terreno.
- Es una fuente de energía difusa, la luz solar es una energía relativamente de baja densidad.
- Posee ciertas limitaciones con respecto al consumo ya que no puede utilizarse más energía de la acumulada en períodos en donde no haya sol.

3.2.3 Efecto fotovoltaico

De forma muy resumida y desde el punto de vista eléctrico, el “efecto fotovoltaico” es la transformación parcial de energía lumínica en energía eléctrica.

En realidad, dicha definición está incluida dentro del “efecto fotoeléctrico” que se define como: La emisión de electrones por un material al incidir sobre él una radiación electromagnética (luz visible o ultravioleta), definido gráficamente en el siguiente esquema:



El efecto fotoeléctrico fue descubierto y descrito por Heinrich Hertz, en 1887, al observar que el arco que salta entre dos electrodos conectados a alta tensión alcanza distancias mayores cuando se ilumina con luz ultravioleta que cuando se deja en la oscuridad. La explicación teórica fue hecha por Albert Einstein, quien publicó en 1905 el revolucionario artículo “Heurística de la generación y conversión de la luz” basando su formulación de la fotoelectricidad en una extensión del trabajo sobre los cuantos de Max Planck, publicación que le otorgó el Nobel en 1921.

La encargada de llevar a cabo el efecto fotovoltaico es la denominada célula solar, de la que hablamos y describimos a continuación.



3.2.4 La célula solar fotovoltaica

Una célula fotoeléctrica o célula fotovoltaica, es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía lumínica (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres) mediante el efecto fotoeléctrico, generando energía solar fotovoltaica. Compuestas de un material (generalmente silicio monocristalino) que presenta efecto fotoeléctrico; absorben fotones de luz y emiten electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

El efecto fotovoltaico, convierte cada célula solar fotovoltaica, en una especie de pila que sólo funciona cuando recibe luz solar, ofreciendo una diferencia de tensión de unos 0,5 V, por lo que, mediante el acoplamiento en serie o paralelo de varias células solares, se obtiene el módulo solar fotovoltaico adaptable a los niveles de tensión y corriente deseados.

Esta diferencia de tensión crea un campo eléctrico permanente, a través de una unión pn (como vimos en el esquema del efecto fotovoltaico), entre dos capas dopadas respectivamente, p y n.

Cuando parte de los fotones inciden sobre la célula fotovoltaica, se transfiere a los electrones de la zona n del semiconductor la suficiente energía como para saltar ese campo eléctrico y llegar a la zona p. Esos electrones sólo podrán volver a su zona de origen, por el circuito exterior al que se conecta la célula, generando una corriente eléctrica continua, proporcional al flujo luminoso que reciben.

La producción de las células solares, es la parte más cara de todo el desarrollo del sistema fotovoltaico. Se fabrican mediante la cristalización del silicio, y podemos encontrar tres tipos principales:

- Monocristalino: Son las células fotovoltaicas más usadas en la actualidad, con rendimientos altos en comparación con el resto de tecnologías. Presenta una estructura cristalina completamente ordenada.
- Policristalino: Son aquellas obtenidas a partir de procesos que no necesitan un control exhaustivo de la temperatura en la solidificación del material de silicio, ni tampoco un crecimiento controlado de su red cristalina; la solidificación no se hace en un solo cristal sino en múltiples.

Aunque su precio es similar a las monocristalinas, su rendimiento es menor. Presenta una estructura ordenada por regiones separadas.

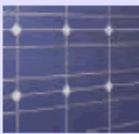


- Amorfo: La gran ventaja de la utilización del silicio amorfo para la fabricación de células fotovoltaicas radica en el espesor del material a utilizar, ya que puede llegar a ser 50 veces más fino que el equivalente fabricado en silicio monocristalino.

El coste de fabricación es inferior al resto de tecnologías, como consecuencia del poco material que se emplea y la facilidad de su fabricación en masa.

Sin embargo, sus rendimientos son muy inferiores en comparación con las células de silicio monocristalino. Presenta un alto grado de desorden y un gran número de defectos estructurales en su combinación química.

En cuanto a las eficiencias alcanzadas en los diversos tipos de celdas solares fotovoltaicas, las podemos ver en la siguiente tabla.

CÉLULAS		RENDIMIENTO LABORATORIO	RENDIMIENTO DIRECTO	CARACTERÍSTICAS	FABRICACIÓN
	MONOCRISTALINO	24 %	15 - 18 %	Es típico los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralsky).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	POLICRISTALINO	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocristalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	AMORFO	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

Cabe destacar que la eficiencia de conversión media obtenida por las células disponibles comercialmente, está alrededor del 16%, pero según la tecnología utilizada varía desde el 6% de las células de silicio amorfo hasta el 22% de las células de silicio monocristalino.

Asimismo, existen células fotovoltaicas fabricadas con elementos alternativos al silicio, como el arseniuro de galio, con un rendimiento teórico cercano al 27%-28%. Lo que ocurre, es que este material es raro y poco abundante, estando su tecnología poco avanzada y con costes elevados.



3.2.5 Aplicaciones y situación actual de la energía solar fotovoltaica

Existen fundamentalmente, dos tipos de aplicaciones de la energía solar fotovoltaica; instalaciones *aisladas de la red eléctrica* y centrales de generación *conectadas a la red*.

Un sistema fotovoltaico aislado o autónomo es un sistema de autoabastecimiento eléctrico, utilizado en lugares alejados de la red eléctrica, tales como casas de campo, refugios de montaña, bombeos de agua, instalaciones ganaderas, sistemas de iluminación o balizamiento, sistemas de comunicaciones, etc.

La función básica de convertir la radiación solar en electricidad la realiza el módulo fotovoltaico, que produce corriente continua a un voltaje que generalmente es de 12V, aunque dependiendo de la configuración del sistema puede ser de 24V o 48V.

La energía eléctrica producida se almacena en baterías, para que pueda ser utilizada en cualquier momento, y no sólo cuando está disponible la radiación solar.

Esta acumulación de energía debe estar dimensionada de forma que el sistema siga funcionando incluso en periodos largos de mal tiempo y cuando la radiación solar sea baja (por ejemplo, cuando sea un día nublado). De esta forma se asegura un suministro prácticamente continuo de energía.

Por otro lado, existen los sistemas fotovoltaicos conectados a red; consiste en generar electricidad mediante paneles solares fotovoltaicos para apoyar el consumo doméstico de electricidad, o para inyectarla directamente a la red de distribución eléctrica.

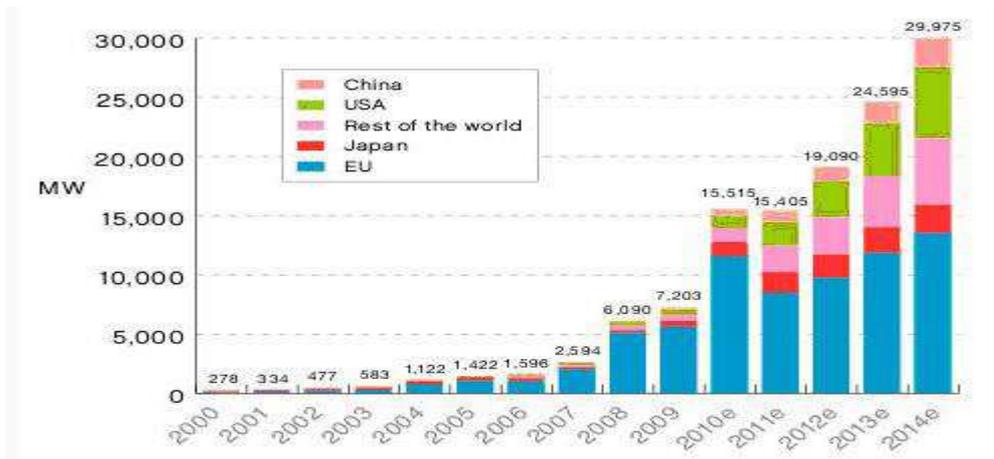
Este tipo de centrales fotovoltaicas pueden ir desde pequeñas instalaciones de 1 a 5 kW domésticas, en nuestra terraza o tejado, a instalaciones de hasta 100 kW sobre cubiertas de naves industriales o en el suelo, lo que comúnmente se conoce como huertas solares, o incluso, plantas de varios megavatios.

En cuanto a la situación actual de la energía solar fotovoltaica debemos destacar que ha experimentado un crecimiento exponencial en los últimos años, impulsada por la necesidad de asumir los retos que en materia de generación de energía se presentan y gracias a los mecanismos de fomento de algunos países, que han propiciado un gran incremento de la capacidad global de fabricación, distribución e instalación de esta tecnología.

A finales de 2010, la potencia acumulada en el mundo era de aproximadamente 40.000 MW, según datos de la European Photovoltaic Industry Association (EPIA), de los cuales cerca de 29.000 MW, un 72%, se localiza en la Unión Europea (Alemania, España e Italia, a cierta distancia); Japón con cerca de 3.622 MW acumulados y



EE.UU. con aproximadamente 2.727 MW representan el 9% y el 6,80% respectivamente de la potencia total.



Energía fotovoltaica, potencia instalada a nivel mundial

En la figura anterior se representa el histórico de la potencia acumulada a nivel mundial en los últimos años, apreciándose claramente el crecimiento exponencial.

En el año 2008 España fue el primer país por potencia instalada, con 2.705 MW, frente a los 1.809 MW de Alemania, que fue el segundo. La potencia instalada en España, no obstante, desde el 2009 no mantiene incrementos tan fuertes debido al cambio de regulación del sector.

3.2.6 El generador fotovoltaico

Al sistema completo formado por el conjunto de módulos o paneles fotovoltaicos dispuestos o conexionados en serie y/o en paralelo se le suele denominar generador fotovoltaico. A continuación se detallan sus elementos y operatividad.

- El módulo fotovoltaico

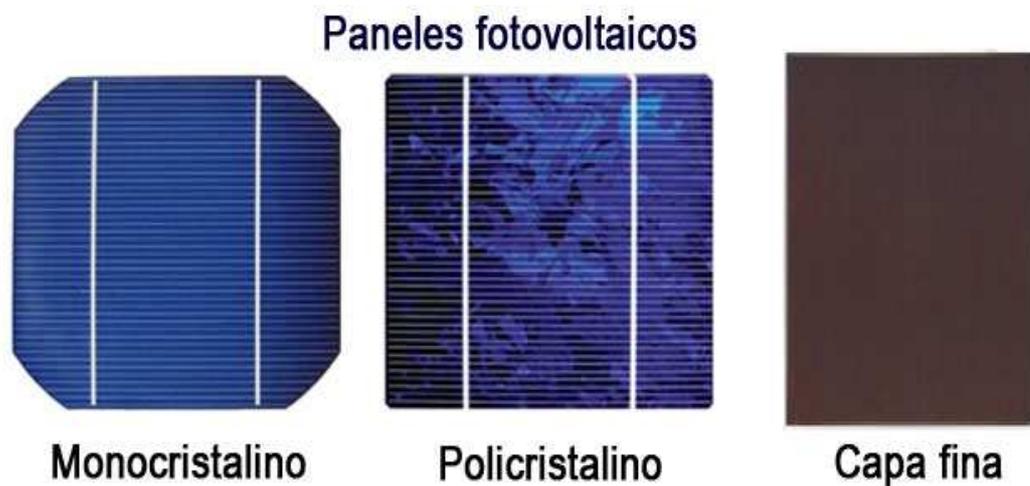
Los módulos o paneles fotovoltaicos están formados por la interconexión de células solares dispuestas en serie y/o en paralelo de manera que la tensión y corriente que finalmente proporcione el panel se ajusta al valor requerido.

Cada célula de las que compone un panel fotovoltaico es capaz de ofrecer una tensión del orden de 0,5 V y una potencia eléctrica alrededor de los 3 W, aunque este valor dependerá de la superficie que mida la célula.

De esta manera la potencia que pueda ofrecer un módulo dependerá del número de células que posea, estando diseñado para el suministro eléctrico en corriente continua (DC), a un determinado voltaje (normalmente 12 o 24 V).

Para formar un panel o módulo fotovoltaico, las células conectadas unas con otras se dispondrán encapsuladas y montadas sobre una estructura soporte o marco, conformando el llamado módulo fotovoltaico.

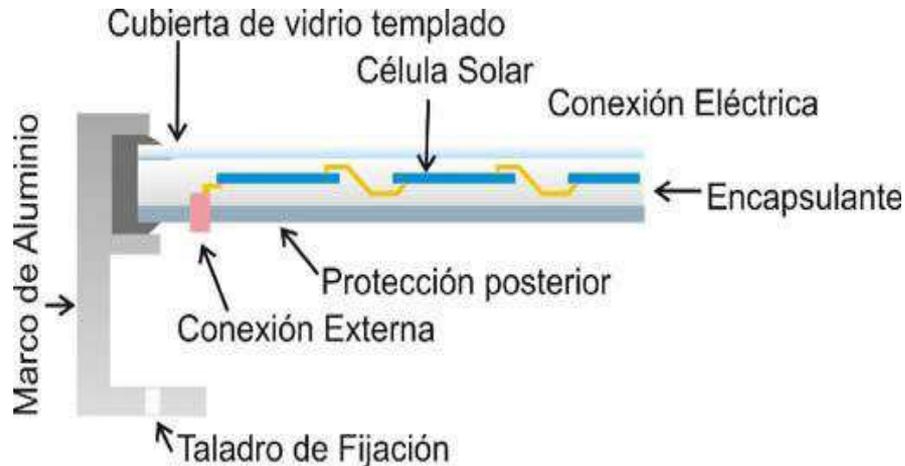
Los diferentes tipos de paneles fotovoltaicos se muestran en la siguiente foto:



Aunque la mayoría de los paneles son de células mono y policristalinas, para reducir los costos de producción y salir de la posible escasez de silicio, se empezaron a investigar e invertir en placas de otros materiales.

Aunque con paneles de capa fina de relativamente poca materia prima se logró reducir el costo de producción, queda cierta inseguridad sobre su durabilidad. Todavía falta suficiente experiencia histórica y junto con algunas problemas de la producción, la calidad deja algunas dudas. Mientras las placas mono- y policristalinas son garantizadas de producir 80% de su energía sobre 25 años, todavía no se puede garantizar esta vida con las tecnologías más recientes. Esto afecta directamente la rentabilidad de los sistemas sobre el tiempo y en general favorece a las placas tradicionales de silicio.

- Elementos de un módulo fotovoltaico



- Una cubierta exterior transparente realizado en vidrio templado de unos 3 o 4 mm de espesor, con su cara exterior texturada de modo que mejore el rendimiento cuando la radiación solar ocurre a bajo ángulo de incidencia, así como para absorber mejor la radiación solar difusa del ambiente.
- Un material de relleno interior, que funciona de encapsulante, hecho a base de vinilo de acetato etileno (EVA), que sirve para recubrir las células fotovoltaicas dentro del módulo, protegiéndolas de la entrada de aire o humedad, y evitando así que se produzca la oxidación del silicio que conforma las células.
- Una cubierta posterior realizada normalmente a base de fluoruro de polivinilo (PVF), que además de sus propiedades como aislante dieléctrico, ofrece gran resistencia a la radiación ultravioleta; sirve de barrera ante la humedad y ofrece una gran adhesión al material del que está hecho el encapsulante interior.
- Las propias células fotoeléctricas, ya estudiadas en apartados anteriores.
- Elementos de conexión eléctrica entre células, para establecer el circuito eléctrico.
- Una caja estanca de conexiones, con grado de protección IP65 (incluidos los bornes), para su conexión con los otros módulos del sistema completo de generación fotovoltaica. Se incluyen los diodos de protección para evitar la rotura del circuito eléctrico y pérdida de potencia por efectos de sombreado sobre el las células que componen el panel.



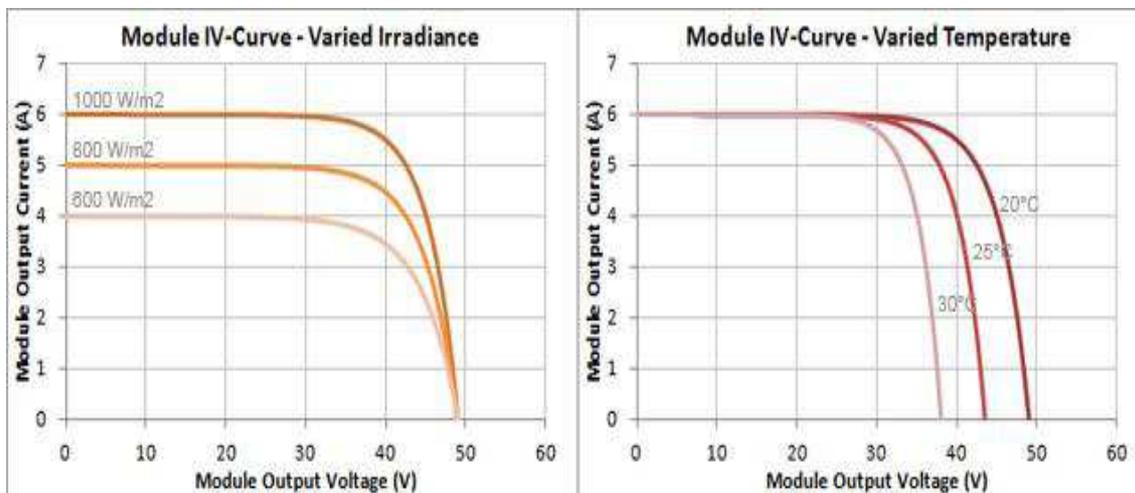
- El marco estructural realizado generalmente en aluminio anodizado ofrece resistencia mecánica y soporte al conjunto. Antes de instalar los módulos, se debe comprobar la resistencia indicada en las especificaciones del fabricante, para que el conjunto se adecue a las condiciones ambientales del lugar donde se instalen.

- Curvas características de los módulos fotovoltaicos

Las prestaciones de los módulos que aparecen en la información técnica de los fabricantes, están obtenidas sometiendo a los módulos a unas Condiciones Estándar de Medida (CEM) de irradiancia y temperatura. Estas condiciones son las siguientes:

- Irradiancia solar: 1000 W/m².
- Distribución espectral: AM 1,5 G.
- Temperatura de célula: 25 °C.

No obstante, las condiciones reales de operación de los módulos serán distintas a los estándares anteriores, por lo que para los cálculos habrá que aplicar coeficientes correctores.



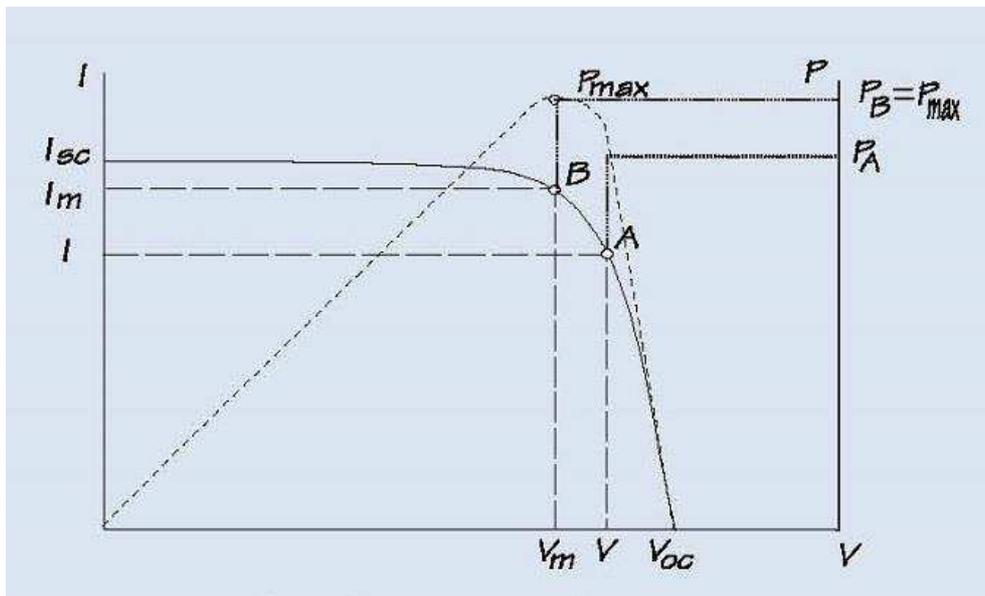
Variación en las curvas I - V de los módulos en función de la T^a y la radiación solar

En las curvas características intensidad - tensión (I - V) que definen el comportamiento de un módulo, se puede observar, que el valor de corriente crece con la intensidad de radiación solar, mientras que la tensión cae con el aumento de la temperatura en las células del módulo.

Cuando se habla de temperatura en las células del módulo, se trata de la temperatura que tiene la superficie del panel fotovoltaico, que no es igual a la de la temperatura ambiente.

Un módulo fotovoltaico suele trabajar dentro de un rango determinado de valores de intensidad y voltaje, dependiendo de la radiación solar recibida, la temperatura o el valor de la carga.

En la siguiente figura se representa esquemáticamente en línea continua la curva intensidad - tensión (I - V) de un módulo fotovoltaico cualquiera, mientras que en línea discontinua se representa la potencia entregada por el módulo, para dos situaciones de trabajo (A y B) distintas.



Curvas I-V y de Potencia de un módulo fotovoltaico

-Integración arquitectónica. Estructura soporte.

La disposición de los módulos fotovoltaicos, definido por su inclinación y orientación (azimut), repercute de manera decisiva en el aprovechamiento de la energía solar.

Para ello resulta necesaria una estructura soporte que cumpla con las siguientes funciones:



- Servir de soporte y fijación segura de los módulos.
- Prevenir sombras en los módulos, tanto de obstáculos próximos (edificios, árboles), como de otros módulos (distancia mínima entre módulos).
- Garantizar la inclinación y orientación (azimut) adecuadas, para obtener el máximo rendimiento posible de la instalación.

Las sombras afectan al rendimiento del sistema y en un caso extremo, podrían provocar que los módulos FV actúen como receptores de corriente eléctrica y dañen así, la instalación.

Por ese motivo, según marca el IDAE, el cálculo de la distancia mínima (d), medida sobre la horizontal, entre el campo fotovoltaico y algún obstáculo cercano, o entre dos filas de módulos, se realizará cuando exista peligro de proyección de sombras, mediante la siguiente expresión:

$$d = \frac{h}{\operatorname{tg}(61^{\circ} - \phi)}$$

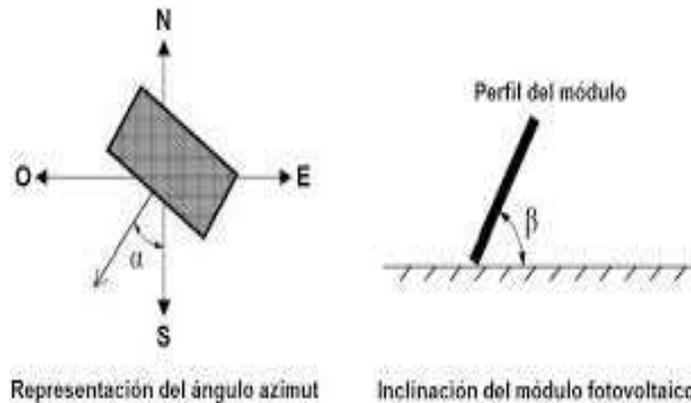
Siendo:

- h = la altura de la placa respecto a la horizontal.
- ϕ = latitud del lugar

Ahora bien, está fórmula sólo es válida para superficies planas u horizontales, cuyo azimut no difiera mucho de 0° . En caso contrario, el cálculo de la distancia entre filas deberá efectuarse mediante la ayuda de un programa de sombreado suficientemente fiable.

Por otro lado, el ángulo de inclinación (β), es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es de 0° para módulos horizontales y de 90° para verticales.

El ángulo de azimut (α), es el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal del módulo y el eje norte-sur. Valores típicos son de 0° para módulos orientados al sur, de -90° para módulos orientados al este y de $+90^{\circ}$ para módulos orientados al oeste.



En función del ángulo de inclinación (β) y del ángulo azimut (α), las estructuras soporte de los módulos fotovoltaicos, se pueden clasificar dos grandes grupos:

- Sin orientación automática: son aquellos sistemas que no presentan un sistema de seguimiento del sol. Entre ellos podemos encontrar los siguientes:

→Fijos: el ángulo de inclinación permanece constante a lo largo del año, tratando de maximizar la radiación total.

→Variación del ángulo de inclinación: el ángulo puede variarse entre varias posiciones, para maximizar la radiación estacional sobre los módulos.

- Con orientación automática: presentan un sistema electromecánico de seguimiento solar. Los sistemas activos utilizan parte de la energía eléctrica generada y los pasivos, utilizan energía solar suministrada por paneles auxiliares. A su vez, se pueden clasificar de la siguiente manera:

→Seguimiento a un eje: orientación Norte-Sur, Este-Oeste o inclinado.

→Seguimiento a dos ejes: seguimiento solar a lo largo del día.



3.3 ENERGÍA EÓLICA

3.3.1 La energía eólica

La energía eólica es la energía obtenida del viento. Es uno de los recursos energéticos más antiguos explotados por el ser humano y es a día de hoy la energía más madura y eficiente de todas las energías renovables. El término “eólico” proviene del latín “aeolicus”, perteneciente o relativo a Eolo, Dios de los vientos en la mitología griega.

El planeta tierra está expuesto al calor del sol, pero no es calentado de manera uniforme debido a forma esférica.

Esta diferencia térmica produce una transferencia de energía de los puntos más calientes a los más fríos; dicha transmisión nunca termina y es la razón por la cual, se genera el viento, es decir, aire atmosférico en movimiento con masa y con energía cinética.

Una parte de ésta energía cinética, es la que se transforma, por medio de turbinas de viento en energía eléctrica

3.3.2 Ventajas e inconvenientes de la energía eólica

VENTAJAS

- La energía eólica es una fuente de energía considerada verde ya que no causa contaminación.
- Enorme potencial, se podría obtener 20 veces más energía de lo que el mundo necesita.
- La energía eólica es una fuente de energía renovable. Los vientos ocurren naturalmente y no hay forma de que nos quedemos sin esas fuentes
- Eficientes en cuanto a superficie. Las mayores turbinas eólicas son capaces de generar suficiente electricidad para cubrir la demanda media de 600 hogares.
- Rápido crecimiento. Todavía no supone un gran porcentaje de la energía eléctrica producida, pero es la fuente de energía que crece a un mayor ritmo y ello contribuirá a luchar contra el calentamiento global, a la vez que se reducirán costes.



- Costes. Los costes de producción cada vez son más reducidos gracias a los avances tecnológicos y se espera que sigan decreciendo en el futuro.
- Bajo mantenimiento. Generalmente, una vez que las turbinas se han fabricado, erigido y entrado en funcionamiento, los costes operacionales son muy pequeños.
- Buen uso doméstico potencial. Los molinos de viento se han venido usando en muchos lugares del mundo tradicionalmente para trabajos más mecánicos, pero podrían usarse también para la producción de electricidad en los hogares al igual que mucha gente hace con paneles fotovoltaicos. Incluso podrían complementarse unos y otros.

INCONVENIENTES:

- Impredecible. El viento es difícil de predecir y la disponibilidad de viento para la producción de energía no es constante. La energía eólica no es apropiada por tanto si se espera una producción estable.
- Costes. Sin incentivos la producción de energía eólica se discute que sea realmente rentable. Esto le da una ventaja a las industrias tradicionales de producción de energía, como la industria petrolera o el carbón.
- Amenaza a la vida salvaje. Las aspas en movimiento de las turbinas suponen una gran amenaza para aves, murciélagos y otras criaturas voladoras. No obstante, hay que decir se estima que mueren más aves chocando contra edificios o vehículos.
- Ruido. El ruido es un problema para la gente que vive en áreas cercanas a campos eólicos. Por este motivo, la construcción de campos eólicos debería evitarse cerca de núcleos urbanos.
- Impacto visual. A la mayoría de la gente no le disgusta la visión de varias decenas de turbinas en lo alto de una montaña o en medio del paisaje. Pero para otras personas supone un fuerte impacto visual. Sin embargo, y teniendo en cuenta la gran cantidad de energía producida por metro cuadrado, debería valorarse este aspecto con otros ojos.

En resumen: el futuro de la energía eólica parece prometedor. En estos momentos hay multitud de grandes granjas eólicas, tanto en tierra como en el océano, que se están poniendo en marcha. Y según se siga intentando solventar los mayores inconvenientes de esta fuente de energía inagotable, las ventajas aumentarán su valor como sería alternativa de futuro al modelo energético actual.



3.3.3 La generación eólica

Tal y como ya se ha adelantado, el viento es una masa de aire en movimiento y como tal, posee energía cinética. Las turbinas eólicas, o aerogeneradores, permiten utilizar dicha energía para generar electricidad.

Aunque más adelante estudiará la estructura típica de un aerogenerador, podemos adelantar que el rotor convierte la energía cinética del viento, en energía mecánica y el generador eléctrico, transforma la energía mecánica procedente del rotor en energía eléctrica.

La cantidad de energía que pueda generar una turbina eólica, además de por la propia potencia del aerogenerador, dependerá de las características del viento en el lugar del emplazamiento, por lo que será necesario conocer el potencial eólico en el mismo.

Los aerogeneradores eléctricos se pueden clasificar en función de su potencia, lo cual determinará, asimismo, el uso para el cual han sido diseñados.

- Micro <1 kW . Se usan en embarcaciones, sistemas de comunicación, refugios de montaña, iluminación, etc.
- Mini 1 a 10 kW. Se usan en granjas, viviendas aisladas (sistemas EO-FV), bombeo, etc. (es el usado en nuestro proyecto)
- Baja 10 a 100 kW . Presentes en comunidades de vecinos, Pymes (EO- Diésel), tratamientos de aguas, etc.
- Media 100 a 1000 kW. Parques eólicos (en terrenos montañosos o complejos)
- Alta 1000 a 10000 kW. Parques eólicos (en terrenos llanos o mar adentro)

Asimismo, la hora de hablar de generación de energía eólica debemos distinguir, principalmente, dos segmentos de producción.

Por un lado, tenemos la generación eólica de gran potencia, conectada a las principales redes de distribución eléctrica, que contribuye de manera creciente a la generación masiva de electricidad mediante la concentración de grandes turbinas, en parques eólicos.

Por otro lado, contamos con instalaciones de tecnología mini-eólica, con aerogeneradores de media y baja potencia, destinadas tanto para instalaciones aisladas o en isla, como para la generación distribuida conectada a la red eléctrica. Es éste último el que concierne a nuestro proyecto, y desarrollamos un poco más a continuación.



3.3.4 La tecnología mini eólica

La generación de electricidad a pequeña escala gracias a la energía del viento, denominada mini-eólica, tiene las siguientes características propias:

- Generación de energía próxima a los puntos de consumo, reduciendo las pérdidas de transporte.
- Ligado al autoconsumo, presenta una gran versatilidad de aplicaciones y posibilidades de ubicación.
- Suministro de electricidad en lugares aislados y alejados de la red eléctrica.
- Posibilidad de integración en sistemas híbridos, fundamentalmente fotovoltaicos.
- Funcionamiento con vientos moderados, sin requerir complejos estudios de viabilidad.
- Costes moderados de instalación, operación y mantenimiento. Reducido impacto ambiental, integración en espacios humanizados.

Son aerogeneradores que se utilizan para uso personal. Los hay que producen desde 50 W hasta unos pocos kW.

Históricamente, los aerogeneradores de baja potencia se han venido utilizando para el autoconsumo en instalaciones aisladas de la red, generalmente conectadas a baterías, para el suministro de energía en viviendas o edificaciones alejadas de la red eléctrica, así como para otras instalaciones (repetidores de radio, telefonía móvil, etc.).

En éste tipo de instalaciones aisladas, podemos distinguir asimismo, sistemas individuales (una vivienda), de concentración (para toda una localidad aislada) y por último, sistemas híbridos (eólicos fotovoltaicos), que mejoran los sistemas aislados y los hacen más rentables.

Sin embargo, debido al desarrollo que están experimentando los aerogeneradores de baja potencia, en la actualidad, una de las aplicaciones con mayor potencial de crecimiento, es la instalación de sistemas mini-eólicos conectados a la red eléctrica.

En este caso, su objetivo es reducir la demanda de energía a nivel doméstico, residencial o industrial, operando en cierta manera como una vía activa de ahorro de energía directamente en el punto de consumo; la energía requerida por el usuario sería suministrada por el sistema eólico y por la red eléctrica. Si el aerogenerador produce energía en exceso, se entrega el excedente a la red eléctrica y, si se produce menos energía de la requerida, se toma de la red.



3.3.5 Aplicaciones y situación actual de la energía eólica

Las aplicaciones de la energía eólica se pueden clasificar principalmente (y como nos pasó con la fotovoltaica) en dos tipos de aplicaciones:

Aplicaciones centralizadas, caracterizadas por la producción de energía eléctrica en cantidades relativamente importantes, vertidas directamente a la red de distribución, o *aplicaciones autónomas*, (conectadas o no a la red).

En el marco de las aplicaciones centralizadas, en las que siempre será necesario que la potencia base de la red la proporcione una fuente de energía más estable, cabe destacar dos grandes tipos de instalaciones eólicas:

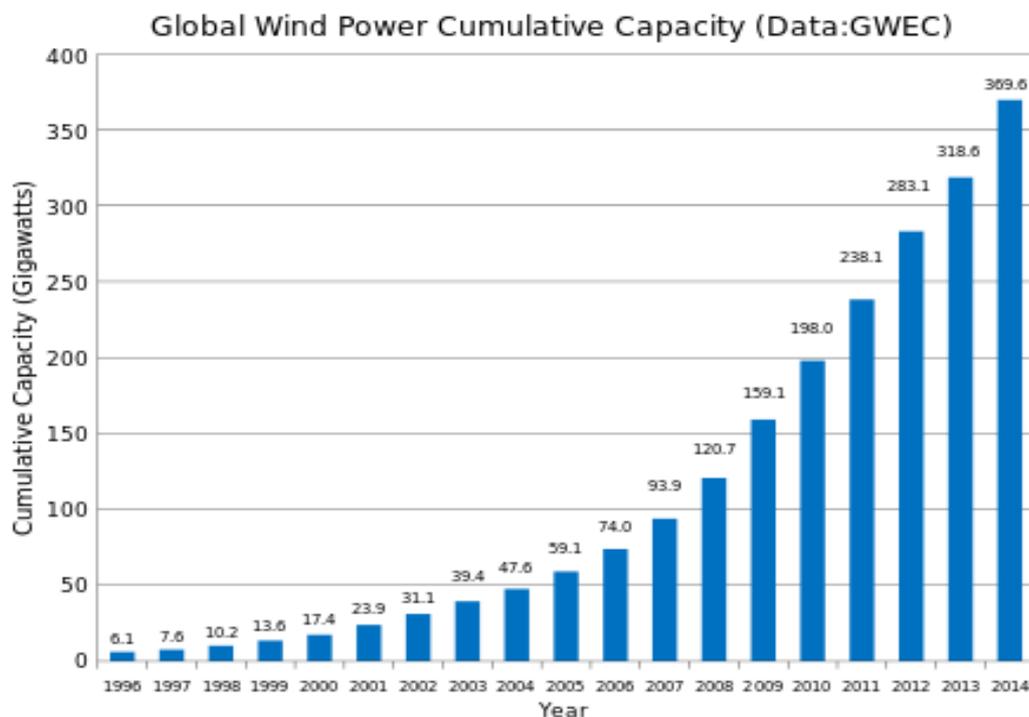
- Aerogeneradores de gran potencia: se están llevando a cabo experiencias con aerogeneradores en el rango de potencias de los MW con grandes esperanzas, ya que la potencia que se podría instalar sería muy grande
- Parques eólicos: se trata de centrales eólicas formadas por agrupaciones de aerogeneradores de mediana potencia (alrededor de 100 kW) conectados entre sí, que vierten su energía conjuntamente a la red; la generalización de estas instalaciones contribuiría a una importante producción de electricidad de origen eólico en el futuro

Por su parte, las aplicaciones autónomas de máquinas eólicas de pequeña potencia pueden ser rentables en muchos casos, según las condiciones eólicas y las características concretas de las diferentes alternativas que se comparen. La aplicación más frecuente es la electrificación de viviendas, pero que obliga a su almacenamiento o a la interconexión del sistema de generación autónomo con la red de distribución eléctrica.

También podemos citar el bombeo mediante el sistema eólico, que al igual que el sistema fotovoltaico, es la forma más sencilla y económica para hacer llegar el agua a las regiones agrarias aisladas de la red eléctrica, empleando la tecnología más apropiada para el desarrollo de la agricultura.

Asimismo resulta de interés el empleo de aerogeneradores para repetidores de radio y televisión, estaciones meteorológicas e instalaciones similares, situadas lejos de las redes eléctricas. En estos casos hay que prever normalmente un sistema de acumulación por baterías para hacer frente a las posibles calmas.

En cuanto a la situación actual, la energía eólica ha batido un nuevo récord en 2014: más de 50 GW de nueva capacidad instalada, según datos de la Asociación Mundial de Energía Eólica (WWEA). La potencia total en todo el mundo asciende a unos 370 GW, tal y como se puede ver en la siguiente figura:



Potencia eólica instalada a nivel mundial.

El volumen de nuevos megavatios instalados en el 2014, fue un 40% superior al de 2013, y mayor que en el anterior año récord, 2012, en el que se instalaron 44,6 GW.

La energía eólica es ahora un pilar indiscutible del suministro de electricidad en muchas partes del mundo: 370 GW que pueden satisfacer cerca de un 5% de la demanda eléctrica mundial.

Varios países, entre ellos Dinamarca, Portugal, Irlanda, Reino Unido y Alemania, ya han alcanzado el 10% o más de la cobertura de la demanda con energía eólica, mientras que en España, aunque experimenta un estancamiento en términos de nuevas instalaciones, alcanza el 20,4%.

En cuanto a la implantación de la generación mini-eólica, la reciente evolución de la industria ha demostrado un importante incremento anual del 35% en cuanto a la capacidad instalada en los últimos años. La tasa de crecimiento se prevé que continúe, en el ámbito de la generación eléctrica distribuida, alcanzando el pasado 2015 una instalación anual de 288 MW.



En España, con las actuaciones planteadas en el PER (Plan de Energías Renovables), para el despliegue de las instalaciones eólicas de pequeña potencia, se espera que la potencia en servicio aumente progresivamente desde los 5 MW que se plantearon para 2012, hasta unos 50 MW/año durante 2017 y los siguientes años hasta 2020.

Ello totalizaría unos 300 MW en el período 2011-2020, referidos principalmente a instalaciones eólicas conectadas a la red.

3.3.6 El aerogenerador de baja potencia

- TIPOS Y CONFIGURACIONES

Aunque luego veremos que hay más tipos de aerogeneradores, principalmente los clasificamos por la posición del aerogenerador, en aerogeneradores de eje vertical y de eje horizontal.

Los aerogeneradores de eje horizontal HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine), son más eficientes que las de eje vertical, están más probadas, son más económicas y hay muchos productos donde elegir. Sin embargo tiene dificultad para soportar las continuas orientaciones y su eficiencia se reduce operando en régimen turbulento.

Los aerogeneradores de eje vertical VAWT (Vertical Axis Wind Turbine), no necesitan sistemas de orientación, su mantenimiento es más sencillo, y requiere un menor coste de instalación. Pero no todo son ventajas ya que su rendimiento es menor que el de las máquinas de eje horizontal a igual potencia.

Hasta no hace mucho, las mejoras tecnológicas que se habían aplicado sobre los aerogeneradores de eje horizontal y las consecuentes mejoras en las prestaciones técnicas y económicas habían dejado en segundo plano el desarrollo de eje vertical.

De hecho, los generadores de eje vertical se limitaban a los de tipo Savonius (dos semicilindros de igual parámetro, paralelos al eje vertical de giro), y a los de tipo Darrieus (dos o tres palas ovaladas sobre el eje vertical).

Sin embargo, debido al impulso de las instalaciones de generación distribuida a pequeña escala, los aerogeneradores de eje vertical vuelven a ser competitivos.

Se están desarrollando nuevos diseños como la turbina Swift Wind de rotor carenado, las turbinas con difusor aumentador (Donqi, Enflo Windtec, Flodesign, etc.) o el prototipo concebido por Windside, con rendimientos similares a las turbinas eólicas de eje horizontal.

Aunque los tipos según el eje de giro es la más importante, también podemos clasificar los aerogeneradores por:

- La posición del equipo respecto al viento:

A barlovento: rotor en la dirección de incidencia del viento delante de la torre

A sotavento: el rotor se encuentra detrás de la torre en la dirección dominante del viento.

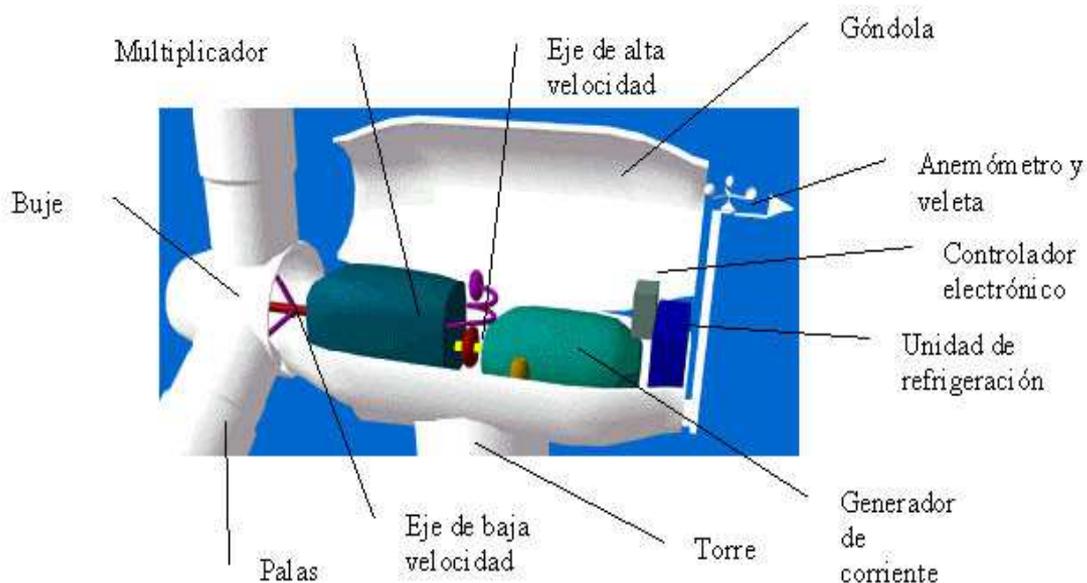
- Por el número de palas:

1, 2, 3 o 4 palas

- Por la manera de adecuar la orientación del equipo a la dirección del viento en cada momento.

- COMPONENTES PRINCIPALES Y PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Las turbinas de bajo potencial eólico tienen una estructura similar al de las grandes turbinas, solo que su diseño es más simple. A continuación se enumeran los componentes principales del tipo de aerogenerador más empleado, el aerogenerador de eje horizontal:





La góndola

Contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina. A la izquierda de la góndola tenemos el rotor del aerogenerador, es decir las palas y el buje.

Las palas del rotor

También llamados álabes, hechos de madera o de fibra de vidrio, son los encargados de convertir la energía del viento en movimiento de rotación. Capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje. En un aerogenerador moderno de 600 kW cada pala mide alrededor de 20 metros de longitud y su diseño es muy parecido al del ala de un avión.

La función del rotor, por tanto, es transformar la energía cinética del viento en energía mecánica y cuanto mayor sea el área barrida por el rotor mayor será la producción de energía.

El buje

El buje del rotor está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador.

El eje de baja velocidad

Conecta el buje del rotor al multiplicador. En un aerogenerador moderno de 600 kW el rotor gira muy lento, a unas 19 a 30 revoluciones por minuto (r.p.m.) El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.

El multiplicador

Tiene a su izquierda el eje de baja velocidad. Permite que el eje de alta velocidad que está a su derecha gire 50 veces más rápido que el eje de baja velocidad.

El eje de alta velocidad

Gira aproximadamente a 1.500 r.p.m. lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.



El generador eléctrico

Suele ser un generador asíncrono o de inducción. En los aerogeneradores modernos la potencia máxima suele estar entre 500 y 1.500 kW.

El controlador electrónico

Es un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier disfunción (por ejemplo, un sobrecalentamiento en el multiplicador o en el generador), automáticamente para el aerogenerador y llama al ordenador del operario encargado de la turbina a través de un enlace telefónico mediante módem.

La unidad de refrigeración

Contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico. Además contiene una unidad refrigerante por aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores refrigerados por agua.

La torre

Soporta la góndola y el rotor. Generalmente es una ventaja disponer de una torre alta, dado que la velocidad del viento aumenta conforme nos alejamos del nivel del suelo (se aconseja una altura mínima de 10m). Como ejemplo: Una turbina moderna de 600 kW tendrá una torre de 40 a 60 metros (la altura de un edificio de 13 a 20 plantas).

Las torres pueden ser bien torres tubulares (como la mostrada en el dibujo), torres de celosía y torres de mástil tensado. Las torres tubulares son más seguras para el personal de mantenimiento de las turbinas ya que pueden usar una escalera interior para acceder a la parte superior de la turbina. La principal ventaja de las torres de celosía es que son más baratas.

Cola

Su función es colocar las alabes en la dirección del viento. En especial también consta de un sistema de seguridad que permite inutilizar el aerogenerador con vientos muy altos.

El principio básico de funcionamiento de un aerogenerador es el siguiente:

1. El viento hace girar las aspas produciendo una determinada velocidad angular en el rotor de las mismas.



2. Dicho rotor gira a baja velocidad y lleva consigo una determinada potencia mecánica que es directamente proporcional a la velocidad de giro de las aspas.
3. Dicha velocidad angular se multiplica mediante una serie de engranes.
4. Las velocidades angulares resultantes son del orden de 1500 a 3000 rpm (revoluciones por minuto).
5. Esta potencia mecánica es transformada en potencia eléctrica mediante un generador eléctrico que puede ser síncrono o asíncrono.
6. Como sistema de emergencia se dispone de un freno mecánico que detiene la velocidad de rotación de los ejes de baja y alta velocidad en caso de ser necesario.

En los aerogeneradores de baja potencia, el generador eléctrico más empleado suele ser el síncrono de imanes permanentes, accionado directamente por la turbina eólica sin caja multiplicadora de velocidad (gear box) por lo que varía su velocidad de rotación en función de la velocidad del viento.

Al variar la velocidad de rotación, variará la frecuencia de la señal alterna de salida, por lo que este aerogenerador dispondrá de un rectificador o convertidor de alterna a continua conectado a la salida del generador eléctrico para poder obtener tensión continua.

Hay muy pocos aerogeneradores de pequeña potencia que dispongan de generador tipo asíncrono o de inducción, pero deben estar dotados de una batería de condensadores para el suministro de energía reactiva al generador.

La velocidad de rotación del aerogenerador en este caso es casi constante una vez conectado a la red eléctrica y será proporcional a la frecuencia de la señal de la red y al número de polos del generador. Pueden requerir transmisión mecánica o caja multiplicadora.

- REGULACIÓN Y SISTEMA DE ORIENTACIÓN

En la regulación de los aerogeneradores de pequeña potencia se puede distinguir entre la regulación de potencia que comienza cuando la velocidad del viento hace que el aerogenerador alcance su potencia nominal en la salida y la regulación de velocidad de rotación que se realiza cuando el aerogenerador está operando a potencia parcial, por debajo de su potencia nominal.



Normalmente la regulación de potencia se logra mediante el propio diseño de las palas o actuando de forma pasiva sobre el rotor. El sistema de regulación de potencia sirve también para proteger al aerogenerador de situaciones de sobre velocidad protegiéndolo en caso de situaciones de velocidades de viento extremas o desconexiones de la red o de la carga.

Las tecnologías más aplicadas son las siguientes:

- Regulación por entrada en pérdida aerodinámica (en inglés Stall)
- Regulación por cambio del ángulo de paso de la pala (en inglés Pitch)
- Regulación por desorientación o plegado del rotor (en inglés furling)

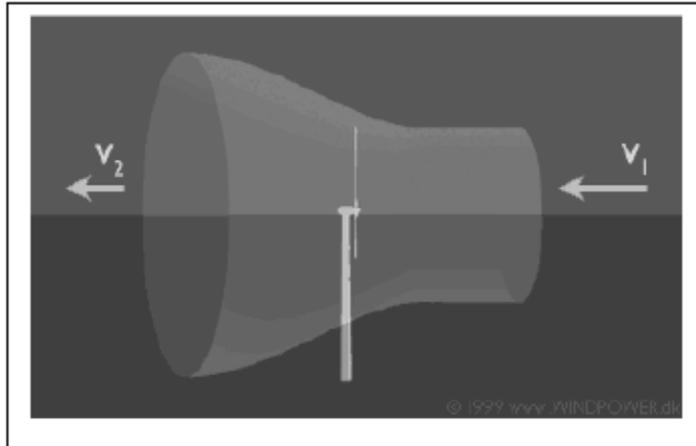
Para lograr el frenado de las turbinas se pueden utilizar resistencias eléctricas de volcado o disipación a las cuales se deriva la energía convertida por la turbina con velocidades de viento alta y no disponer donde inyectarla por ejemplo en caso de baterías cargadas en sistemas aislados de red o en caso de falta de red en aerogeneradores conectados a la red eléctrica.

En los sistemas de orientación en los aerogeneradores de pequeña potencia, al contrario que en las grandes turbinas eólicas, la orientación se realiza mediante soluciones pasivas, debido a la necesidad de aumentar la fiabilidad y reducir las necesidades de operación y mantenimiento.

Por ello la solución más aplicada es la orientación por timón de cola, en el cual se diseña la superficie de la aleta y la longitud de la barra que la soporta para que con una mínima brisa lateral produzca un par suficiente para girar el rotor de la turbina hacia la dirección del viento.

POTENCIA EÓLICA

La energía eólica funciona bajo el principio físico de la ecuación de flujo de Bernoulli que trata de la conservación de la masa de un fluido (aire) a través de dos secciones transversales de área A_1 y A_2 respectivamente (Ackermann,2005). Esto se ilustra en la siguiente figura



Pero cuando hablamos de potencia eólica, tenemos que hablar de potencia eólica disponible y potencia eólica aprovechable por el aerogenerador. El valor del potencial eólico (energía cinética del viento) en un emplazamiento, antes de pasar a través del rotor del aerogenerador, viene dado por la siguiente ecuación:

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3$$

Donde:

- P_w es la potencia contenida en el viento (W).
- ρ es la densidad del aire, cuyo valor a la presión atmosférica estándar al nivel del mar con una temperatura de 15° C es 1,225 kg/m³ (estándar en la industria eólica).
- S es la superficie barrida por el rotor (m²).
- v es la velocidad del viento (m/s).

Del análisis de esta ecuación se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- La energía del viento es proporcional al cubo de la velocidad a la que se mueve; si la velocidad del viento se duplica, la energía será ocho veces mayor.
- La potencia es directamente proporcional al área barrida por el rotor de la turbina; un incremento relativamente pequeño de la longitud del aspa o del diámetro del rotor produce un importante incremento de la potencia.

- La potencia depende linealmente de la densidad del aire, cuanto más pesado sea el aire más energía recibirá el aerogenerador. Hay que tener en cuenta que la densidad del aire disminuye con la temperatura y la altura.

SIN EMBARGO, según la física fundamental para la aerodinámica de las turbinas eólicas, un aerogenerador sólo puede extraer una parte de la energía del viento que incide sobre el área barrida por el rotor.

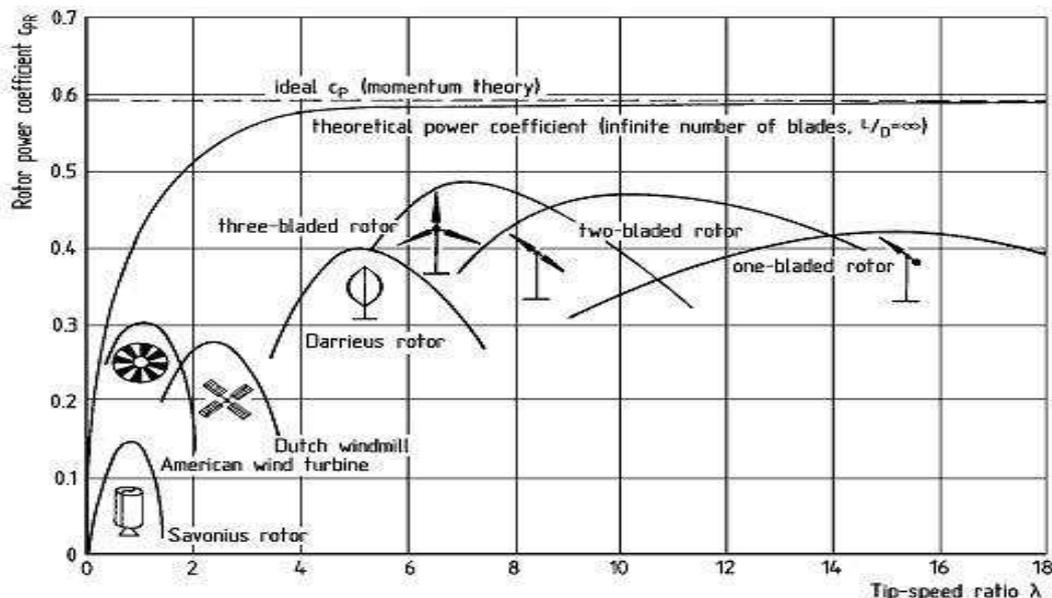
Así, el físico alemán Albert Betz, demostró en 1919, que la proporción de energía cinética del viento que puede transformarse en energía mecánica en un generador eólico de eje horizontal, tiene un valor máximo de 0,59.

Dicha proporción o rendimiento, se describe por medio de un coeficiente de conversión o de potencia (C_P), definido como la relación entre la potencia aprovechada y la disponible, de la siguiente manera:

$$C_P = \frac{P_0}{P_W}$$

Donde:

- P_0 es la potencia mecánica obtenida por el aerogenerador (W).
- P_W es la potencia contenida en el viento incidente (W).



Coefficientes de potencia dependiendo del tipo de aerogenerador



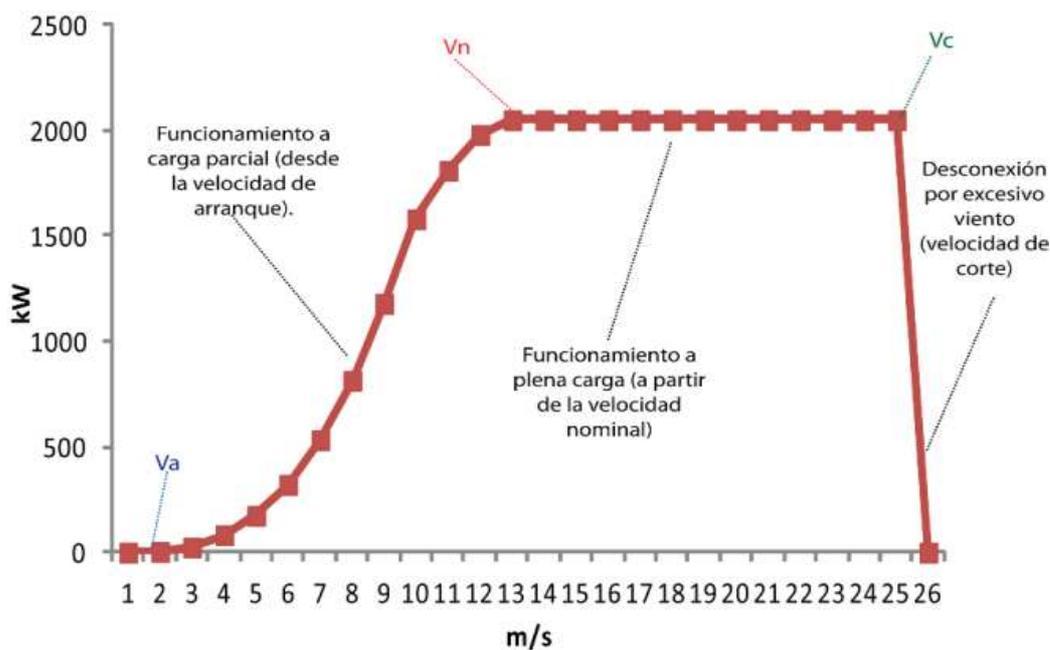
Aunque el límite de Betz establece un CP_{max} de 0,59, diferentes limitaciones como rozamientos aerodinámicos y mecánicos, rendimiento del generador eléctrico, etc., en aplicaciones reales, el valor del coeficiente de potencia (CP) rara vez toma valores superiores a 0,50.

Es decir, que la potencia realmente aprovechable por el aerogenerador viene definida por:

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \quad 0 \leq C_p \leq 0.59$$

CURVA DE POTENCIA DE UN AEROGENERADOR

La curva de potencia, es una de las características más significativas del aerogenerador; determina la potencia que entrega cada turbina eólica en relación a la velocidad del viento. Cada tipo de aerogenerador tiene su propia curva de potencia, que se obtiene mediante mediciones en ensayos normalizados.



Curva de potencia de un aerogenerador



En la curva de potencia se pueden distinguir los siguientes parámetros:

- Velocidad de arranque (V_a): es la velocidad del viento a partir de la cual el generador empieza a producir electricidad.
- Velocidad nominal (V_n): es la velocidad del viento para la que se alcanza la potencia nominal. El tramo de curva comprendido entre la velocidad de arranque y la nominal sigue una ley no lineal respecto a la velocidad.
- Velocidad de freno o de corte (V_c): es la velocidad del viento a la cual el rotor se detiene por la acción de los sistemas de regulación y control para evitar el riesgo de sufrir algún daño dada la elevada velocidad del viento.
- Velocidad de supervivencia: Velocidad del viento por encima de la cual el aerogenerador puede dañarse a pesar de estar parado.

4. DEFINICIONES

4.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

- Radiación solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.
- Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m^2 .
- Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide kWh/m^2 .
- Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.
- Módulo fotovoltaico: Conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- Rama fotovoltaica: Subconjunto de módulos fotovoltaicos interconectados, en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.
- Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.



- Condiciones Estándar de Medida (CEM): Condiciones de irradiancia (1kW/m^2), de temperatura en la célula solar ($25^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$), y de distribución espectral (AM 1,5) utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos.

- TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares con una irradiancia de 800 W/m^2 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20°C y la velocidad del viento de 1 m/s .

4.2 ENERGÍA EÓLICA

- Viento: Corriente de aire producida en la atmósfera por causas naturales.

- Rosa del viento: Es un diagrama polar que representa el tanto por ciento de viento con la dirección indicada y, en módulo, su escala de velocidad media.

- Distribución Weibull: Función estadística que describe la ocurrencia en la distribución de velocidades del viento.

4.3 COMPONENTES

4.3.1 Acumuladores

- Acumulador: Asociación eléctrica de baterías.

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

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

- Capacidad nominal: Por ejemplo C20 (Ah), es la cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20°C , hasta que la tensión entre sus terminales llegue a $1,8\text{ V/vaso}$.

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



- Estado de carga: Cociente entre la capacidad residual de una batería, en general parcialmente descargada, y su capacidad nominal.
- Profundidad de descarga (PD): Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.
- Régimen de carga (o descarga): Parámetro que relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Se expresa normalmente en horas, y se representa como un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Por ejemplo, si una batería de 100 Ah se descarga en 20 horas a una corriente de 5 A, se dice que el régimen de descarga es 20 horas ($C_{20} = 100 \text{ Ah}$) y la corriente se expresa como $I_{20} = 5 \text{ A}$.
- Vaso: Elemento o celda electroquímica básica que forma parte de la batería, y cuya tensión nominal es aproximadamente de 2 V.

4.3.2 Reguladores de carga

- Regulador de carga: Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas. El regulador podrá no incluir alguna de estas funciones si existe otro componente del sistema encargado de realizarlas.
- Voltaje de desconexión de las cargas de consumo: Voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.
- Voltaje final de carga: Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

4.3.3 Inversores

- Inversor: Convertidor de corriente continua en corriente alterna.
- VRMS: Valor eficaz de la tensión alterna de salida.
- Potencia nominal (VA): Potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.
- Capacidad de sobrecarga: Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.



- Rendimiento del inversor: Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.
- Factor de potencia: Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.
- Distorsión armónica total THD (%): Parámetro utilizado para indicar el contenido armónico de la onda de tensión de salida.

5. SITUACIÓN

5.1 EMPLAZAMIENTO

Nuestra parcela se encuentra ubicada en la localidad de Castiilo de Bayuela, provincia de Toledo, en la comunidad autónoma de Castilla la Mancha, concretamente en la calle Ismael Pulido N°31.

Las coordenadas decimales y la altitud, son las siguientes:

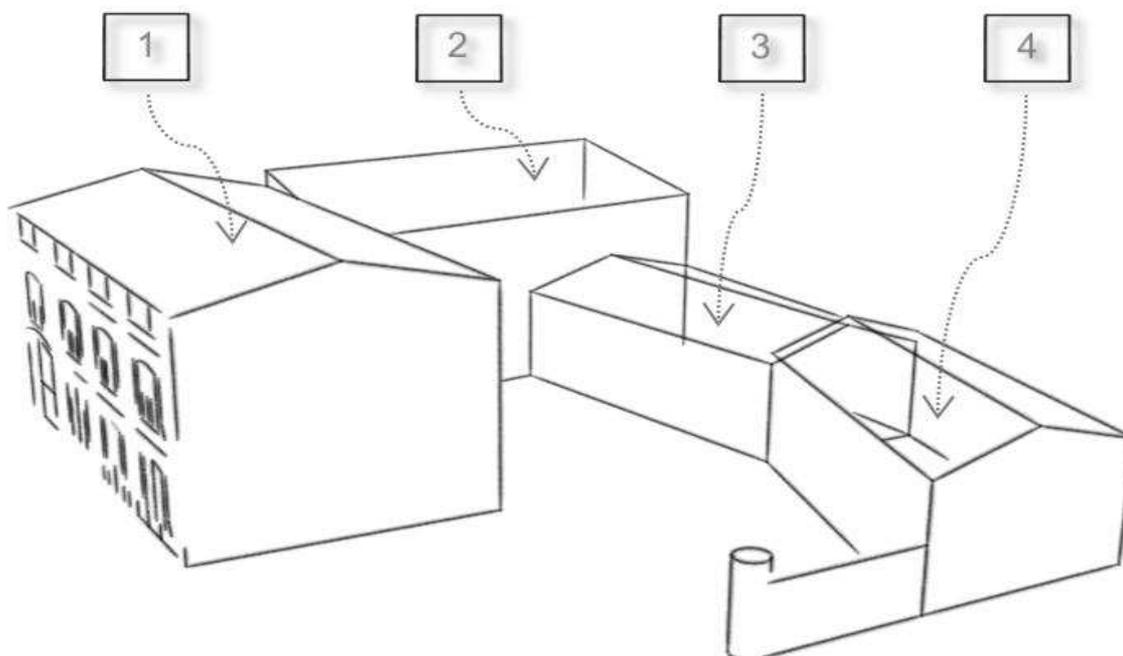
Latitud: 40,09782°

Longitud: -4,68792°

Altitud: 533 msnm

5.2 DISTRIBUCIÓN Y ACTIVIDAD DE LA VIVIENDA

En la calle Ismael Pulido número 31, nos encontraremos con una vivienda unifamiliar donde residen 3 adultos y dos ancianos. El inmueble está constituido por cuatro edificaciones y un patio interior. Uno de los adultos dispone allí mismo de un pequeño taller de costura, el otro está prejubilado y el tercero tan solo trabaja por las mañanas, por lo que la casa se encuentra siempre habitada.



1	Vivienda. 8m de altura Tejado a dos aguas, 15°. Planta: 128 m ²
2	Parte de una antigua explotación ganadera, actualmente pendiente de reforma. Localización del pequeño taller de costura. 7 m de altura Tejado a un agua, 15°. Planta: 70 m ²
3	Parte de una antigua explotación ganadera, actualmente pendiente de reforma. 4,5 m de altura Tejado a dos aguas, 15°. Planta: 58 m ²
4	Parte de una antigua explotación ganadera, actualmente pendiente de reforma. 5 m de altura Tejado a dos aguas, 15°. Planta: 50 m ²

Especificaciones técnicas de las edificaciones



5.3 DATOS CLIMATOLÓGICOS

Los datos climatológicos de partida, necesarios para caracterizar tanto el recurso eólico como solar del emplazamiento, se obtienen de la estación meteorológica del propio Castillo de Bayuela que se encuentra a pocos km del emplazamiento de nuestra vivienda.

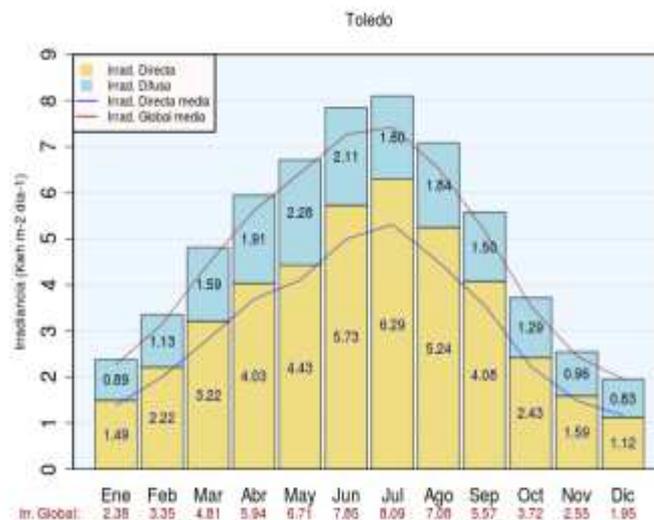
Acceso a datos observados de estaciones próximas (Distancias referidas a la capital del municipio)

Estaciones pertenecientes al municipio:

- Castillo de Bayuela a 0,78 km - Altitud 560 m

Las mediciones realizadas por la estación meteorológica en los históricos desde 1973 hasta 2016, arrojan un resultado de 12.09 m/s de velocidad media del viento.

En cuanto al recurso solar, la irradiancia media global y directa en la Zona de Toledo, se refleja en la siguiente gráfica:





6. REQUISITOS DE DISEÑO

6.1 CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO

Se trata de una vivienda unifamiliar situada en la calle Ismael Pulido N°31 de Castillo de Bayuela, provincia de Toledo.

En la vivienda residen tres adultos y dos ancianos. Uno de los adultos dispone allí mismo de un pequeño taller de costura, el otro está prejubilado y el tercero tan solo trabaja por las mañanas, por lo que la casa se encuentra siempre habitada. También se conoce que la misma está construida con amplios muros de piedra y bien ventilada, lo que hace a los habitantes de la misma prescindir de sistema de aire acondicionado.

El inmueble está constituido por cuatro edificaciones y un patio interior.

La edificación principal se localiza la vivienda. Tiene 8m de altura, tejado a dos aguas, 15° y 128 m².

La edificación 2 es parte de una antigua explotación ganadera, actualmente pendiente de reforma, donde está localizado un pequeño taller de costura, tiene 7 m de altura y un tejado a un agua, 15°. Planta: 70 m²

La edificación 3 es parte también de una antigua explotación ganadera, y también pendiente de reforma, con 4,5 m de altura, tejado a dos aguas, 15° y planta: 58 m²

Por último la edificación 4 es la última parte de la antigua explotación ganadera, pendiente de reforma, de 5m de altura, tejado a dos aguas 15° y planta de 50m².

En el capítulo 3: PLANOS, situación y emplazamiento tendremos más información.

6.2 CONSUMOS Y DEMANDA ELÉCTRICA

La familia Fernández, que es la propietaria de la vivienda, cansados del continuo incremento en la factura de la luz han decidido implantar el sistema de autoconsumo para abastecer entre un 60% y un 70% de la electricidad que requieren anualmente. El resto lo seguirán tomando de la red.

En instalaciones como la nuestra, abastecidas mediante energías renovables, se debe asignar de manera muy estricta, la carga eléctrica necesaria, para obtener unos consumos contenidos.



En el capítulo 2. MEMORIA DE CALCULO, se justifica debidamente la potencia instalada en nuestra vivienda, (aplicando los coeficientes de simultaneidad conforme al ITC-BT-25 del REBT), así como el consumo estimado para el mismo. Dado que la instalación aguas abajo del CGBT ya está realizada, todas las cargas se alimentan en corriente alterna.

De las facturas de los últimos cinco años se ha obtenido que el consumo de los Fernández es el siguiente:

	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
CONSUMO (kWh)	519,2	509,3	496,1	423,5	398,2	400,4	387,2	391,6	404,8	418	462	506

Por lo tanto se dimensionará la instalación para cumplir los requisitos de la familia, y que nuestro sistema híbrido genere entre el 60 y el 70% de esos consumos.

7. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

7.1 EL SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-FOTOVOLTAICO

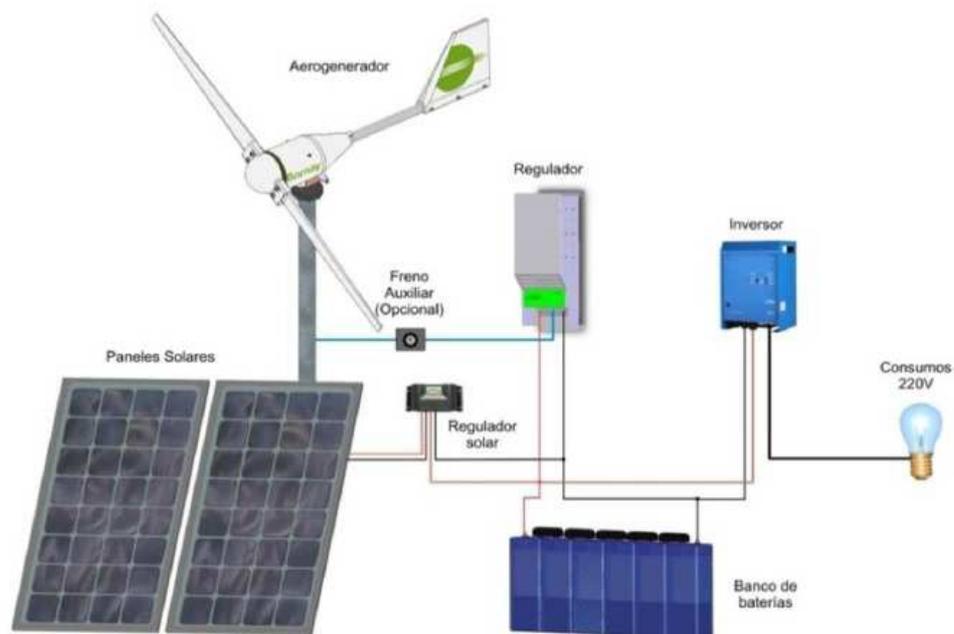
El sistema híbrido eólico fotovoltaico, es una de las alternativas más empleadas en la generación de energía distribuida y para abastecer consumos eléctricos aislados.

La energía eólica y la fotovoltaica se complementan; trabajando juntas, no sólo mejoran la fiabilidad de los sistemas aislados, sino que los hacen más rentables que operando por separado.

En el presente capítulo, se expondrá la arquitectura de un sistema híbrido eólico fotovoltaico, así como la función que desempeñan cada uno de los componentes de la instalación.

7.1.1 Arquitectura

En la siguiente figura, se muestra el esquema genérico de una instalación híbrida eólica fotovoltaica, como la nuestra:



Arquitectura de un sistema híbrido eólico fotovoltaico

Tal y como se puede observar, la instalación híbrida integra una serie de componentes principales, cuya función se describe a continuación:

Generador eólico o aerogenerador de pequeña potencia:

Está compuesto por el rotor, que convierte la energía cinética del viento en momento de giro, o sea, en energía mecánica, y el generador eléctrico acoplado mecánicamente al rotor convierte la energía mecánica en energía eléctrica, que normalmente es de frecuencia y tensión variable, es rectificadas por el regulador eólico para obtener corriente continua.

Para aprovechar de manera óptima la energía del viento, el aerogenerador debe estar correctamente orientado (poseen un timón o aleta de cola) y a una distancia apropiada del suelo mediante una estructura soporte o torre.



Generador fotovoltaico:

Lo componen los módulos o paneles fotovoltaicos, que son los encargados de captar la radiación solar y transformarla en electricidad, generando una corriente continua (CC).

El número de paneles quedará determinado por la potencia que se necesita suministrar, y su disposición y forma de conexionado (en serie o en paralelo), será en función de la tensión nominal de suministro y la intensidad de corriente que se desee generar.

Regulador o controlador de carga:

Es el encargado de controlar la carga de las baterías, tanto desde el aerogenerador, como desde los paneles fotovoltaicos. Protegen el sistema de acumulación, evitando que se produzcan cargas o descargas excesivas.

Existen reguladores híbridos, aunque generalmente se instala uno para cada tipo de generador.

El regulador eólico, además de controlar la carga y proteger las baterías, rectifica la electricidad en forma de corriente alterna de frecuencia variable que produce el generador eólico, en corriente continua apta para almacenar en el sistema de acumulación.

Acumuladores o baterías:

El acumulador o batería es un dispositivo capaz de transformar una energía potencial química en energía eléctrica. Se compone esencialmente de dos electrodos sumergidos en un electrolito donde se producen las reacciones químicas en los procesos de carga o descarga.

De esa manera, cuando se emplean baterías en una instalación híbrida, permiten el almacenamiento de la energía que se produce en los generadores eólicos y fotovoltaicos, para suministrar la corriente eléctrica demandada por los receptores de la instalación.

La capacidad de un acumulador se mide en amperios-hora (Ah), para un determinado tiempo de descarga. Si este tiempo es muy corto, la capacidad de la batería disminuye, mientras que si el tiempo de descarga aumenta haciéndose ésta lenta, la capacidad de la batería aumenta.



Inversor o convertidor DC/AC:

Es un dispositivo que permite la conversión de la corriente continua (CC) que proviene del sistema de almacenamiento, en corriente alterna (AC) para que pueda ser empleada por los receptores utilizados en la instalación.

Contador bidireccional

El contador bidireccional es el que lee simultáneamente la energía que produce el sistema híbrido y que se la resta a la energía que se está consumiendo en el inmueble, proporcionando únicamente la energía que necesita la instalación. Suponemos que el cliente lo consigue en régimen de alquiler con su nuevo contrato con la compañía suministradora.

No aparece en presupuesto porque lo coloca la compañía, será ella la que se encargue de adaptar el módulo al nuevo contador y sustituirá éste por el antiguo, por lo que no tiene que ser objeto del proyecto. Tiene una salida normal al interruptor de control de potencia (ICP) de la instalación y otra hacia el inversor.

Estructuras soporte:

Otro de los elementos importantes de un sistema híbrido eólico fotovoltaico, son las estructuras soporte, tanto del aerogenerador como del generador FV.

La estructura del aerogenerador, debe asegurar que el viento incida de manera óptima sobre sus palas. Para ello debe tener la orientación y altura adecuadas.

En cuanto al generador FV, la estructura soporte asegura un buen anclaje, además de la orientación y el ángulo de inclinación idóneos para optimizar al máximo su rendimiento.

Cableado y elementos de protección:

Para que el sistema híbrido funcione en condiciones seguras, tanto para garantizar la duración de los equipos, como para prevenir posibles accidentes sobre las personas, la instalación debe realizarse conforme a la legislación vigente (REBT, IDAE, Normas UNE, etc.), utilizando el cableado y los elementos de protección establecidos para ello.

7.1.2 Funcionamiento

Básicamente, el sistema funciona conectando un aerogenerador y un conjunto de paneles solares fotovoltaicos, ambos de la misma tensión nominal de trabajo, a un conjunto de baterías, con lo que se asegura el abastecimiento de energía, generada a lo largo del tiempo.

Un sistema de regulación, realizará la función del control de carga de las baterías y el control de los procesos de conexión y desconexión de las cargas alimentadas y un sistema de adaptación del suministro que ajuste los parámetros de las dos fuentes de energía eléctrica.

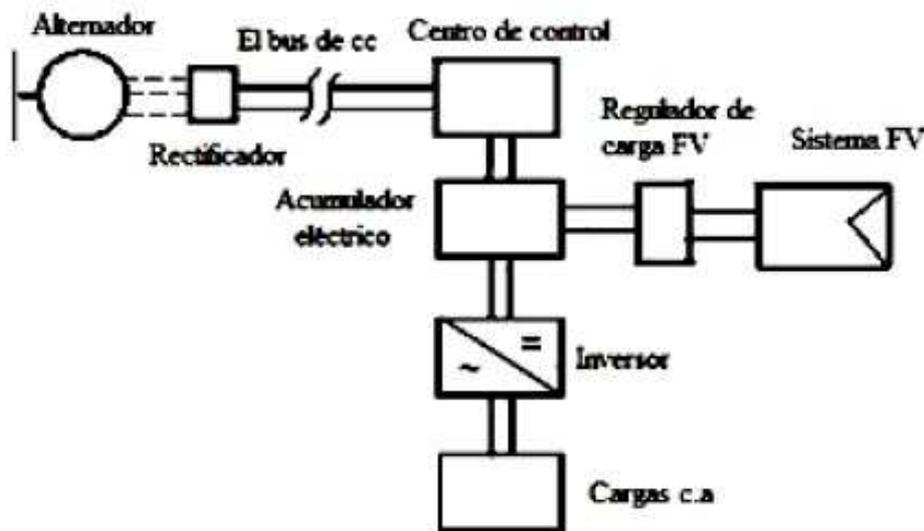


Diagrama de bloques de un sistema híbrido eólico fotovoltaico

El sistema debe contar con una capacidad de almacenamiento suficiente, para cubrir la demanda nocturna, y los momentos de escasa producción de energía eléctrica, en días nublados y/o con poco viento.

Para que se produzca la carga del acumulador, se debe generar una tensión ligeramente mayor que su tensión nominal. Es deseable que esta tensión no exceda la tensión de fin de carga del fabricante y de este se encarga el regulador FV y el centro de control del aerogenerador.



La seguridad de suministro y también la vida útil de todo el sistema depende decisivamente de la función de almacenamiento. Para ello el acumulador, debe resistir bien los ciclos de carga y descarga diaria, y tener una buena eficiencia de carga, y una baja autodescarga.

Por otro lado, la parte de la instalación que comprende la generación eólica y fotovoltaica, el sistema de regulación descrito, y el acumulador eléctrico, funcionan en corriente continua, al existir consumos en corriente alterna, la corriente del acumulador se transforma en alterna mediante la instalación de un inversor.

La corriente alterna que proporciona el inversor, debe ser lo más sinusoidal posible, con la tensión y frecuencia requerida por la instalación receptora. La potencia del inversor se establecerá en función de la demanda de energía eléctrica simultánea de los consumos.

El contador bidireccional es el que lee simultáneamente la energía que produce el sistema híbrido y que se la resta a la energía que se está consumiendo en el inmueble, proporcionando únicamente la energía que necesita la instalación. Suponemos que el cliente lo consigue en régimen de alquiler con su nuevo contrato con la compañía suministradora. Tiene una salida normal al interruptor de control de potencia (ICP) de la instalación y otra hacia el inversor.

El sistema híbrido autónomo se diseña para asegurar el suministro continuo de energía eléctrica, y aunque no es nuestro caso, para casos excepcionales se recomienda respaldar dicho suministro por un grupo electrógeno, dimensionado de acuerdo con el consumo total de la instalación, pero como ya hemos dicho no es nuestro caso de estudio. Dimensionaremos sin grupo auxiliar.

7.2 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA PROYECTADO

Una vez que se ha explicado convenientemente, la composición y funcionamiento de un sistema híbrido autónomo genérico, se realizará a continuación, una descripción técnica detallada de la instalación objeto del presente proyecto, en base a los resultados obtenidos y justificados en el capítulo 2. MEMORIA DE CÁLCULO.



7.2.1 Componentes generales de la instalación

En el apartado dedicado a la generación de electricidad, contamos con una turbina eólica Bornay 1500 de 1500 W de potencia nominal y con 4 paneles Atersa A-315M de 315 W de potencia, que conforman un generador FV con dos ramas en paralelo y dos paneles por ramal.

El aerogenerador viene equipado con su propio regulador, y para el generador FV se ha escogido el regulador MPPT Blue Solar de 35A y 48 V, de la empresa Victron Energy.

El sistema de acumulación, que ha sido dimensionado para una autonomía de dos días, teniendo en cuenta, además, que la tensión de trabajo es de 48 V, contará con un banco de baterías estacionaria de la marca BAE de 1740 Ah de capacidad nominal, y 48V de tensión de trabajo.

La potencia instalada en nuestra vivienda se estima en 5210 W (ver dimensionado del inversor en memoria de cálculo), siendo todas las cargas en alterna, por lo que contaremos con un inversor solar de onda senoidal 48V / 220V 5000W de Victron Energy.

El ámbito de nuestro proyecto finaliza en la entrada del CGBT, donde colocamos el contador bidireccional, de nuestra vivienda, el cual, de acuerdo al REBT, ya dispone de un Interruptor Automático Diferencial en la cabecera de la instalación, así como otros dispositivos generales de mando y protección.

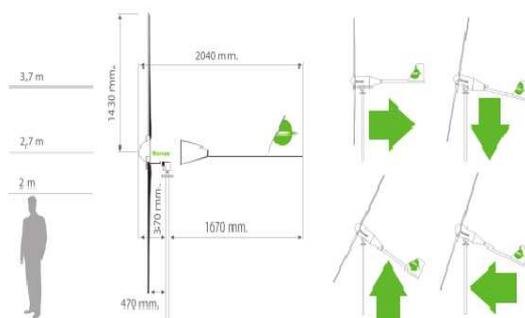
7.2.2 El aerogenerador

El aerogenerador seleccionado en consonancia con los requerimientos de consumo y el recurso eólico disponible en el emplazamiento de mi vivienda unifamiliar, es el Bornay 1500 de la empresa Bornay, que tiene una potencia nominal de 1500 W y puede trabajar a 48 V.

Características del aerogenerador:

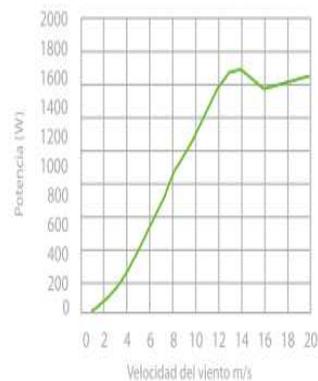
Aerogeneradores

BORNAY 1500

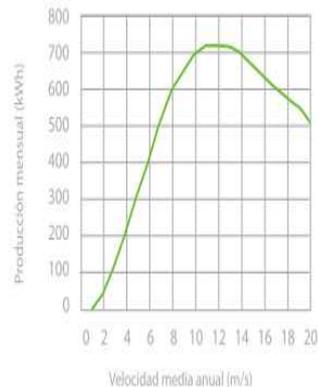


Número de hélices	2
Diámetro	2,88 m
Material	Fibra de vidrio / carbono
Dirección de rotación	En sentido contrario a las agujas del reloj
Sistema de control	1) Regulador electrónico 2) Paso por inclinación
Características eléctricas	
Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Imanes	Neodimio
Potencia nominal	1500 W
Voltaje	24, 48, 120 v
RPM	@ 700
Regulador (en caso de aislada)	24v 80 Amp 48v 40 Amp
Inversor (en caso de conexión a red)	Aeocon + Resistencia
Velocidad de viento	
Para arranque	3,5 m/s
Para potencia nominal	12 m/s
Para frenado automático	14 m/s
Máxima velocidad de viento	60 m/s
Características físicas	
Peso aerogenerador	41 kg
Peso regulador	8 kg
Embalaje	50 x 77 x 57 cm - 57 Kg
Dimensiones - peso	153 x 27 x 7 cm - 6,8 Kg
Total	0,23 m ² - 61,8 Kg
Garantía	3 años

Curva de potencia



Energía





El aerogenerador seleccionado Bornay 1.5 de 1500 W, se compone de un rotor con dos hélices de fibra de vidrio/carbono y un alternador síncrono trifásico de imanes permanentes accionado directamente por la turbina eólica.

Al variar la velocidad de rotación, variará la frecuencia de la señal alterna de salida, por lo que la turbina eólica dispondrá de un convertidor de alterna a continua, función que cumple el regulador eólico que Bornay proporciona con la compra del aerogenerador.

Ubicación y orientación del aerogenerador:

El aerogenerador se ubicará en la parte trasera de la edificación principal, orientado al NNE, tal y como se puede observar en el capítulo 3. PLANOS, colocado sobre una torre cuatripata proporcionada por Bornay, Autostop P750 de 13 metros de altura.

7.2.3 El generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico se ha dimensionado en consonancia con la capacidad de producción del aerogenerador, para lograr abastecer de forma equilibrada las necesidades de consumo de nuestra familia.

En ese sentido se ha optado por un generador fotovoltaico compuesto por 4 paneles monocristalinos Atersa A-315M de 315 W de potencia pico, distribuidos en 2 ramales paralelos, con 2 módulos por ramal.

Características de los módulos FV:

A-xxxM GSE (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas

	300 W	305 W	310 W	315 W	320 W
Potencia Máxima (P _{max})	300 W	305 W	310 W	315 W	320 W
Tensión Máxima Potencia (V _{mp})	37.57 V	37.83 V	38.01 V	38.33 V	38.64 V
Corriente Máxima Potencia (I _{mp})	7.99 A	8.07 A	8.16 A	8.23 A	8.29 A
Tensión de Circuito Abierto (V _{oc})	45.67 V	45.98 V	46.19 V	46.48 V	46.70 V
Corriente en Cortocircuito (I _{sc})	8.53 A	8.60 A	8.67 A	8.74 A	8.81 A
Eficiencia del Módulo (%)	15.41	15.66	15.92	16.18	16.43
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±2				

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C. Tolerancia media STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

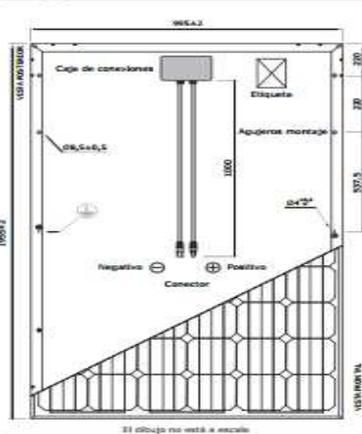
Especificaciones mecánicas

Dimensiones (± 2.0 mm.)	1955x995x50 mm.
Peso	27.3 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/4.0 mm.
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	72 células (6x12)/Monocristalina/156 x 156 mm.
Marco (material/color)	Alcación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP65/3 diodos
Cable (longitud/sección)/ Connector	1000 mm./4 mm ² / Compatible MC4

Vista genérica construcción módulo



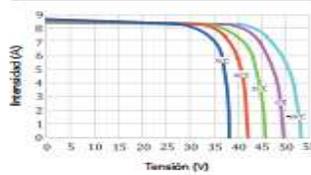
Características de temperatura

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.09% /°C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.33% /°C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.41% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 a +85 °C

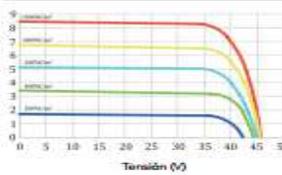
Embalaje

Módulos/paleta	20 piezas
Palets/contenedor 40'	22 palets
Módulos/contenedor 40'	440 piezas

Temperatura Varía (A-300M GSE)



Irradiación Varía



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

Ubicación y disposición del generador fotovoltaico:

El generador fotovoltaico se colocará sobre el agua orientada al sureste del tejado de la edificación principal de la parcela de mi vivienda, y tal y como se ha justificado en el capítulo 2. MEMORIA DE CALCULO, tendrá la siguiente orientación y ángulo de inclinación:

DISPOSICION DEL GENERADOR FV

ORIENTACIÓN (α) INCLINACIÓN (β)

- 36°

15°

Orientación e inclinación del generador fv



7.2.4 El acumulador eléctrico

El acumulador eléctrico adecuado para nuestra instalación, debe ser de plomo ácido, con 24 vasos de 2 V conectados en serie, (la tensión de trabajo es de 48 V), estacionario (C100), con una vida útil prolongada (ciclos de carga/descarga) y una capacidad de CNBAT = 1736 Ah.

Con dichas premisas, se opta por el acumulador estacionario de 48V de la marca BAE, con capacidad de 1740 Ah (C100).

Características del acumulador:

Descripción	Ficha Técnica	Comentarios	Preguntas
Voltaje de la Batería 48V		Amperios-Hora de la Batería 1740Ah	
Capacidad medida de la Batería C100		Amperaje de la Batería Entre 1500Ah – 4000Ah	
Medidas de la Batería 215 x 277 x 855 (alto x ancho x alto). Medida por vaso estacionario.		Peso de la Batería 93kg por vaso estacionario Garantía de la Batería 2 años	

Ubicación del acumulador:

El acumulador se ubicará, con el resto de elementos de mando y control de la instalación, en la caseta prefabricada para dicho fin, en el patio de la vivienda (ver capítulo 3. PLANOS, detalle del recinto eléctrico).

7.2.5 Reguladores de carga

Regulador eólico:

En este caso, utilizaremos el regulador eólico que suministra el propio fabricante de la turbina eólica Bornay 1500, con un peso de 8 kg, cuya imagen se muestra a continuación.



Regulador eólico Bornay 1500

El regulador eólico, además de proteger el acumulador, transforma la energía alterna del aerogenerador, en corriente continua, apta para cargar el banco de baterías y controla el funcionamiento del aerogenerador en función de la carga la de batería; si están cargadas el aerogenerador se frena y se disipa la energía excedente, a través de unas resistencias internas de disipación que se encuentran en la parte superior del regulador.

Regulador solar:

El regulador de carga se ha seleccionado en función de la tensión nominal del sistema (48 V) y de la corriente de operación máxima del regulador ($I_{max.reg.} = 31,46 \text{ A}$), siendo escogido el regulador maximizador MPPT Blue Solar 35A y 48V de Victron Energy.

La función principal del regulador solar es proteger las baterías contra descargas profundas y sobrecargas.





Ubicación de los reguladores:

Los reguladores se ubicarán, con el resto de elementos de mando y control de la instalación, en la caseta prefabricada para dicho fin, en el patio de la vivienda (ver capítulo 3. PLANOS, detalle del recinto eléctrico).

7.2.6 Inversor

La potencia instalada en nuestra vivienda se estima en unos 5210 W (ver dimensionado del inversor), aunque en el capítulo 2. MEMORIA DE CALCULO, se justifica que con un inversor con 5000 W de potencia nominal y 9000W de potencia para los “picos de arranque”, sería suficiente.

Por ello, se recurre a la oferta de inversores del fabricante Victron Energy, entre los cuales, se escoge el inversor solar Victron phoenix 48v 5000w

Características del inversor:

MultiPlus	12 voltios 24 voltios 48 voltios	C 12/800/35 C 24/800/16	C 12/1200/50 C 24/1200/25	C 12/1600/70 C 24/1600/40	C 12/2000/80 C 24/2000/50	12/3000/120 24/3000/70 48/3000/35	24/5000/120 48/5000/70
PowerControl		Si	Si	Si	Si	Si	Si
PowerAssist		No	Si	Si	Si	Si	Si
Conmutador de transferencia (A)		16	16	16	30	16 ó 50	50
Funcionamiento en paralelo y en trifásico		No	No	No	No	Si	Si
Inversor							
Rango de tensión de entrada (V CC)		9,5 – 17 V 19 – 33 V 38 – 66 V					
Salida Tensión de salida:		230 VAC ± 2%. Frecuencia: 50 Hz ± 0,1% (1)					
Potencia cont. de salida a 25 °C (VA)		800	1200	1600	2000	3000	5000
Potencia cont. de salida a 25 °C (W)		700	1000	1300	1600	2500	4500
Potencia cont. de salida a 40 °C (W)		650	900	1200	1450	2200	4000
Pico de potencia (W)		1600	2400	3000	4000	6000	10.000
Eficacia máxima (%)		92 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94 / 95	94 / 95
Consumo en vacío (W)		8 / 10	8 / 10	8 / 10	9 / 11	15 / 15 / 16	25 / 25
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)		5 / 8	5 / 8	5 / 8	7 / 9	10 / 10 / 12	20 / 20
Consumo en vacío en modo de búsqueda (W)		2 / 3	2 / 3	2 / 3	3 / 4	4 / 5 / 5	5 / 6
Cargador							
Entrada CA		Rango de tensión de entrada: 187-265 V CA . Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz. Factor de potencia: 1					
Tensión de carga de 'absorción' (V CC)		14,4 / 28,8 / 57,6					
Tensión de carga de flotación (V CC)		13,8 / 27,6 / 55,2					
Modo de almacenamiento (V CC)		13,2 / 26,4 / 52,8					
Corriente de carga batería casa (A)		35 / 16	50 / 25	70 / 40	80 / 50	120 / 70 / 35	120 / 70
Corriente de carga batería de arranque (A)		4 (solo modelos de 12 y 24V)					
Sensor de temperatura de la batería		Si					
General							
Salida auxiliar (A)		n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	Si (25A)	Si (25A)
Relé programable o controlador de relé		controlador de relé	relé	relé	controlador de relé	relé	relé
Protección		"ver manual"					
Puerto de comunicación VE.Bus		Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema					
Características comunes		Temperatura de funcionamiento: -20 a + 50°C (refrigerado por aire). Humedad (sin condensación): máx. 95%					
Carcasa							
Características comunes		Material y color: aluminio (azul RAL 5012). Categoría de protección: IP 21 "ver manual"					
Conexiones de la batería		Cables de batería de 1,5 metros			Pernos M8	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)	
Conexión 230 V CA		Conector G-ST18i			Abrazadera de resorte	Bornes de tornillo de 13 mm.2 (6 AWG)	
Peso (kg)		10	10	10	12	18	30
Dimensiones (al x an x p en mm.)		375x214x110			520x255x125	362x258x218	444x328x240



Ubicación del inversor:

Los inversores se ubicarán, con el resto de elementos de mando y control de la instalación, en la caseta prefabricada para dicho fin, en el patio de la vivienda (ver capítulo 3. PLANOS, detalle del recinto eléctrico).

7.2.7 Cableado de líneas y tubos de protección

Como ya sabemos, en un sistema eléctrico híbrido autónomo, una parte de la instalación trabaja en corriente continua (la de generación y acumulación) y otra parte lo hace en alterna (del inversor, al CGBT de la vivienda).

El cableado de ambas partes, cumplirá con las especificaciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

En la memoria de cálculo se muestra la sección de conductor calculado para cada uno de los circuitos, y el diámetro del tubo de protección necesario (ver capítulo 2. MEMORIA DE CÁLCULO).

Tramo corriente continua:

El cableado de los tramos en corriente continua estará compuesto por dos conductores activos (positivo y negativo), con cables unipolares tipo PV ZZ-F, con doble aislamiento 1,8 kV Vcc, y concebidos para aplicaciones a la intemperie (temperaturas extremas, humedad, etc.).

Tramo corriente alterna:

El cableado de los tramos en corriente alterna, será monofásico, y estará compuesto por los conductores de fase y neutro, más un tercero de protección. Se usarán cables tripolares tipo SZ1-K(AS+), con doble capa de aislante en PVC y tensión nominal de aislamiento 0,6/1 kV CA.

Canalizaciones o tubos de protección:

Los conductores, irán alojados en tubos o conductos rígidos de PVC para su protección, con un montaje superficial sobre las paredes y techos de la edificación donde ubica la instalación.



El conductor que va desde el aerogenerador hasta el inversor eólico, irá enterrado en una zanja, que tendrá 14 metros de longitud, desde la base de la torre hasta la edificación principal.

7.2.8 Elementos de protección

En los sistemas eléctricos híbridos, el inversor es un elemento fundamental, ya que actúa como “punto frontera” (aislamiento galvánico), que divide la parte de continua, donde se genera y almacena la energía eléctrica, y la de alterna, desde donde se abastecen los consumos.

El inversor, incorpora entre otras, protecciones contra sobretensiones en la entrada y salida, contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida, contra fallos de aislamiento, anti-isla, con desconexión automática y un seccionador de corriente continua.

Instalación en CC:

Según la ITC BT 36 del reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT), una instalación de 48 V como la nuestra está considerada como de muy baja tensión.

Por ello, los elementos y circuitos de la instalación en corriente continua (CC) contemplarán todas las especificaciones de aislamiento que se determina para una instalación de muy baja tensión, sin necesidad de protección diferencial contra contactos directos o indirectos.

Como norma general, en la parte de la corriente continua, se usará protección clase II o aislamiento equivalente cuando se trate de un emplazamiento accesible. Los materiales situados a la intemperie tendrán al menos un grado de protección IP 65.

Las fuentes de energía de la parte de continua (el generador eólico y el generador solar), se componen de partes metálicas (carcasa, marcos y soportes) que es conveniente conectar a tierra como medida de seguridad para la instalación, frente a descargas atmosféricas.

Tanto del generador eólico como del fotovoltaico parten dos conductores activos, el negativo y el positivo, que están aislados entre sí y aislados de tierra, por lo que la puesta a tierra de las masas metálicas no afecta a la seguridad de la instalación.

Esta disposición, se denomina IT, o de “generador flotante”, (ICT BT 08), en la que no hay conductores activos puestos a tierra.



Si uno cualquiera de los conductores, positivo o negativo, se pone en contacto eléctrico con una parte metálica puesta a tierra, los potenciales de ese conductor, de la masa metálica y de la tierra serán los mismos, y no habrá ninguna corriente de derivación a tierra.

La puesta a tierra, se realizará mediante una pica de acero galvanizado clavada en el terreno, de 1,5 m de longitud y 25 mm de diámetro, unido a un conductor de cobre desnudo de 35 mm², que cumple las especificaciones de cálculo del ICT BT 18 en cualquiera de los casos.

Este sistema de puesta a tierra debe estar aislado, por lo que dependiendo de la resistividad del terreno, se considerará una distancia mínima entre tomas de tierra de 15 metros.

Por lo tanto, el sistema IT en el lado de continua asegura totalmente la protección frente a contactos indirectos, siendo el grado de seguridad comparable al que se consigue en las instalaciones ordinarias de corriente alterna con los interruptores diferenciales.

Asimismo, no se requieren protecciones entre el generador eólico y su regulador, ya que se impediría el frenado, ni tampoco entre el generador FV y el regulador solar, ya que la corriente está limitada por la intensidad de cortocircuito de los propios módulos.

Para finalizar, tal y como se recoge en el PCT de IDAE, se debe proteger a las baterías contra cortocircuitos, por lo que se instalarán fusibles tipo NH gPV, de hasta 1000 V CC, en los cables de corriente continua que se conectan con las baterías (ver tabla 8.8).

Cada fusible debe tener un poder de corte superior a la respectiva corriente de cortocircuito, y se dimensionan teniendo en cuenta que su corriente mínima de fusión de 1,35 IN. Para el conexionado se utilizará una caja de fusibles Victron Energy DC panel, o similar.

Instalación en CA:

La instalación en CA incorpora todos elementos de seguridad y características necesarias para garantizar la calidad de suministro eléctrico.

El ámbito de nuestro proyecto finaliza a la salida del inversor/cargador, por lo que no será necesario instalar ningún elemento de protección.

De acuerdo al REBT, el Cuadro General de Baja Tensión (CGBT) de nuestra vivienda ya dispone de un Interruptor Automático Diferencial en la cabecera de la instalación, así como una puesta a tierra tipo TT, y otros dispositivos generales de mando y protección.

Los circuitos de CA a la salida del inversor, son monofásicos y cuentan con un tercer cable de protección, con la misma sección que el de fase y neutro (ver tabla 8.8).

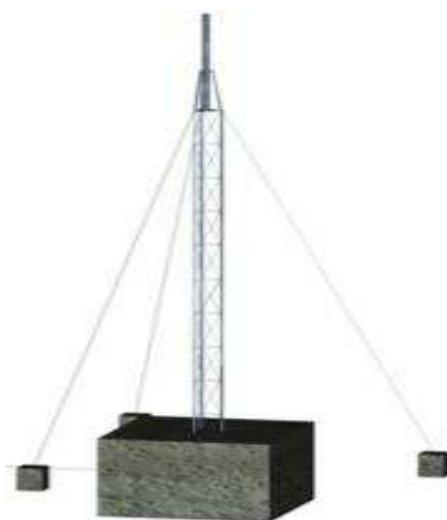
El cable de protección servirá para conectar las masas metálicas con el sistema de puesta a tierra de corriente alterna existente en la instalación aguas abajo del Cuadro General de Baja Tensión (CGBT) de nuestra vivienda.

7.2.9 Torre del aerogenerador

El aerogenerador se colocará sobre una torre independiente normalizada Bornay P-750, separada de la vivienda para evitar que esta pueda provocar turbulencias, así como cualquier tipo de vibración que pueda ser transmitida a la vivienda.

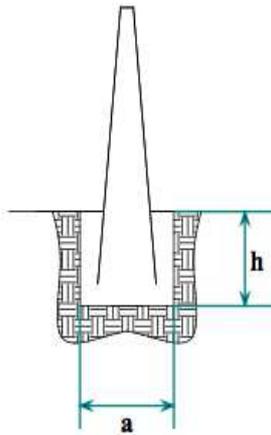
El emplazamiento concreto del conjunto de la torre y el aerogenerador, se detalla en el capítulo 2. PLANOS, correspondiente a la situación del aerogenerador.

El anclaje de la torre se realizará con una cimentación de hormigón, totalmente vertical y nivelada, para evitar un mal funcionamiento de su aerogenerador, tal y como se puede apreciar en la siguiente figura.



Detalle torre del aerogenerador P-750 14 m

En cuanto a la zapata de cimentación, para el modelo de torre P-750 de 14 metros (13 metros desde el nivel del suelo), en un terreno normal, según las especificaciones de Bornay, de la tabla adjunta, las dimensiones de la zapata serán de 1,7 m de profundidad por 1 m de lado.



Tipo terreno	P-400					P-750					P-1250					
	12	14	16	18	20	12	14	16	18	20	12	14	16	18	20	
FLOJO K = 8	h	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3
	a	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,1	1,1	1,1	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4
NORMAL K = 12	h	1,4	1,4	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0
	a	0,8	1,0	0,9	1,0	1,0	0,9	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,5
ROCOSO K = 16	h	1,3	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9
	a	0,8	3,0	0,9	1,0	1,0	0,9	1,0	1,1	1,1	1,1	1,3	1,3	1,3	1,4	1,5

Detalle cimentación torre del aerogenerador P-750 14 m

En el caso de torres de poca base que precisen tensores, una vez anclada la base y colocada la torre, se le colocarán 3 ó 4 tensores cuyos soportes se anclarán firmemente al suelo, generalmente con una base de hormigón, de forma que la torre quede totalmente inmóvil y consistente.

Los tensores deberán ser cables de acero de 6 a 10 mm. de grosor, y su sujeción a la torre en la parte alta deberá estar por debajo del diámetro de las hélices.

Para una mayor seguridad eléctrica es recomendable la instalación de una placa tomatierra conectada a la base de la torre y situada a unos metros de la base de la misma. Asimismo no es recomendable la instalación de para-rayos cercanos, dentro del área del aerogenerador.

Una vez instalado el aerogenerador sobre la torre, debe de comprobarse que este es capaz de girar libremente y que no existe ningún obstáculo dentro del diámetro de las hélices.

Las hélices ante la presión del viento pueden llegar a tener una torsión de hasta 15 cm, por lo que es necesario que entre las hélices y el punto más cercano exista como mínimo una distancia de 20 cm.

7.2.10 Estructura soporte de los paneles fotovoltaicos

La estructura elegida para nuestro generador fotovoltaico, es el soporte Conergy SunTop III, que ha sido desarrollado como sistema universal para el montaje sobre cubierta inclinada. Gracias a la utilización de los raíles patentados fabricados en aluminio, el conector Quickstone y la tecnología de conexión telescópica de Conergy, este sistema no precisa recortes y es especialmente rápido de montar.



Estructura soporte Conergy SunTop III

Características:

Con el Conergy SunTop III se pueden instalar sin problemas módulos fotovoltaicos con marco en tejados inclinados de edificios antiguos o de reciente construcción con la cubierta que elija.

Se caracteriza por un grado de premontaje muy alto. Las herramientas necesarias para el montaje sobre tejado se limitan a una llave Allen. Unas instrucciones de montaje detalladas permiten una instalación sin dificultades.

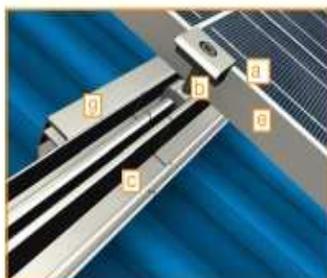
Pueden utilizarse casi todos los tipos de módulos con marco de distintos fabricantes.

Todos los elementos están contruidos en aluminio y acero inoxidable. Su alto grado de resistencia a la corrosión garantiza una larga vida útil y permite su total reciclaje.

Resistencia garantizada. Conergy ofrece una garantía de los materiales empleados de 10 años.

Vista de conjunto

- a** Módulo fotovoltaico con marco
- b** Fijador bilateral de módulo
- c** Perfil Conergy
- d** Gancho de tejado
- e** Fijador lateral de módulo
- f** Pieza terminal telescópica
- g** Pieza de unión entre ralles



Tecnología de conexión



Tecnología Quickstone



Pieza terminal telescópica

Detalle anclaje de las fijaciones sobre tejado inclinado

Lugar de montaje	Tejado inclinado, sobre tejado	Ganchos de tejado, piezas pequeñas	Acero fino (V2A)
Cubierta del tejado	Adecuado para cualquier cubierta de tejado (más información a petición)	Color	Natural
Inclinación del tejado	Hasta 60 grados ¹	Garantía	10 años en la resistencia de los materiales
Altura del edificio	Hasta 20 m		
Carga de nieve	Hasta carga de nieve de 1,4 kN/m ²		
Módulos fotovoltaicos	Enmarcados		
Distribución de los módulos	En filas o columnas ³		
Orientación de los módulos	Vertical, horizontal		
Tamaño del campo de módulos	Libre ⁴		
Posición del campo de módulos	Libre		
Compensación de altura posible	Hasta 38 mm		
Separación entre ganchos de tejado,	Hasta 2500 mm ² , según emplazamiento. Altura del edificio, medio de sujeción y módulo utilizado.		
Normas	Documento Básico SE-AE y Eurocode 9, parte 1.15s		
Perfiles de apoyo	Aluminio extruido (ENAW 6060/6063)		

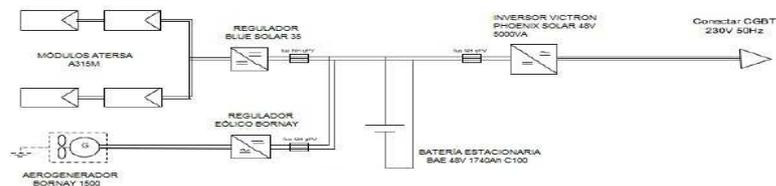
- 1 Válida para tejados con tejas de hormigón o tejas planas. En caso de cubiertas de tejado ondulado u otras cubiertas similares de gran superficie con una inclinación de más de 15°, póngase en contacto con nosotros antes de empezar con la planificación.
- 2 En caso de instalación en el borde o en las esquinas del tejado, tenga en cuenta que estas zonas soportan mayores cargas de viento. Le aconsejamos utilizar más ganchos de tejado en estas zonas. Para informaciones más detalladas, póngase en contacto con nosotros antes de empezar con la planificación.
- 3 En función de la orientación de los perfiles básicos.
- 4 Debido a la dilatación por temperatura y la tensión que puede producirse dentro del tramo de ralles, recomendamos una longitud máxima de 10 m por campo de módulos.
- 5 Con recargo (indíquese en el pedido)

Características de la estructura soporte

7.3 ESQUEMA UNIFILAR

En el esquema unifilar de la siguiente figura, se puede observar al generador fotovoltaico, con sus dos ramales de módulos en paralelo, y al generador eólico, conectados en paralelo, con sus correspondientes reguladores, para alimentar la carga del sistema de acumulación.

Tanto en los circuitos de entrada como en los de salida del banco de baterías, se encuentran los fusibles de protección.



Esquema unifilar de la instalación híbrida autónoma

A la salida de la batería, tras los fusibles de protección, se encuentra el inversor, que proporcionan un aislamiento galvánico entre el tramo de la instalación en CC (generación-regulación- acumulación) del tramo en CA (alimentación CGBT de mi vivienda).

Finalmente, la salida del inversor se conecta al contador bidireccional justo antes del ICP de la vivienda.

Se debe actuar siempre con extremada precaución con el sistema de acumulación, para que nunca haya posibilidad de poner en contacto el polo negativo con el polo positivo.

En caso de tener que desconectar los paneles y baterías recuerde: “La batería es siempre lo primero que se conecta y lo último que se desconecta”



8. PLANIFICACIÓN

En la fase de planificación del proyecto se agrupa y sintetiza la información recogida en los capítulos anteriores. Se procede a exponer un plan orientativo práctico, que servirá a las entidades ejecutoras para llevarlo a cabo.

La planificación del proyecto es concreta y específica y deberá definir los objetivos y resultados que se quieren alcanzar así como las actividades a realizar, los recursos requeridos y su visualización en el tiempo.

El calendario de actividades es una herramienta metodológica que presenta las actividades del proyecto y que identifica su secuencia lógica.

ACTIVIDAD \ DÍAS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
TRANSPORTE DEL MATERIAL Y ORGANIZACIÓN DE LOS EQUIPOS DE TRABAJO	■										
INSTALACION DEL AEROGENERADOR		■	■								
INSTALACION DEL MODULO FV				■	■						
INSTALACIÓN ACUMULADOR						■					
INSTALACIÓN REGULADORES E INVERSOR							■				
CABLEADO DEL SISTEMA								■	■		
PRUEBAS										■	
PUESTA EN MARCHA											■



9. ORDEN DE PRIORIDAD

Ante posibles discrepancias o contradicciones, el orden de prioridad entre los documentos básicos es el siguiente:

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

10. MANUAL DE MANTENIMIENTO DE EQUIPOS

ASPECTOS GENERALES:

Una vez realizada la instalación, se debe llegar a un acuerdo de contrato para el mantenimiento tanto preventivo como correctivo de todos los elementos de la instalación. Es preferible que este contrato de mantenimiento sea con la misma empresa instaladora que ha realizado el proyecto, pero se puede contratar otra empresa externa dedicada a tal fin.

En estos aspectos generales podemos diferenciar dos tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

El mantenimiento preventivo constará de operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

Algunas de las actividades u operaciones que se deben de llevar a cabo son las siguientes:

- 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.
- Estructuras soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Baterías: Nivel de 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 continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

Por otro lado tenemos el mantenimiento correctivo. Este tipo de mantenimiento es aquel que engloba todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar el buen funcionamiento del sistema durante su vida útil. Algunas de estas actividades son:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el apartado 7.3.5.2 del pliego de condiciones del IDAE y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave de la instalación.
- La visita mencionada en el párrafo anterior, se refiere a que el instalador deberá de acudir en un plazo máximo de 48 horas, a la instalación si esta no funcionara, o en una semana si la instalación puede seguir funcionando incluso con esta avería.
- El análisis y presupuestación 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 periodo de garantía.

Todas las actividades referidas al mantenimiento, ya sea preventivo o correctivo, deben de realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de una empresa instaladora.

Todas las operaciones de mantenimiento, deben de estar registradas en un libro de mantenimiento.



MANTENIMIENTO POR ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN:

Reguladores e inversor:

Algunas de las actividades que se pueden realizar para mantener los reguladores e inversor, no difiere mucho de las especificaciones generales, siendo algunas de estas actividades a realizar las siguientes:

- De forma visual revisar que las conexiones sigan bien hechas.
- Comprobar que la ventilación de la sala sea la correcta para evitar la acumulación de gases por los acumuladores.
- Asegurarse de que la temperatura es la adecuada para evitar posibles daños en los circuitos electrónicos.
- Comprobar que no exista ninguna alarma de mal funcionamiento de la instalación.
- Control del funcionamiento de los indicadores.
- Medición de eficiencia y distorsión armónica.
- Comprobar posibles caídas de tensión entre los terminales.

Baterías:

Los acumuladores es el elemento de la instalación solar fotovoltaica que más mantenimiento requiere, debido a su composición química, pudiendo ser muy perjudicial para el resto de dispositivos si no se lleva un buen mantenimiento de estos elementos. Algunas de las actividades que se deben realizar para mantener los acumuladores son las siguientes:

- Control del funcionamiento de la densidad del líquido electrolítico.
- Inspección visual del nivel de líquido de las baterías.
- Comprobación de las terminales, su conexión y engrase.
- Comprobación de la estanqueidad de la batería.
- Medición de la temperatura dentro de la habitación.
- Comprobación de la ventilación.



Cableado:

- Comprobación del estado del aislamiento del cable.
- Comprobación de la correcta conexión del cableado en los bornes de conexión.
- Comprobación visual del buen estado del cuadro o caja de conexión, con el fin de conservar sus propiedades de estanqueidad.
- Inspección visual de las señales de los cables y de las señales de advertencia.
- Comprobar que los conductos no estén obstruidos por cuerpos extraños y de ser así, eliminar esta obstrucción.
- Comprobar el buen aislamiento de los cables que circulan por las canalizaciones.

Aerogenerador:

Transcurrido 1 mes desde la instalación del aerogenerador, se recomienda, reapretar toda la tornillería del aerogenerador.

Cada 6 meses

A ser posible en los cambios de estación, se recomienda realizar una inspección de mantenimiento en la cual se deben de revisar los siguientes puntos:

- Revisar y reapretar todos los tornillos.
- Comprobar el estado de los cables.
- Inspección visual de las hélices.
- Revisión del sistema de frenado automático, accionando este manualmente.

Las partes principales del aerogenerador a la hora de realizar las inspecciones de mantenimiento son:

Rodamientos

El aerogenerador está equipado con rodamientos blindados de gran calidad que no necesitan mantenimiento. Puede comprobar si giran libremente o por el contrario se observa algún tipo de roce o vibración.

Tornillería

Toda la tornillería es de acero inoxidable. Ante la falta de cualquier tornillo en una revisión de mantenimiento, reemplazarlo inmediatamente antes de que pueda producir daños mayores.



Cableado

Comprobar el estado de las uniones y empalmes, así como regletas de conexiones que haya, para evitar que pueda desconectarse y dejar el aerogenerador funcionando libremente.

Hélices

Las hélices de fibra de vidrio / carbono, llevan en el borde de ataque una cinta protectora de Poliuretano abrasivo.

Esta cinta con el paso del tiempo puede verse afectada por las condiciones climatológicas. En caso de falta total ó parcial de la cinta, acuda a su instalador y reemplace la cinta. En caso contrario, la erosión y cambios climáticos incidirán directamente sobre la hélice, reduciendo su vida útil.

Amortiguador

El aerogenerador lleva instalado un amortiguador hidráulico que permite la desorientación respecto al viento rápidamente, y su vuelta a la posición normal lenta, evitando golpes bruscos.

El amortiguador tiene una pequeña holgura al principio de su retroceso que es normal, si su holgura fuera mayor de la mitad del recorrido y se observan pérdidas de aceite, habría que sustituir los amortiguadores por unos nuevos.

Engrase

El aerogenerador Bornay, consta de 3 partes móviles:

El eje delantero (Hélice-alternador), provisto de rodamientos blindados y recubiertos totalmente con una grasa de por vida. No precisan engrase.

El eje de orientación (aerogenerador-torre), provisto con rodamientos blindados. No precisan engrase.

El eje de inclinación (alternador-giratoria), es un casquillo de acero inoxidable / bronce engrasado de por vida.

Paneles fotovoltaicos:

Con objeto de un rendimiento óptimo de la instalación el buen mantenimiento de los generadores fotovoltaicos es imprescindible. Para tal fin se llevaran a cabo las siguientes acciones:



- Se realizará una inspección visual de la limpieza de estos paneles. En caso de que la acumulación de polvo y suciedad sea elevado, se realizará una limpieza de la superficie.
- Inspección visual de posibles deformaciones, oscilaciones y estado de la conexión a tierra de la carcasa.
- Realización de un apriete de bordes y conexiones y se comprueba el estado de los diodos de protección o antiretorno que evitarán el efecto isla, explicado con anterioridad en la presente memoria.
- Realización de una medición eléctrica para comprobar el rendimiento de los paneles.
- Inspección visual de posibles degradaciones, indicios de corrosión en las estructuras y apriete de los tornillos.
- Comprobar la estructura soporte visualmente con posibles daños o desperfecto causados por la oxidación o por algún agente ambiental.
- Comprobación de que los paneles fotovoltaicos estén bien sujetos a esta.
- Comprobación de que la orientación de estas estructuras sea la adecuada cumpliendo lo expuesto en el presente proyecto.
- Comprobación de que las cimentaciones que sujetan estas estructuras estén en buen estado.



11. ABREVIATURAS Y PROGRAMAS DE CÁLCULO

ABREVIATURAS:

- V = Voltios.
- W = Vatios.
- A = Amperios.
- Wh = Vatio hora.
- Hz = Hercio.
- CA = Corriente alterna.
- CC = Corriente continua.
- REBT = Reglamento electrotécnico de baja tensión.
- CGBT = Cuadro general de baja tensión.

PROGRAMAS DE CÁLCULO:

- PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System): Herramienta de Internet que dispone series de datos sobre irradiación en cualquier parte de Europa. Calcula el ángulo óptimo para obtener la máxima radiación solar en cada emplazamiento.
- EXCEL de Microsoft Office: Hoja de cálculo, con la que se ha realizado el tratamiento de los datos del viento, así como el resto de funciones de cálculo necesarias para el desarrollo del proyecto.
- IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía): Se ha utilizado como herramienta para calcular el recurso eólico de la zona.
- EES (Engineering Equation Software): Es un paquete de software comercial utilizado para la solución de sistemas de ecuaciones no lineales simultáneas.
- AUTOCAD :Software de diseño asistido por computadora utilizado para dibujo 2D y modelado 3D. Utilizado para el dibujo de planos.



12. NORMATIVA Y BIBLIOGRAFÍA

Normativa:

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, que transpone al ordenamiento interno la Directiva 2011/92/UE, de 13 de diciembre, de evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 436/2004, de 27 de marzo, sobre producción de energía eléctrica para instalaciones alimentadas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos o cogeneración.
- Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Complementarias.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Ley 31/1995 de 8 de noviembre de Prevención de Riesgos Laborales. Y las modificaciones que sobre ésta ha producido las leyes 50/1998, 54/2003 y el Real Decreto Legislativo 5/2000.
- Pliego de condiciones técnicas del Instituto para el Desarrollo y el Ahorro Energético, IDAE, para instalaciones aisladas de la red.



- Normas UNE y recomendaciones UNESA pertinentes, en el ámbito de aplicación del presente proyecto.

Bibliografía:

- “Ingeniería de la energía eólica” de Miguel Angel Villarubia López. Edit. Marcombo, S.A.
- “Energía solar fotovoltaica” de Miguel Pareja Aparicio. Edit Marcombo.
- Generación Aislada sistema auxiliares y aislados, Bornay.
- “Energía eólica” y “energía solar fotovoltaica”. Libros del master en EERR de San Pablo Ceu.
- Plan de energías renovables (PER) del IDAE.
- www.ingenieriamecanica.com



DOCUMENTO 2

ANEXOS A LA MEMORIA



1. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

1.1 DIMENSIONADO DEL SISTEMA

El propósito de este anexo es el justificar el dimensionado del sistema híbrido eólico – fotovoltaico y el cálculo de los elementos del sistema (básicamente potencia de los generadores y capacidad de la batería) para suministrar de modo fiable el determinado consumo eléctrico que requiere nuestra familia a estudio.

Para el dimensionado del conjunto de la instalación utilizaremos el método denominado amperios-hora, ya que no requiere complicados sistemas de cálculo.

Este método está basado en el cálculo del consumo diario en amperios-hora, teniendo en cuenta las pérdidas entre la batería y las cargas y el rendimiento de carga de la batería. La batería se dimensiona teniendo en cuenta el número de días de autonomía, entendido como aquel número de días durante los cuales la batería puede satisfacer el consumo de una determinada instalación sin generación.

Al margen del método, el dimensionado de la instalación está basado en simples principios:

- Se dimensiona para que la producción de generación sea igual al consumo (en valores promedio en función de la distribución del consumo).
- Se dimensiona para que la batería pueda abastecer el consumo cuando no hay sol ni aire durante un determinado número de días consecutivos.

Los pasos fundamentales en el proceso de dimensionado son:

- Caracterización de la demanda eléctrica.
- Cálculo del recurso eólico disponible y de la potencia del generador eólico necesario.
- Cálculo de la radiación solar disponible y de la potencia del generador FV.
- Cálculo de la capacidad de batería.
- Selección del regulador de carga.
- Selección del inversor, para abastecer cargas en CA.
- Dimensionado del cableado y de las protecciones necesarias.



1.2 CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

1.2.1 Determinación de los consumos

El dimensionado de la instalación híbrida, se diseñará de acuerdo a las siguientes condiciones:

- Dos días de autonomía de la instalación, por tratarse de una instalación de uso constante durante todo el año.
- En toda la instalación se utilizará cableado de cobre, con conductores aislados en el interior de tubos PVC en montaje superficial.
- Todos los receptores serán alimentados en corriente alterna (CA).

Para determinar el consumo de la familia Fernández el enunciado del trabajo nos aporta una tabla con las facturas de los últimos cinco años, de las cuales se ha obtenido que el consumo mensual es el siguiente:

	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
CONSUMO (kWh)	519,2	509,3	496,1	423,5	398,2	400,4	387,2	391,6	404,8	418	462	506

Cabe destacar que la implantación del sistema híbrido se hace para abastecer entre un 60% y un 70% de la electricidad que requieren anualmente. El resto lo seguirán tomando de la red.

Por lo tanto la demanda de consumo medio anual, mensual y diario es:

Consumo anual: 5316,3 kWh/año

Consumo medio mensual: 443 kWh/mes

Consumo medio diario: 14,5 kWh/día



Y el porcentaje a cubrir:

CONSUMO	TOTAL (kWh)	60%	ELEGIDO	70%
ANUAL	5316	3189	3450	3720
MENSUAL	443	266	287,5	310
DIARIO	14,5	8,7	9,4	10,2

Es decir, que dimensionaremos nuestra instalación para cubrir entre 3189 y 3720 kWh/año.

Tomaremos para los cálculos de demanda 3450kWh/año, o lo que es lo mismo, entre 8,7 y 10,2 kWh/día, tomaremos 9,4kWh/día.

1.2.2 Determinación de la tensión de funcionamiento

Para la determinación de la tensión de funcionamiento nos amparamos en la recomendación del fabricante Bornay que a través de su página web nos dice que: con un consumo > 9 Kwh/día → Pasamos a 48V.

También se podría resumir, de modo genérico en la siguiente tabla:

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

Por lo tanto escogemos una tensión de trabajo de 48V.

1.2.3 Rendimiento del sistema híbrido y consumo real de energía

En realidad, para determinar la cantidad de energía eléctrica que necesitamos generar, debemos tener en cuenta tanto el consumo medio diario que hemos estimado, como las pérdidas de energía que se producen en algunos de los elementos que componen nuestra instalación.



Así, el consumo medio diario del conjunto de la instalación, se calcula aplicando los siguientes coeficientes de pérdidas, al consumo real de nuestras cargas eléctricas:

- Ka: Pérdidas debido a la auto descarga diaria de la batería, tomaremos un valor por defecto del 0,5%.
- Kb: Pérdidas relacionadas al rendimiento de la batería, para acumuladores nuevos, como en nuestro caso, tomaremos un 0,5%.
- Kc: Pérdidas debidas al inversor en instalaciones a 220V. Pueden llegar al 20%, pero en nuestro caso consideraremos un 10%.
- Kr: Pérdidas debidas al regulador, que dependen de la tecnología de fabricación. Por defecto aplicaremos un 7%.
- Kx: Perdidas por caída de tensión (efecto Joule) en los conductores, aplicamos un 3%.

El coeficiente total de pérdidas, se obtiene de la siguiente expresión:

$$K_{total} = [1 - (K_b + K_c + K_r + K_x)] \cdot \left[1 - \frac{K_a D_{aut}}{P_{Dmax}} \right]$$

Donde:

- Daut.: Son los días de autonomía con nula actividad de los generadores eléctricos, que en nuestro caso, es de dos días.
- PDmax: Es la profundidad máxima de descarga estacional de la batería, que para nuestra instalación, tomaremos un valor del 75%.

Con los parámetros establecidos, se calcula el coeficiente total de pérdidas:

$$K_{total} = 0.75$$

Aplicando entonces el coeficiente de pérdidas ($K_{total}=0,75$), al consumo nominal que se ha calculado para nuestras cargas ($E_{md.nom.} = 9,4 \text{ kWh/día}$), obtenemos el consumo total real de energía eléctrica que debe abastecer nuestra instalación híbrida eólica fotovoltaica:

$$\text{Energía total} = \text{Energía real} / K_t = 9,4 / 0.75 = 12,5 \text{ Kwh/día}$$

Por lo tanto, el consumo medio diario de energía eléctrica en el conjunto de la instalación, incluidas las pérdidas globales, es de 12,5 kWh/día. Y en el año:

$$\text{Eaño total} = 12,5 \text{ kWh/día} \times 365 \text{ días} = 4560 \text{ kWh/año.}$$



CONSUMO	TOTAL (kWh)	60%	ELEGIDO	70%
ANUAL	7088	4253	4560	4961
MENSUAL	590	354	380	414
DIARIO	19,5	11,7	12,5	13,7

1.3 ENERGÍA EÓLICA

1.3.1 Caracterización de la energía eólica

Una de las características más importantes del viento, que se genera por el calentamiento desigual que sufre la tierra, es que varía espacialmente, tanto en dirección y como en velocidad, con una tendencia a moverse de mayor a menor presión atmosférica.

En la atmósfera se pueden distinguir dos tipos de vientos:

- Los vientos globales (a partir de los 1000 m. de altura), observables en los mapas meteorológicos, con variaciones a gran escala (fuerza de Coriolis, etc.).
- Los vientos locales, a menor altura (entre los 150 m. y los 1000 m.), cuyas variaciones son debidas a las condiciones meteorológicas locales, a la orografía (cordilleras, valles, etc.) y a las brisas marinas.

En la capa de viento más baja de la atmósfera, denominada capa superficial o logarítmica (hasta 150 m.), las velocidades del viento disminuyen con la altura, por la fricción con la superficie terrestre (rugosidad o cizallamiento del terreno).

En la capa superficial, el comportamiento del viento también se ve afectado por la existencia de obstáculos sobre el terreno (vegetación, edificaciones, etc.), que pueden generar turbulencias, o zonas de abrigo del viento, así como por la orografía local del área, que pueden dar lugar a fenómenos de aceleración del viento, como el efecto túnel o el efecto colina.



Dada la naturaleza del viento, se debe realizar un estudio pormenorizado de los vientos en la zona donde se pretende instalar nuestro aerogenerador de energía mini-eólica.

Con el tratamiento de los datos obtenidos en la campaña de mediciones, se puede determinar, tanto la distribución de direcciones del viento, como la distribución de probabilidades de velocidades del viento.

La distribución de direcciones del viento, resulta de vital importancia para ubicar las turbinas eólicas sobre el terreno, así como para conocer la variabilidad direccional del régimen de vientos al que debe responder el sistema de orientación de la máquina.

Para representar la distribución de direcciones del viento, se suele utilizar la rosa de los vientos; se trata de un diagrama polar que representa el tanto por ciento de viento con la dirección indicada y, en módulo, su escala de velocidad media.

Si con la rosa de los vientos, no se distingue claramente la orientación del viento dominante, utilizaremos la rosa de la energía, que se obtiene multiplicando la potencia del viento por unidad de área (proporcional al cubo de la velocidad) por la frecuencia del viento en cada una de las direcciones (horas por año).

Asimismo, la distribución de probabilidad de las velocidades del viento (variación de la velocidad del viento en función del tiempo), es la base imprescindible para determinar el potencial eólico de un lugar concreto, y para el diseño y operación de las turbinas eólicas.

Desde los inicios de la tecnología eólica, al estudiar la distribución de ocurrencia de la serie de velocidades del viento, se pudo determinar, que la distribución de probabilidad de Weibull, de dos parámetros (factor de escala y factor de forma), se ajusta a los datos razonablemente.

La distribución de probabilidad de Weibull, es una función estadística de densidad de probabilidad, en éste caso de la velocidad $p(V)$, que se expresa de la siguiente manera:

$$P = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Polinomio de Weibull

Siendo $k > 0$, $v > 0$ y $c > 1$, donde:



- $P(V)$, es la función de densidad de probabilidad Weibull. Muestra el porcentaje o frecuencia en la que el viento soplará a una determinada velocidad de estudio (v).

- v , es la velocidad del viento (m/s).

- k , es el factor de forma, adimensional que caracteriza la disimetría de la distribución. Indica el desplazamiento de la curva a la izquierda (múltiples días con velocidades bajas), o a la derecha (días de vientos altos)

- c , es el factor de escala, valor próximo a la media de la velocidad del viento (m/s). Da una idea de la altura de la gráfica

Otro de los factores a tener en cuenta es el perfil vertical de la velocidad del viento. La velocidad del viento varía verticalmente en función de la altura del suelo debido a la rugosidad del terreno. Aunque la velocidad del viento es teóricamente nula en el punto de contacto con el suelo, según vamos elevándonos en altura, los efectos del rozamiento disminuyen y la velocidad del viento aumenta. Dicha variación de la velocidad con la altura, constituye el perfil vertical de la velocidad del viento.

En la industria eólica, la rugosidad viene determinada por parámetros como la clase de rugosidad (graduada entre Clase 0 para la superficie del agua y Clase 4 para una alta rugosidad) o también por la Longitud de rugosidad en metros (0,0002 m para Clase 0 y 1,6 m para Clase4), cuando se trata de evaluar las condiciones eólicas de un paisaje.

En el caso correspondiente a la velocidad media a largo plazo (velocidades medias mensuales, anual, etc.), el modelo de cálculo se basa en una ley de potencial o “ley exponencial del viento de Hellman”, representada mediante la siguiente expresión:

$$\frac{V(y)}{V(y_0)} = \left(\frac{y}{y_0} \right)^\alpha$$

Dónde:

$V(y)$ → velocidad del viento a la altura y .

$V(y_0)$ → velocidad de referencia a la altura conocida.

y → altura real del rotor. 14 m en nuestro caso.

y_0 → altura conocida. 80 m



α → es el llamado coeficiente de rugosidad, exponente que depende fuertemente de la orografía, en nuestro caso, al estar nuestra vivienda en zona rústica, y tras consultar con el director del proyecto, tomamos 0,2.

Lugares llanos con hielo o hierba	$\alpha = 0,08 \div 0,12$
Lugares llanos (mar, costa)	$\alpha = 0,14$
Terrenos poco accidentados	$\alpha = 0,13 \div 0,16$
Zonas rústicas	$\alpha = 0,2$
Terrenos accidentados o bosques	$\alpha = 0,2 \div 0,26$
Terrenos muy accidentados y ciudades	$\alpha = 0,25 \div 0,4$

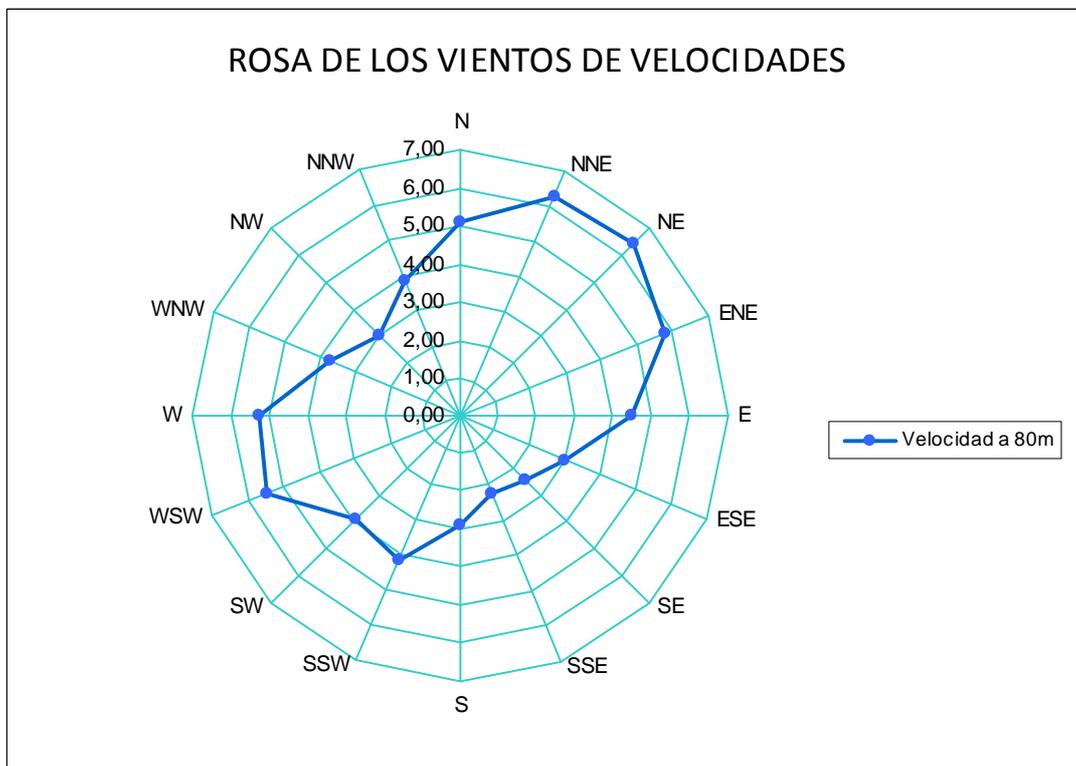
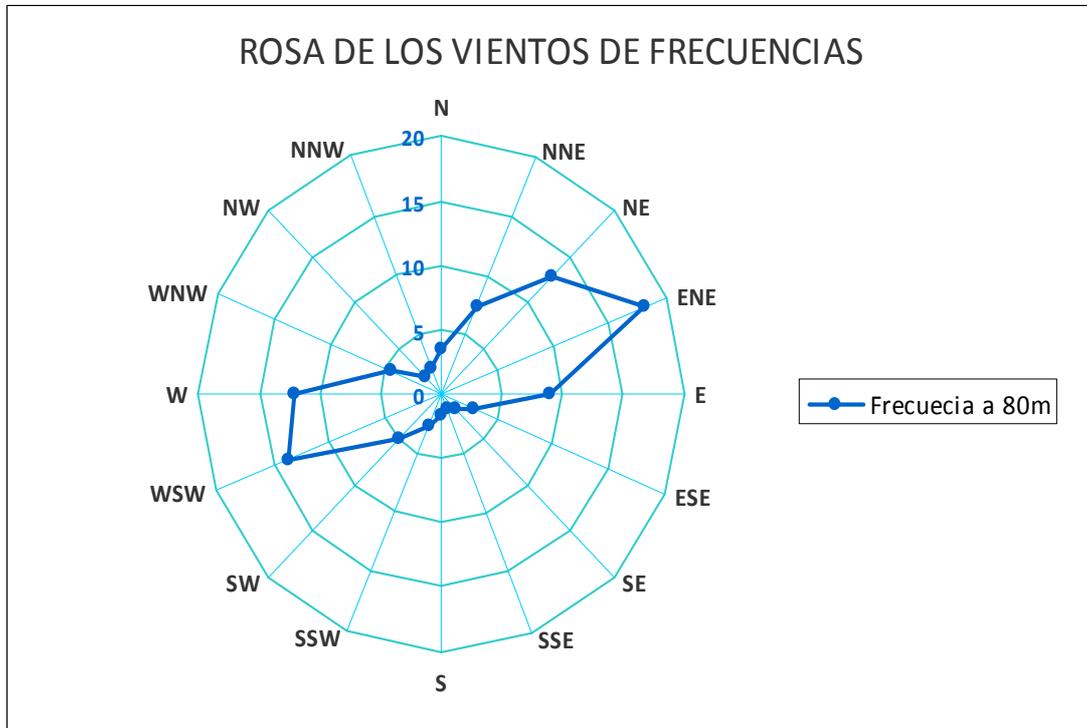
1.3.2 Recurso eólico en el lugar de emplazamiento

Seguidamente realizamos un breve análisis de justificación de viabilidad técnica en base al recurso eólico.

Empezaremos analizando el recurso eólico a 80m de altura en la localidad de Castillo de Bayuela. A través del aplicativo del atlas eólico del IDAE se obtiene la siguiente tabla de distribución del viento por direcciones a 80m:

Información					
Distribución por direcciones a 80m.					
Coordenadas UTM(m): 355944,4438265					
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	3.51	5.1	3.4	5.576	1.931
NNE	7.36	6.261	10.42	6.586	2.177
NE	12.91	6.434	20.24	6.934	2.316
ENE	18.07	5.767	19.66	6.3	2.594
E	8.99	4.479	5.78	5.055	2.167
ESE	2.77	3.008	0.83	3.439	1.587
SE	1.7	2.392	0.33	2.799	1.436
SSE	1.36	2.209	0.21	2.609	1.425
S	1.66	2.871	0.76	3.052	1.13
SSW	2.7	4.108	3.49	4.46	1.165
SW	4.74	3.853	3.09	4.544	1.64
WSW	13.61	5.441	17.08	6.149	1.992
W	12.09	5.248	11.68	5.829	2.213
WNW	4.39	3.711	1.61	4.123	2.051
NW	1.92	2.973	0.41	3.31	1.848
NNW	2.22	3.812	1.02	4.107	1.697

Con los datos obtenidos se elabora gráficamente la rosa de los vientos para frecuencia y velocidad.





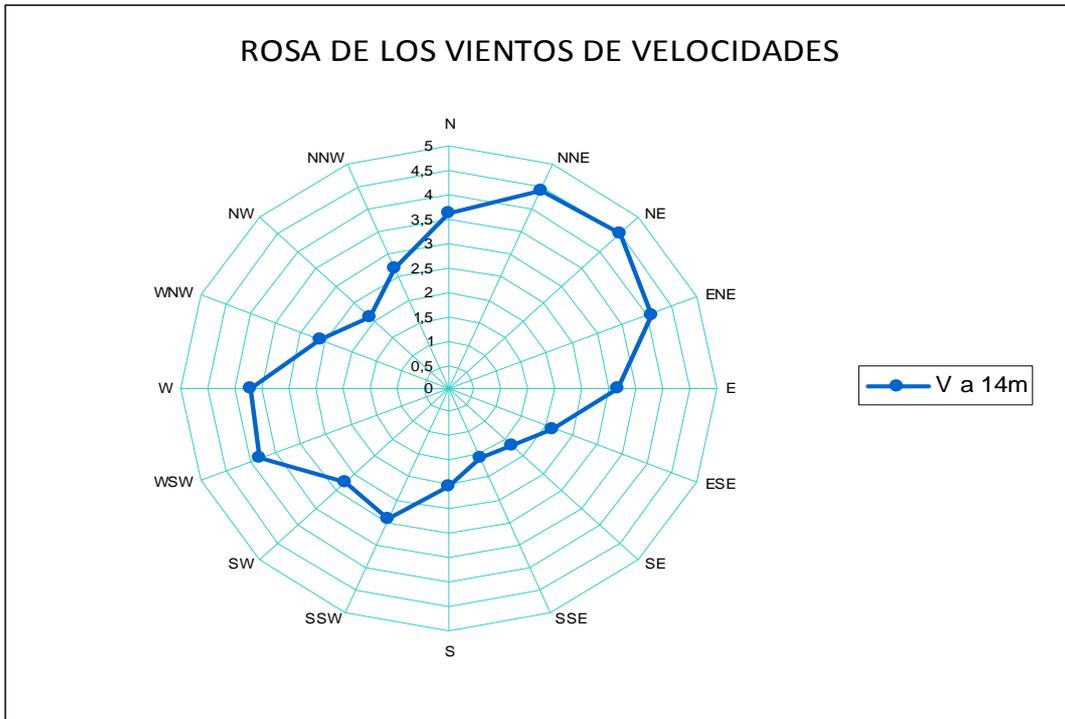
Se observa que la mayor frecuencia es de componente ESTE-NORESTE, seguida de lejos de la componente OESTE-SUROESTE. Las componentes con mayor velocidad son la NORESTE y la NORTE-NORESTE, con velocidades próximas a los 7 m/s.

Ahora bien, estas velocidades y sus probabilidades son datos tomados a 80 metros de altura, mientras que en nuestro caso vamos a situar el aerogenerador a 14 metros de altura, así pues hemos de estimar la velocidad a dicha altura, y la posterior confección de la rosa de los vientos a esa altura, para lo que nos basamos en que la variación del viento con la altura se puede calcular de manera aproximada mediante diversos métodos analíticos. En este sentido, es habitual utilizar una aproximación exponencial o ley de Hellman, que hemos explicado páginas atrás para estimar el aumento de la velocidad con la altura:

$$\frac{V(y)}{V(y_0)} = \left(\frac{y}{y_0} \right)^\alpha$$

Por lo que entonces nos queda:

<u>DIRECCION</u>	<u>V a 80m</u>	<u>V a 14m</u>
N	5,1	3,6
NNE	6,261	4,42
NE	6,434	4,54
ENE	5,767	4,07
E	4,479	3,16
ESE	3,008	2,12
SE	2,392	1,69
SSE	2,209	1,56
S	2,871	2,03
SSW	4,108	2,9
SW	3,853	2,72
WSW	5,441	3,84
W	5,248	3,71
WNW	3,711	2,62
NW	2,973	2,1
NNW	3,812	2,69



Elegimos orientación del aerogenerador ESTE-NORESTE, que aunque no posea la máxima velocidad, si posee la máxima frecuencia, y al ser ésta última mucho mayor, generará más producción final.

Posteriormente realizamos la distribución Weibull utilizando el Atlas Eólico de España que ejecutamos desde la web del IDAE (100m-Vv), tomando los valores para 30m que es lo más cercano al buje que vamos a instalar. En este punto, y tras consultar con dirección, no se estima necesario interpolar para la altura de 14m, ya que la variación sería mínima.

Información				
Media anual				
Coordenadas UTM(m): 355943,4438265				
Elevación (m): 454				
Rugosidad (m): 0.1				
	30m.	60m.	80m.	100m.
Velocidad (m/s)	4.32	4.85	5.09	5.3
Weibull C (m/s)	4.86	5.37	5.61	5.79
Weibull K	2.006	1.972	1.922	1.856



Con todos estos datos obtenidos y en base al polinomio de Weibull, utilizando la herramienta de cálculo: “EES (EngineeringEquationSolver)” se representa gráficamente la distribución de velocidades para la localidad de Castillo de Bayuela:

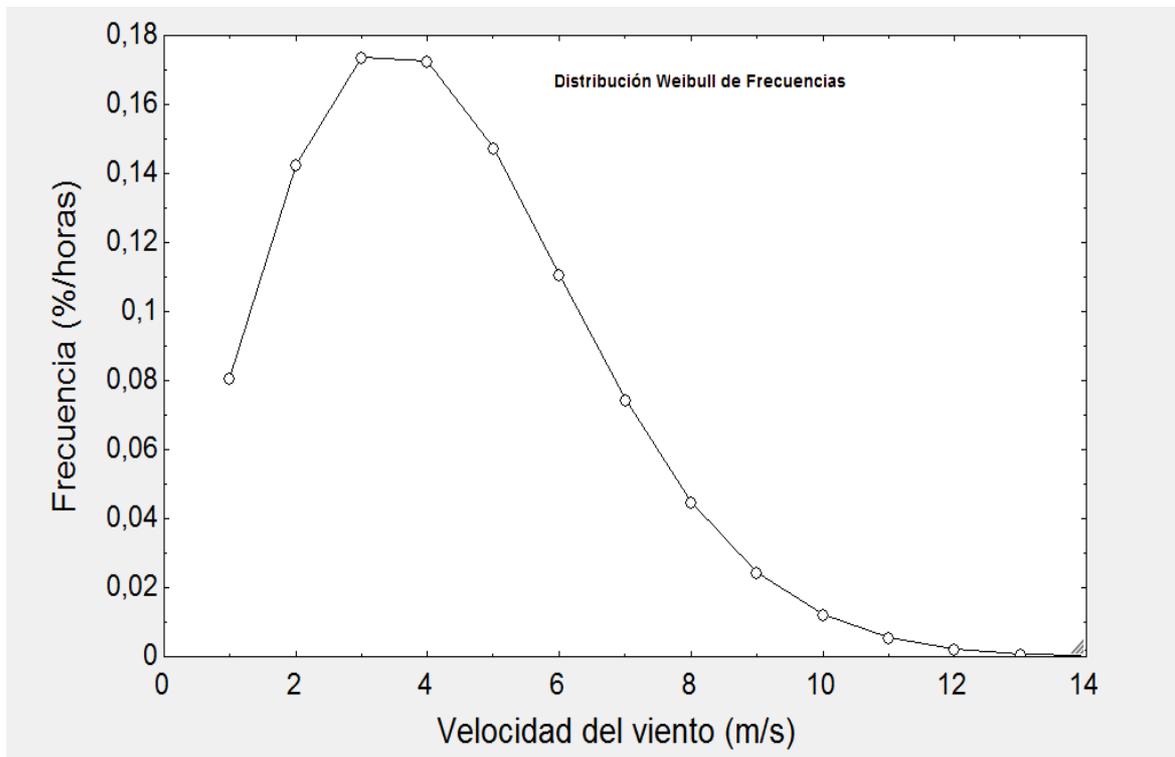
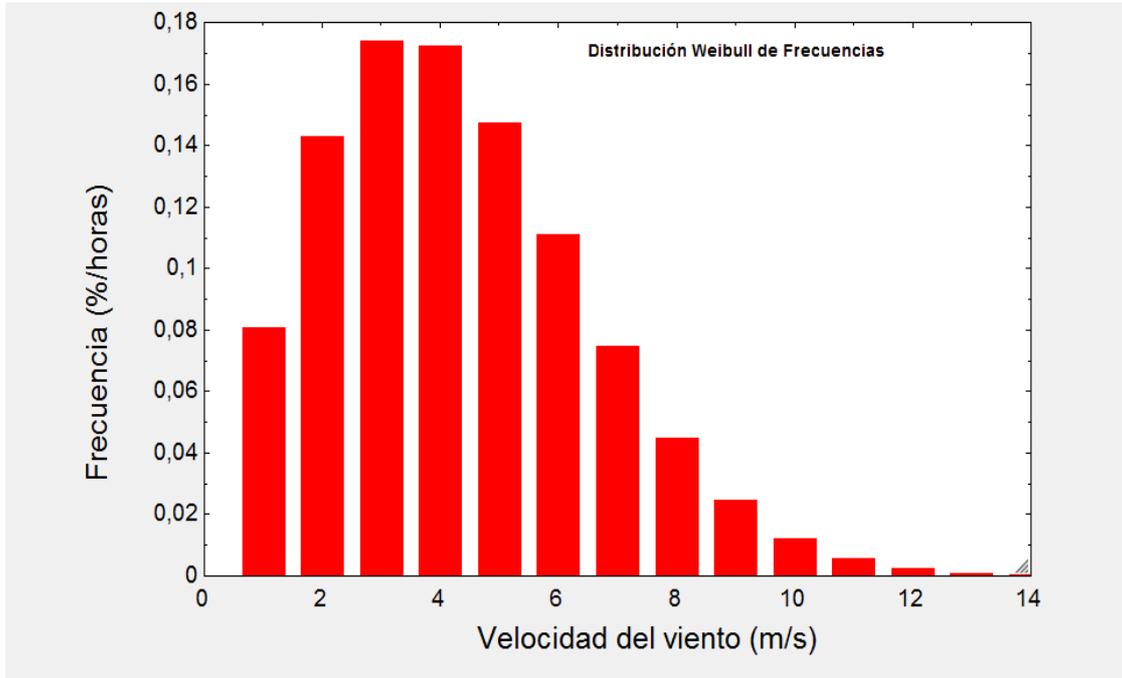
$$P = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Polinomio de Weibull

	1	2
	v	P
1..14	[velocidad del viento(m/s)]	[%/horas]
Run 1	1	0,08067
Run 2	2	0,1428
Run 3	3	0,1737
Run 4	4	0,1725
Run 5	5	0,1473
Run 6	6	0,1109
Run 7	7	0,0745
Run 8	8	0,04499
Run 9	9	0,02455
Run 10	10	0,01214
Run 11	11	0,005455
Run 12	12	0,002231
Run 13	13	0,0008313
Run 14	14	0,0002826



Gráficamente:





Lo que nos expresa la gráfica es, en el eje x, los datos de velocidad en m/s y en el eje y, lo que tenemos representado es la probabilidad o la frecuencia o la duración del viento a esa velocidad. Es decir, del 100% del tiempo, que proporción sopla a una determinada velocidad.

Pasamos a tabular los datos para operar con ellos:

Teniendo en cuenta que el año tiene 8.760 horas vamos a determinar el número de horas al año que el viento sopla a las distintas velocidades.

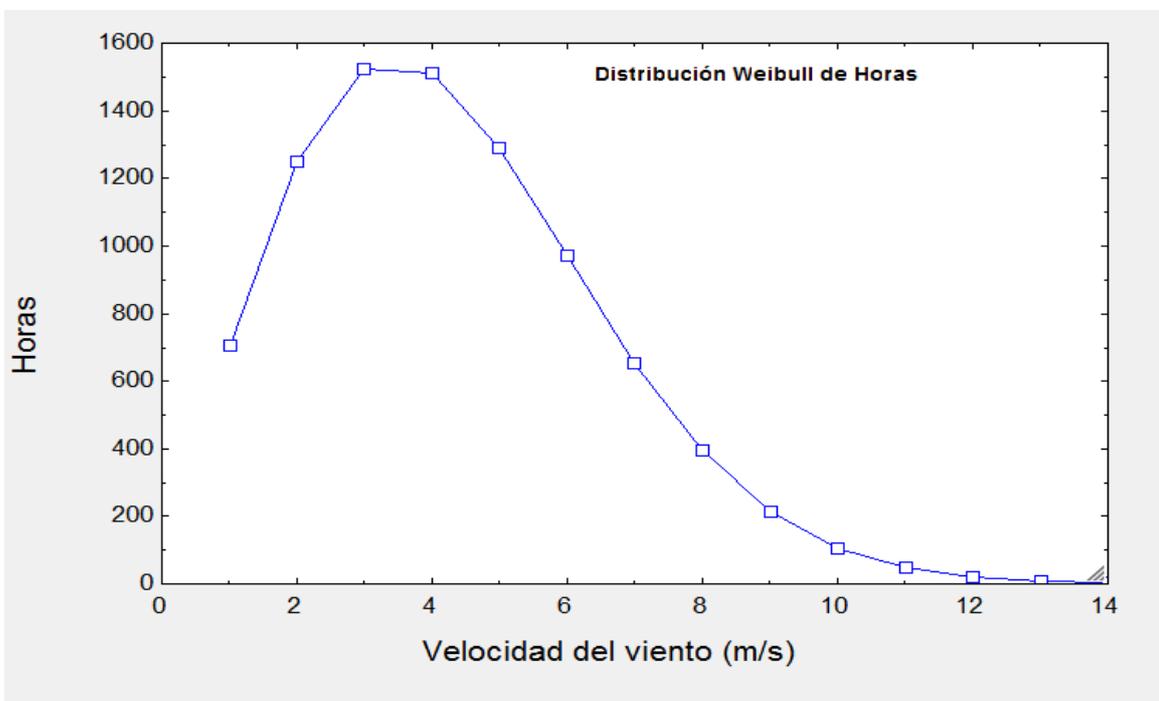
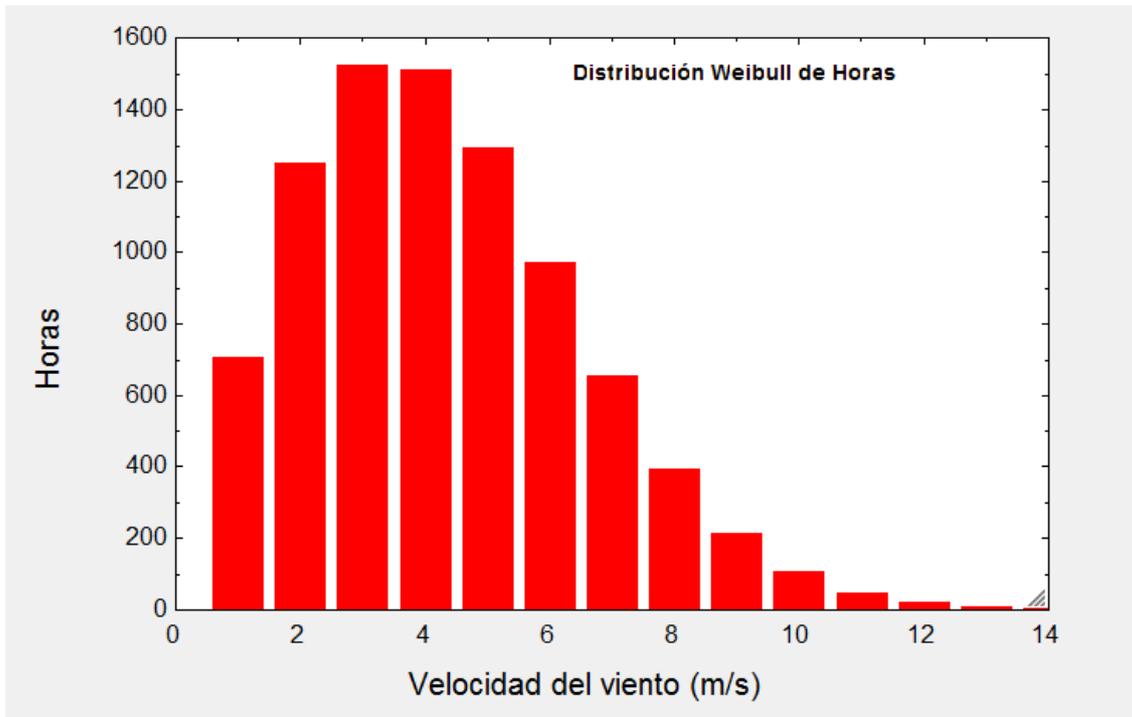
Para realizar la representación directamente en horas, se multiplica P por el número de horas anuales que es de 8760h.

Horas al año = frecuencia x 8.760 horas

1.14	1 v [velocidad del viento(m/s)]	2 P [%/horas]	3 Q [horas]
Run 1	1	0,08067	706,7
Run 2	2	0,1428	1251
Run 3	3	0,1737	1522
Run 4	4	0,1725	1511
Run 5	5	0,1473	1291
Run 6	6	0,1109	971,6
Run 7	7	0,0745	652,6
Run 8	8	0,04499	394,1
Run 9	9	0,02455	215,1
Run 10	10	0,01214	106,4
Run 11	11	0,005455	47,79
Run 12	12	0,002231	19,54
Run 13	13	0,0008313	7,282
Run 14	14	0,0002826	2,475



Gráficamente:



Podemos observar que las velocidades de viento que se dan con más frecuencia son 2, 3, 4 y 5 m/s.



1.3.3 Estimación de la energía eólica disponible

Para poder estimar el potencial de producción eléctrica de la instalación, resulta imprescindible contar con la curva de potencia del aerogenerador seleccionado.

La curva de potencia, es una curva de potencia-velocidad en la que se definen la velocidad de arranque (V_a), la velocidad nominal (V_n) y la velocidad de corte (V_c) del aerogenerador; se obtiene empíricamente y es entregada por el fabricante.

Por otro lado, debemos disponer de la distribución de velocidad del viento (distribución Weibull) del lugar donde se desea ubicar dicho aerogenerador.

Así, el método más utilizado para estimar el potencial de producción de electricidad de un aerogenerador durante un intervalo de tiempo t , consiste en integrar el producto de la curva de potencia $P(V)$ por la función de probabilidad de Weibull $p(V)$ característica del período utilizado, que dependiendo de la exactitud requerida, puede ser mensual o anual.

De una manera más práctica, para obtener la energía producida por el aerogenerador seleccionado durante un año completo (o el período de tiempo que se considere oportuno), se elabora una tabla que combina la energía entregada por mi aerogenerador a partir de la curva de potencia con la distribución de probabilidades del viento Weibull, ambos parámetros en función de los rangos de velocidad del viento.

Multiplicando los datos sucesivamente para cada rango, sabiendo que un año tipo tiene 8.760 horas, se obtiene la suma de la energía total producida por el aerogenerador en un año.

$$\text{Energía(kWh)} = \text{Potencia(kW)} \times \text{Tiempo(horas)}$$

Finalmente, para estimar la producción neta de un aerogenerador, a la producción ideal habrá que aplicarle unas pérdidas del 8% al 10% debidas al ajuste de la curva de potencia, histéresis por vientos altos, pérdidas por sobrepotencia y autoconsumo, principalmente.



1.3.4 Elección del aerogenerador

Al tratarse de una instalación aislada de la red y con una capacidad de almacenamiento limitada por baterías, no estamos interesados en obtener la máxima producción de energía anual, sino en cubrir la demanda eléctrica de manera constante a lo largo de todo el año.

Buscamos un aerogenerador cuya curva de potencia (velocidad de arranque, curva hasta potencia nominal, velocidad de corte, etc.), en combinación con la distribución de velocidades de Weibull, aporte un mayor número de horas de funcionamiento al año.

El coste del aerogenerador (que puede suponer hasta el 25% del total de la inversión), es uno de los factores con más peso dentro del proceso de selección, pero en nuestro caso, se hará con unos estándares de calidad que permitan amortizar la inversión con el paso del tiempo.

Desde dirección del proyecto nos apuntan que todos los elementos a instalar deben proceder del fabricante Bornay, del siguiente catálogo:

<http://www.bornay.com/userfiles/descargas/catalogobornaycomercial.pdf>

Así que los diferentes tipos que tenemos de Aerogeneradores Bornay son:

El Bornay 600 el 1500, el 3000 y el 6000 donde el número representa los w de potencia nominal, y unos precios de 3250, 4115, 6175 y 9995 euros respectivamente.

El primer modelo y el último quedan descartados por varios motivos. El Bornay 600W me va a obligar a poner excesivo número de paneles solares, para conseguir la producción requerida encareciendo la instalación, y el Bornay 6000, además de su elevado precio posee una potencia nominal excesiva para el tipo de instalación que requerimos.

Por lo tanto deberemos elegir entre el Bornay 1500W y el Bornay 3000.

Tras consultar con la familia la potencia contratada en la vivienda y los consumos aproximados diarios; se realiza el primer estudio con el Bornay 1500W, que además de poseer la potencia nominal que más se ajusta a nuestras necesidades, tiene un precio más ajustable a las sostenibilidad económica de nuestro proyecto, y por ende a la de nuestra familia.



1.3.5 Aerogenerador seleccionado

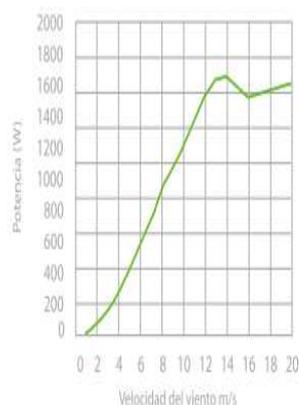
El aerogenerador seleccionado Bornay 1.5 de 1500 W, se compone de un rotor con dos hélices de fibra de vidrio/carbono y un alternador síncrono trifásico de imanes permanentes accionado directamente por la turbina eólica.

Al variar la velocidad de rotación, variará la frecuencia de la señal alterna de salida, por lo que la turbina eólica dispondrá de un convertidor de alterna a continua, función que cumple el regulador eólico que Bornay proporciona con la compra del aerogenerador.

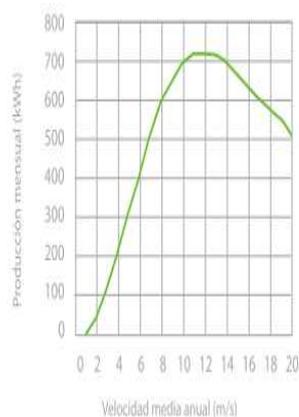
En las siguiente tabla se recogen las características principales del aerogenerador seleccionado:

Número de hélices	2
Diámetro	2,86 m
Material	Fibra de vidrio / carbono
Dirección de rotación	En sentido contrario a las agujas del reloj
Sistema de control	1) Regulador electrónico 2) Pasivo por inclinación
Características eléctricas	
Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Imanes	Neodimio
Potencia nominal	1500 W
Voltaje	24, 48, 120 v
RPM	@ 700
Regulador (en caso de aislada)	24v 80 Amp 48v 40 Amp
Inversor (en caso de conexión a red)	Aeoon + Resistencia
Velocidad de viento	
Para arranque	3,5 m/s
Para potencia nominal	12 m/s
Para frenado automático	14 m/s
Máxima velocidad de viento	60 m/s
Características físicas	
Peso aerogenerador	41 kg
Peso regulador	8 kg
Embalaje	50 x 77 x 57 cm - 57 Kg
Dimensiones - peso	153 x 27 x 7 cm - 6,8 Kg
Total	0,23 m ² - 61,8 Kg
Garantía	3 años

Curva de potencia



Energía





1.3.6 Producción de energía del aerogenerador seleccionado

Se procede al cálculo de la energía eólica producida al año atendiendo al estudio de la curva de potencia del aerogenerador escogido; el BORNAY 1500.

VELOCIDAD (m/s)	POTENCIA (KW)	HORAS/AÑO	ENERGÍA EÓLICA (KW/h)
1	0	706,7	0
2	0	1251	0
3	0,05	1522	76
4	0,25	1511	378
5	0,40	1291	516,5
6	0,55	971,6	535
7	0,75	652,6	490
8	0,9	394,1	355
9	1	215,1	215
10	1,2	106,4	128
11	1,35	47,79	64,5
12	1,5	19,54	30
13	1,5	7,28	11
14	1,5	2,47	4
15	0	0,47	0
			TOTAL 2820 Kwh/año

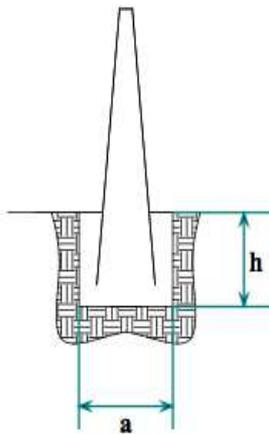


1.3.7 Ubicación y orientación del aerogenerador:

El aerogenerador se ubicará en la parte trasera, en el patio, a unos 2 metros de la edificación principal y a otros dos de la edificación 2, orientado al NNE, tal y como se puede observar en el capítulo 3. PLANOS.

El aerogenerador se colocará sobre una torre cuatripata Autostop P-750, de 13 metros de altura, proporcionada por Bornay.

El anclaje de la torre se realizará con una cimentación de hormigón, totalmente vertical y nivelada, para evitar un mal funcionamiento de su aerogenerador.



Tipo terreno	P-400					P-750					P-1250					
	12	14	16	18	20	12	14	16	18	20	12	14	16	18	20	
FLOJO K = 8	h	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3
	a	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,1	1,1	1,1	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4
NORMAL K = 12	h	1,4	1,4	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0
	a	0,8	1,0	0,9	1,0	1,0	0,9	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,5
ROCOSO K = 16	h	1,3	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9
	a	0,8	3,0	0,9	1,0	1,0	0,9	1,0	1,1	1,1	1,1	1,3	1,3	1,3	1,4	1,5

En cuanto a la zapata de cimentación, para el modelo de torre P-750 de 14 metros (13 metros desde el nivel del suelo), en un terreno normal, según las especificaciones de Bornay, de la figura de arriba, las dimensiones de la zapata serán de 1,7 m de profundidad por 1 m de lado.

1.4 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

1.4.1 Caracterización de la energía solar

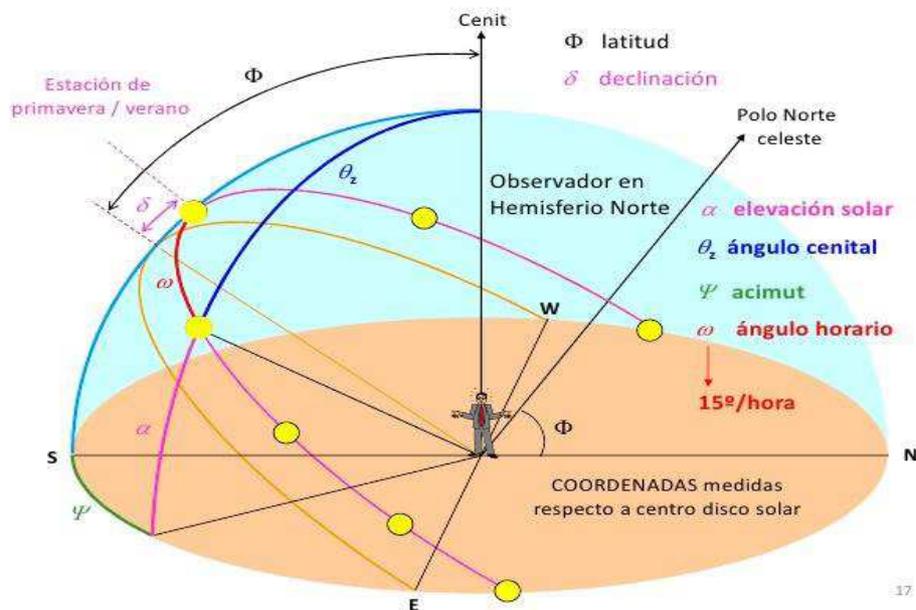
La radiación solar, es la energía procedente del Sol, que llega a la Tierra en forma de ondas electromagnéticas de diferentes frecuencias (luz visible, infrarroja y ultravioleta).

La radiación solar recibida en cualquier plano perpendicular del exterior de la atmósfera terrestre, a la distancia media del Sol a la Tierra ($1,49 \cdot 10^{11}$ metros), se denomina Constante Solar (G_{sco}) y su valor medio medido experimentalmente por unidad de tiempo y unidad de superficie es de 1367 W/m^2 .

La radiación solar que llega a la superficie de la Tierra es siempre menor a la Constante Solar (G_{sco}) y la magnitud de la misma se encuentra condicionada tanto por factores astronómicos, como por factores climáticos.

Los factores astronómicos influyen en el recorrido de la radiación solar a través de la atmósfera, dependiendo de la posición relativa Tierra-Sol y de las coordenadas geográficas del lugar considerado (latitud - longitud); y en el ángulo de incidencia de los rayos solares, en función de la altura solar en cada instante.

POSICIÓN DEL SOL RESPECTO A SUPERFICIES HORIZONTALES



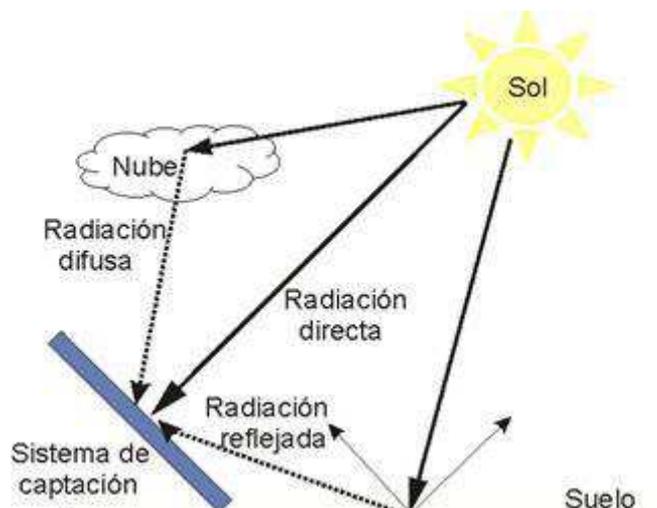
Sistemas de coordenadas horizontales y horarias

Los sistemas de coordenadas horizontales y horarias definen el triángulo esférico astronómico, cuya resolución proporciona la expresión de la altura del Sol (α), en función de la latitud (Φ), la declinación (δ) y del ángulo horario (ω); y la del acimut (δ), en función de la altura (α), la declinación (δ) y el ángulo horario (ω).

Los factores climáticos atenúan la radiación máxima teórica que se espera en un lugar, en función de la altura solar. Las nubes, la cantidad de vapor de agua, ozono, aerosoles, etc. Contenidos en la atmósfera son los responsables de dicha atenuación, que ocurre fundamentalmente por absorción, reflexión y difusión de la radiación.

La radiación total procedente del sol que incide sobre una superficie en la tierra está formada por los siguientes componentes:

- La radiación directa (HB): la que llega a la superficie del sistema de captación, directamente del sol. El instrumento de medición es el pirheliómetro.
- La radiación difusa (HD): originada por los efectos de dispersión de los componentes de la atmósfera, incluidas las nubes. Se mide con un piranómetro de difusa.
- La radiación reflejada (HR): radiación incidente en la superficie que procede de la reflejada en el suelo. El cociente entre la radiación reflejada y el incidente en la superficie de la tierra se denomina albedo.



Componentes de la radiación global



La radiación global (H) o total que llega a una superficie se puede expresar como la suma de estas tres componentes ($H=H_B+H_D+H_R$); se mide con un piranómetro.

Asimismo, para caracterizar la radiación global incidente sobre una superficie dada de la Tierra, es necesario definir los siguientes conceptos:

- Irradiancia: Es la densidad de potencia incidente por unidad de superficie, medida en W/m^2 . La irradiancia máxima del sol en la superficie de la tierra es aproximadamente del orden de $1000 W/m^2$. La irradiancia varía diariamente por efecto de la rotación de la tierra alcanzando su valor máximo en días despejados a mediodía solar. También varía estacionalmente.

- Irradiación: Es la energía incidente por unidad de superficie en un determinado período de tiempo y se mide en kWh/m^2 . Es habitual medir la irradiación sobre un plano horizontal (por motivos de convenio internacional). Su valor anual varía en función de la latitud del lugar, desde los $800 kWh/m^2$ en Escandinavia hasta los $2500 kWh/m^2$ en algunas zonas desérticas. La variación estacional (de Enero a Diciembre) puede variar entre un 25% para latitudes cercanas al ecuador hasta un factor 10 en lugares con latitudes elevadas (hacia el Norte o Sur del ecuador).

1.4.2 Radiación solar en el lugar de emplazamiento

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), en su Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas de la Red, establece una serie de condiciones técnicas y ecuaciones de cálculo que resultan suficientes para el dimensionado de instalaciones híbridas aisladas como la nuestra.

Para determinar la radiación disponible sobre una superficie con una orientación e inclinación arbitraria, en primer lugar, se deberá contar con el valor de la irradiación diaria media mensual sobre la superficie horizontal $H(0)$, en la ubicación caracterizada.

Los datos se pueden obtener de la base de datos PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), dependiente del Centro Común de Investigación de la Comisión Europea, donde dispone de series de datos sobre la irradiación existente en cualquier parte Europa.

Para obtener los datos de nuestra ubicación, basta con introducir las coordenadas de nuestra vivienda. (latitud 40,09782, longitud -4,68792) en la aplicación web.



1.4.3 Orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos

Podemos decir para empezar, que para la orientación de mis paneles, por norma general se recomienda que en el hemisferio norte, la orientación óptima del generador FV coincida con el sur (ángulo acimutal $\alpha=0^\circ$), y en cuanto a la inclinación, se determinará la inclinación óptima (β_{opt}) para el período de diseño que mejor se ajuste al uso que se le vaya a dar a la instalación.

Los períodos de diseño habituales, son los siguientes:

- En escenarios de consumo constante a lo largo del año, el criterio de “mes más desfavorable” corresponde con el de menor radiación.
- En instalaciones de bombeo, dependiendo de la localidad y disponibilidad de agua, el “mes más desfavorable” corresponde a veces con el verano.
- Para maximizar la producción anual, el período de diseño es todo el año. (Este será nuestro caso).

En la siguiente tabla, el IDAE propone la inclinación óptima (β_{opt} , $\alpha=0^\circ$) del generador FV para que el aprovechamiento de la energía sea máxima, en función del período de diseño:

<i>Periodo de diseño</i>	β_{opt}	$K = \frac{G_{dm}(\alpha=0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

ϕ = Latitud del lugar en grados

Donde:

- Φ es la latitud de la ubicación en grados.
- K es un parámetro que viene dado por la expresión $K = H_{opt} / H(0)$.

En instalaciones con un consumo constante como el nuestro, el período de diseño debería coincidir con el criterio del mes más desfavorable, que suele coincidir con diciembre, por lo que para nuestro emplazamiento, la inclinación óptima rondaría los 50° ($\beta_{opt} = \Phi + 10^\circ$).



No obstante, debemos añadir, ya que es nuestro caso, que en algunas viviendas y casas de campo por motivos estéticos se prefiere colocar los paneles con la misma inclinación que el tejado. En España los tejados suelen tener inclinaciones de 15 a 35 grados y aunque se pierda un poco de rendimiento, se puede ahorrar en costes de la estructura solar colocando una estructura de tipo coplanar, las cuales son más económicas y se integran completamente en el ambiente. En estos casos se puede compensar la inclinación instalando una placa más, con lo que solucionaría el problema.

En nuestro caso, por deseo expreso del cliente y debido a la configuración del terreno (zona arbolada, espacios destinados a los animales, etc.), los módulos FV se instalarán por superposición sobre el tejado de la edificación principal.

Siendo un tejado a dos aguas, se opta por el lado con orientación al sureste. Se dispone, así, de una superficie de unos 128 m², con una inclinación =15° y un ángulo acimutal =-36°. A pesar de no cumplir con la inclinación recomendada por el PVGIS, es la opción más económica y la que más le gusta al cliente.

En el apartado “planos” veremos una representación gráfica del ángulo de orientación.

Ahora debemos evaluar si las pérdidas por orientación e inclinación del generador están dentro de los límites permitidos, y en tal caso, calcular dicho valor, para nuestra instalación fotovoltaica.

Los parámetros utilizados son:

- Latitud del lugar, 40°
- Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales. En nuestro caso es de 15°.
- Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar, 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y +90° para módulos orientados al Oeste. Nuestro tejado está orientado 36° hacia el Sureste (azimut = -36°)

Conocidos estos parámetros, determinamos por dos caminos que la orientación e inclinación de mis paneles cumple con el CTE HE5.



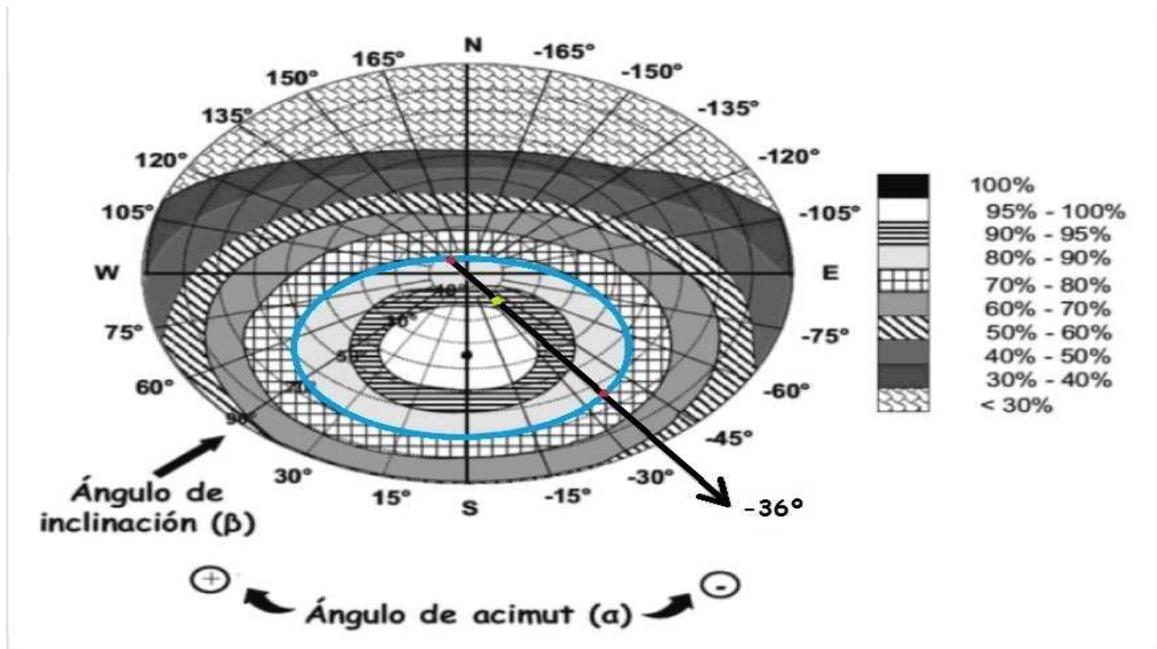
→ En primer lugar sabemos que en nuestro caso la integración de los paneles se evalúa en términos de superposición, por lo tanto tenemos que tener unas pérdidas máximas del 20% (ver tabla adjunta).

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Límite de pérdidas por orientación e inclinación y sombras

Una vez fijado ese valor, determinamos los límites para la inclinación. Para ello recurrimos a la figura donde viene representado el porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación. En dicha figura viene representada una latitud de 41°.

Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 20 % (borde exterior de la región 80 %-90 %), con la recta de azimut -36° nos proporcionan los valores máximo y mínimo de mis paneles FV (puntos rojos):



Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.



-Inclinación máxima = 65°

-Inclinación mínima = aproximadamente 7°

No hace falta corregir para la latitud del lugar ya que coincide con la latitud estudiada en la gráfica.

Se deduce por tanto que la inclinación de mis paneles decidida en 15° cumple con el CTE HE5.

→ En segundo lugar colocando el punto verde en la gráfica, deducido con un acimut de -36° y una inclinación de 15° nos indica, que las pérdidas serán entre el 5% y el 10%, tomando 7.5% como media entre ambos.

Se cumple, por tanto con el CTE HE5, en el que se exigen menos del 20% de pérdidas por superposición.

Finalmente no se calculan las pérdidas por sombreado al estar la cubierta sureste de la edificación 1, donde se van a instalar las placas, libre de obstáculos y sombras.

1.4.4 Irradiación sobre el generador fotovoltaico

Como ya hemos decidido, el generador FV se instalará, sobre una estructura fija colocada en el tejado de la edificación principal, con una orientación acimutal de $\alpha = -36^\circ$ y un ángulo de inclinación $\beta = 15^\circ$.

DISPOSICION DEL GENERADOR FV

ORIENTACIÓN (α)	INCLINACIÓN (β)
- 36°	15°

Para poder calcular la irradiación incidente sobre el generador FV para la orientación del tejado ($\alpha = -37^\circ$) y el ángulo de inclinación $\beta = 15^\circ$ debemos primero recopilar una serie de datos del aplicativo del PVGIS.

En primer lugar, se deberá contar con el valor de la irradiación diaria media mensual sobre la superficie horizontal $H(0)$, en la ubicación caracterizada. Esto lo calculamos mediante e aplicativo del PVGIS, que además nos muestra:



- Ángulo de inclinación óptimo del generador FV para el período de diseño anual, que PVGIS estima en 33°, así como el ángulo óptimo para cada mes del año.
- Irradiación diaria media mensual sobre la superficie horizontal $H(0)$ en Wh/m² día.
- Irradiación diaria media mensual sobre una superficie orientada al sur ($\psi=0^\circ$) y con una inclinación óptima para el período de diseño anual ($H_{opt.}$), en Wh/m² día.
- Irradiación diaria media mensual sobre una superficie orientada al sur ($\psi=0^\circ$) y con la inclinación de diseño, estimada en 15°, $H(15)$, en Wh/m² día.
- Temperatura media diaria $T(24h)$ en °C.

La información descrita, queda recogida en la siguiente tabla sacada del aplicativo del PVGIS:

La irradiación solar mensual

Las estimaciones de las medias mensuales PVGIS a largo plazo

Localización: 40 ° 6'2 "N, 4 ° 41'6" West, Elevación: 540 m snm,

base de datos de la radiación solar utilizado: PVGIS-clásico

ángulo de inclinación óptimo es: 33 grados

déficit anual de la irradiación debido al sombreado (horizontal): 0.1 %

Mes	h_h	H_{opt}	$H(15)$	yo_{opto}	T_D	T_{24h}
Ene	2050	3320	2710	62	7.5	5.3
Feb	2730	3830	3330	54	9.1	6.9
Mar	4560	5770	5280	43	12.2	9.9
Abr	5120	5480	5430	26	14.5	12.5
Mayo	6490	6330	6600	13	18.9	16.8
Jun	7180	6700	7170	7	24.6	22.7
Jul	7230	6900	7300	10	27.6	25.5
Ago	6400	6700	6750	22	27.7	25.4
Sep	4900	5850	5500	37	23.5	21.1
Oct	3340	4530	4000	50	17.6	15.3
Nov	2120	3220	2700	59	11.5	9.1
Dic	1650	2630	2160	62	7.8	5.8
Año	4490	5110	4920	33	16.9	14.7

H_h : La irradiación en el plano horizontal (Wh / m² / día)

H_{opt} : La irradiación en plano inclinado de manera óptima (Wh / m² / día)

$H(15)$: La irradiación de avión en ángulo: 15 grados. (Wh / m² / día)

yo_{opto} : inclinación óptima (DEG).

T_D : La temperatura media durante el día (° C)

T_{24} : 24 horas de promedio de temperatura (° C)



Tal y como se puede observar, con nuestra inclinación de 15° obtenemos más irradiación que sobre plano horizontal y muy poco menos que con la inclinación óptima.

Ahora bien, estos datos son para orientación de paneles óptima, el PVGIS estima en 0° ($\alpha = 0^\circ$) para el hemisferio norte, así que ahora se debe calcular la irradiación incidente sobre el generador FV para la orientación del tejado ($\alpha = -36^\circ$) e inclinación $\beta = 15^\circ$.

El cálculo de la irradiación para una superficie con una orientación e inclinación dadas, se realiza mediante la siguiente expresión que nos facilita el IDAE:

$$H(\psi, \beta) = H(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS$$

Donde:

- $H(\alpha, \beta)$ es la irradiación diaria media mensual, sobre la superficie con una orientación y una inclinación dada en Wh/m^2 día.
- $H(0)$ es la irradiación diaria media mensual, sobre la horizontal en Wh/m^2 día.
- K es un parámetro que viene dado por expresión $K = H_{opt} / H(0)$.
- FI es el factor de irradiación.
- FS es el factor de sombreado.

Los datos de irradiación diaria media mensual sobre la superficie horizontal $H(0)$, así como los datos de la irradiación para calcular el valor del parámetro K , se obtienen de la tabla obtenida del PVGIS.

Para el factor de sombreado FS tomaremos un valor de unidad, ya que al instalar los módulos sobre el tejado, nos encontramos con una ausencia total de sombras.

El factor de irradiación FI para una orientación e inclinación dadas viene en función de β , y se definen así:

$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

Obtenemos un FI para $\beta = 15^\circ$ de 0,96.



Por lo tanto, por medio de las expresiones planteadas y los parámetros establecidos, se calcula la irradiación diaria media mensual, sobre una superficie con una orientación de -36° , y con una inclinación de 15° .

MES	H(0) Wh/m ² /día	K	FI	H(α,β) Wh/m ² /día
ENERO	2050	1,61	0,96	3168
FEBRERO	2730	1,40	0,96	3669
MARZO	4560	1,26	0,96	5515
ABRIL	5120	1,07	0,96	5259
MAYO	6490	0,97	0,96	6043
JUNIO	7180	0,93	0,96	6410
JULIO	7230	0,95	0,96	6593
AGOSTO	6400	1,04	0,96	6389
SEPTIEMBRE	4900	1,19	0,96	5597
OCTUBRE	3340	1,35	0,96	4328
NOVIEMBRE	2120	1,51	0,96	3073
DICIEMBRE	1650	1,59	0,96	2518
PROMEDIO				4889



1.4.5 Dimensionado del generador fotovoltaico

1.4.5.1 Demanda eléctrica a abastecer por el generador FV

Para calcular la cantidad de energía eléctrica que debemos generar, se debe tener en cuenta, tanto el consumo diario de electricidad, como las pérdidas de energía en los distintos componentes de una instalación híbrida como la nuestra.

Considerando que el consumo energético de nuestra instalación es constante a lo largo de todo el año, la dimensión del generador FV vendrá determinado por la cantidad de energía eléctrica que debe aportar al sistema eólico para completar la demanda total de electricidad, según la siguiente expresión:

$$E_{\text{media total}} = E_{\text{media eólica}} + E_{\text{media fv}}$$

Donde:

- Emedia total es la energía media diaria total demandada por la instalación (Wh/día).
- Emedia eólica es la energía media diaria que debe aportar el aerogenerador (Wh/día)
- Emedia fv es la energía media diaria que debe aportar el generador FV (Wh/día).

Cabe recordar, que el consumo eléctrico medio diario a abastecer por nuestra instalación, incluidas las pérdidas es de 4560kWh/año (valor que se encuentra entre el 60 y el 70% del total) que se traduce en 12,5 kWh/día, y la producción neta del generador eólico es de 2820 kWh/año, que trasladado a una media diaria, se traduce en 7,73 kWh/día.

Aplicando los valores a la expresión anterior, obtenemos que el generador FV debería producir como mínimo 4,77 kWh/día (1740kWh/año) para completar la energía aportada por el aerogenerador.

Ahora bien, antes de dimensionar la instalación fotovoltaica debemos introducir el concepto de las "Horas solar pico".

Las "Horas solar pico" o HPS [horas], se puede definir como el número de horas en que disponemos de una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m².

Es un modo de contabilizar la energía recibida del sol agrupándola en paquetes de una hora recibiendo 1000 W/m², de forma que como los valores de irradiación solar están expresados en kWh/m², coincidirán numéricamente con el resultado al expresarlos en HSP.



Debido a que desde dirección nos apuntan que el ahorro de energía de nuestra vivienda se hará en base al 60-70% del consumo anual, dimensionaremos nuestra instalación para las HSP media del año sobre nuestro generador FV. El número de H.S.P. se calcula mediante la fórmula:

$$\text{Horas de sol pico} = \text{Radiación diaria total (Wh/m2día)} / 1000 \text{ W/m2.}$$

Por lo tanto:

AÑO	H(kWh/m2) (-36°,15°)	HSP
MEDIA	4889	4,9

1.4.5.2 Dimensionado del generador FV

El dimensionado mínimo del generador, en primera instancia, se realizará según la siguiente expresión:

$$P_{mp.min} = \frac{E_{md.FV}}{HSP \cdot PR}$$

Donde:

- Pmp.min es la potencia pico mínima que se requiere del generador.
- Emd.FV es el consumo expresado en kWh/día.
- HSP son las horas sol pico de media al año.
- PR es el rendimiento energético de la instalación o "Performance Ratio".

El rendimiento energético de la instalación PR o "Performance Ratio" se define como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, donde se tienen en cuenta las siguientes pérdidas originadas:

- Pérdidas por dispersión de potencia de los módulos.
- Pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas.
- Pérdidas debidas a la acumulación de suciedad en los módulos.
- Pérdidas por sombras.



- Pérdidas por degradación de los módulos.
- Pérdidas eléctricas.
- Pérdidas por reflectancia.

Según dispone el Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE valores típicos son, en sistemas con inversor (conectados a red), PR=0,7 y con inversor y batería (sistemas aislados), PR=0,6.

Si se utilizase otro valor de PR, el mismo deberá estar convenientemente justificado.

En nuestro caso, calculamos el valor de PR, desglosando los diferentes factores de pérdidas utilizados para su estimación, tal y como se describe a continuación:

- Pérdidas por dispersión de parámetros.

La tolerancia de potencia (%P_{máx}) de la mayoría de los módulos ronda 0/+3%, por lo que las posibles pérdidas por dispersión de potencia se pueden estimar en un 3%.

- Pérdidas por temperatura de célula.

El rendimiento de los módulos fotovoltaicos disminuye con el incremento de la temperatura a la que se encuentra la superficie del panel.

Para el cálculo del factor que considera las pérdidas por incremento de la temperatura del panel (P_T), se suele emplear la siguiente expresión:

$$P_T = K_T (T_c - 25^\circ C)$$

Donde:

- K_T el coeficiente de temperatura, medido en °C⁻¹. Generalmente este valor viene dado por el fabricante de la placa solar, aunque se toma por defecto el valor de 0,0035 °C⁻¹. En nuestro caso si lo tenemos y es de 0,0041°C⁻¹
- T_c es la temperatura media mensual a la que trabajan las placas fotovoltaicas. Para calcular esta temperatura se suele emplear la siguiente expresión:

$$T_c = T_{amb} + \frac{(T_{onc} - 20^\circ C) \cdot E}{800}$$



Siendo:

- Tamb la temperatura ambiente media diurna anual del lugar donde se instalarán los módulos fotovoltaicos. En nuestro caso el aplicativo del PVGIS nos aporta una temperatura media diurna anual de 16,9 °C.

- Tonc es la temperatura de operación nominal de la célula, que suele ser suministrado por el fabricante, siendo un valor habitual $T_{onc} = 47^{\circ}\text{C}$.

- E es la radiación media en un día soleado de media de todo el año, que en nuestro caso es de 530 W/m² (promedio calculado a través de la aplicación del PVGIS)

Sustituyendo los valores en la expresión anterior, la temperatura media mensual (Tc) a la que trabajan las placas fotovoltaicas, resulta ser de:

$$T_c = 16,9 + 17,8 = 34,7^{\circ}$$

Por lo que el factor Pt resulta ser:

$$P_t = 0,0041 (34,7 - 25) = 0,0402.$$

Resultando unas pérdidas por incremento de temperatura de los módulos FV del 4%.

- Pérdidas debidas a la acumulación de suciedad en los módulos:

En unas condiciones normales de emplazamiento, realizando un mantenimiento y limpieza adecuada, los paneles fotovoltaicos no deben superar unas perdidas por este concepto del 3%.

- Pérdidas por sombras:

Las pérdidas por el sombreado parcial del generador FV, al margen del FS (factor de sombra) que penalizan su producción eléctrica se pueden estimar en torno al 3%.

- Pérdidas por degradación de los módulos:

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de las células de silicio debido a su exposición a la radiación solar, que de forma usual se admite que sean del orden del 1%.



- Pérdidas eléctricas:

En las recomendaciones recogidas en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, se indica que la caída de tensión no podrá superar el 3% (1,5% para la parte de corriente continua o directa y del 2% para los conductores de la parte de corriente alterna).

- Pérdidas por reflectancia:

Este tipo de pérdidas, que hacen referencia a los efectos angulares de la reflexión en los módulos, fueron estimadas por la Universidad de Ginebra y deben considerarse en un 2,9%.

Por lo tanto, contabilizando todas las pérdidas anteriores, se obtiene el rendimiento energético de la instalación, definido como la eficiencia alcanzada en la instalación, cuyo valor es:

$$PR = 100\% - 4\% - 3\% - 3\% - 3\% - 1\% - 3\% - 2,9\% = 80,1 \%$$

Se sustituyen los datos con en la expresión anterior, obteniendo el siguiente resultado:

$$P_{mp. min} = \frac{E_{md. FV}}{HSP \cdot PR}$$

- Emd.fv es el consumo diario estimado, en nuestro caso 4770 Wh/día.
- HSP son las Horas Sol Pico del mes crítico, en nuestro caso 4,9 HSP.
- PR es el performance ratio que acabamos de calcular y cuyo valor es 0,80

$$P_{mp. min} = 4770 \text{ Wh/día} / 4,88\text{h} \times 0,80 = 1215\text{W}$$

Por lo que el generador FV tendrá una potencia pico mínima **1215 W**.



1.4.5.3 Selección del módulo fotovoltaico

Siendo la potencia pico del generador FV de 1215 W, para calcular el número total (N) de paneles solares que debemos instalar, se considera la siguiente fórmula:

$$N = \frac{P_{mp.\text{generador}}}{P_{mp.\text{módulo}}$$

Siendo:

- Pmp.gerador: la potencia pico nominal ya calculada (1215 W) del generador FV.
- Pmp.módulo: la potencia pico nominal del módulo FV seleccionado.

Lógicamente, para conocer el valor de Pmp.módulo, en primer lugar, debemos seleccionar el módulo fotovoltaico que utilizaremos en nuestra instalación.

En instalaciones aisladas de 24/48 V, se requieren módulos fotovoltaicos de 72 células, ya que su tensión de trabajo ronda los 36 V, necesarios para una correcta carga de las baterías.

Asimismo, dado que el generador fotovoltaico se instalará sobre el tejado, una mayor potencia nominal de cada módulo implicaría instalar un menor número de ellos, lo que a su vez, supone un ahorro de espacio.

Con todo esto, y viendo la potencia a suministrar por mi generador fotovoltaico, se hace una comparativa con dos posibles módulos, uno del catálogo suministrado por Bornay y otro de fabricación española, ajeno a él, pero que tras consultar con dirección del proyecto, tenemos aprobación para su posible implantación. Los módulos a estudio son:

- Módulo de 280 W policristalino Victron Blue Solar Poly 280, del fabricante Victron Energy (Países Bajos), con un precio de 435 euros por panel.
- Módulo de 315 W monocristalino Atersa A-315M, del fabricante Atersa que pertenece al Grupo Elecnor (España), con un precio de 432 euros por panel.

Para valorar cada opción se tendrán en cuenta los siguientes parámetros:

- Número de módulos necesarios.
- Precio total del generador FV.
- Coste relativo por cada vatio de potencia instalada.



Para conocer el número N de módulos fotovoltaicos para cada modelo evaluado, se recupera la expresión del inicio del presente apartado ($N = P_{mp.generator} / P_{mp.módulo}$) debiendo redondear el resultado al número entero par inmediatamente superior.

El precio total del generador FV será el resultado de multiplicar el número de módulos N por el precio unitario de cada módulo.

Todos los módulos en estudio, garantizan como mínimo, una entrega de potencia del 90%, a los 10 años de la instalación, y del 80%, a los 25 años de la instalación.

Para facilitar la selección del módulo FV, se agrupan los principales parámetros evaluados, en la siguiente tabla:

MÓDULO	Pmod (W)	Pgen (W)	Pgen/Pmod	Num mod	€ unid	€ gen	Crel (€/W)
Victron	280	1215	4,34	6	435	2610	2,14
Atersa	315	1215	3,85	4	432	1728	1,42

Analizando los resultados, y tras consultar con dirección nos decidimos por el módulo FV monocristalino Atersa A-315M, de 315 W de potencia nominal, que además de ser de fabricación española es el módulo más económico.

Además, no es necesario instalar más de 4 módulos, con lo que supone un ahorro extra en material, así como de espacio.

Las características del módulo fotovoltaico seleccionado son las siguientes:

Características eléctricas del módulo solar Atersa A-315M	
Potencia Nominal ($\pm 5\%$)	315 W
Eficiencia del módulo	16,18%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,23 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	38,33 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,74 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	46,48 V
Datos obtenidos en condiciones estándar de medida (STC): 1kW/m2, 25°C $\pm 2^\circ$ C, AM 1,5	



Características físicas del módulo solar Atersa A-315M

Tipo de célula	Monocristalina 156x156 mm
Células en serie	72 (6x12)
Dimensiones (± 2mm)	1955x995x50 mm
Peso	27,3 Kg
Cristal delantero Cristal templado	4,0 mm
Marco	Aleación aluminio anodizado
Cables	4 mm ² , 1000 mm
Conectores	MC4 o compatibles MC4

Parámetros térmicos del módulo solar Atersa A-315M

Coefficiente de Temperatura de Pmax	-0,41% /°C
Coefficiente de Temperatura de Voc	-0,32% /°C
Coefficiente de Temperatura de Isc	-0,09% /°C
Rango de funcionamiento Temperatura	-40°C a +85

1.4.5.4 Número de paneles fotovoltaicos necesarios

Tras la elección del módulo Atersa A-315A de 315 W de potencia pico, como el más apropiado para nuestra instalación, se calcula el número de paneles necesarios con la expresión:

$$N = \frac{P_{mp, generador}}{P_{mp, módulo}}$$

Obteniendo: $N = 1215 / 315 = 3,85 = 4$ paneles.

No obstante, comprobaremos si con el número de módulos calculado, generamos diariamente energía suficiente para complementar la energía eólica, que presentaba un déficit de 4770 Wh/día.

Para ello, primeramente veremos la energía diaria que puede darnos cada panel a través de la siguiente ecuación:

$$E_{módulo} = P_{MPP} \cdot HSP \cdot PR$$

Donde:

- PMPP es la máxima potencia pico del panel seleccionado, en nuestro caso 315 W.
- HSP son las Horas Sol Pico del mes crítico, en nuestro caso 4,9 HSP.
- PR es el performance ratio, calculado en 0,80.

Se sustituyen los datos en la expresión anterior, con el siguiente resultado:

$$E_{módulo} = 315 \times 4,9 \times 0,80 = 1235 \text{ Wh / día}$$



Si multiplicamos el valor obtenido por el número de módulos (4), sabremos la energía eléctrica diaria que nos aporta el generador FV:

$$E_{\text{generador}} = E_{\text{módulo}} \times N = 1235 \times 4 = 4939 \text{ Wh/día} > 4770 \text{ Wh/día}$$

Comprobamos, por lo tanto, que la energía que aporta el generador FV supera la energía eléctrica diaria que necesitamos para completar la producción de energía eólica.

La dimensión del generador FV obedece a la necesidad de generar electricidad en los meses de menor producción eólica, aportando asimismo, equilibrio entre la dimensión del generador, con la capacidad de las baterías, para un correcto funcionamiento de la instalación.

Para establecer la conexión en serie de los módulos, se debe tener en cuenta la tensión en el punto de máxima potencia ($V_{MP} = 38,33 \text{ V}$), así como la tensión CC del sistema (48 V), según la siguiente expresión, cuyo resultado se aproxima al número entero inmediatamente superior:

$$N_{\text{serie}} = \frac{V_{\text{sistema}}}{V_{mp}}$$

$$N_{\text{serie}} = 48 / 38,33 = 1,25 = 2 \text{ paneles}$$

Mientras que la conexión en paralelo de los paneles será calculado dividiendo el número total de módulos N por el número de módulos en paralelo, mediante la expresión:

$$N_{\text{paralelo}} = \frac{N}{N_{\text{serie}}}$$

$$N_{\text{paralelo}} = 4 / 2 = 2 \text{ paneles}$$

Por tanto, el generador FV estará formado por 4 módulos monocristalinos Atersa A-315M de 315W, distribuidos en 2 ramales paralelos, con 2 módulos por ramal.

Aunque llegados a este punto, cabe recordar que para los cálculos realizados hasta el momento, se ha tenido en cuenta la función del punto de máxima potencia (MPPT) que algunos reguladores de carga disponen, para optimizar el rendimiento del generador fotovoltaico.

Ahora bien, en instalaciones aisladas de la red puede ser suficiente con un controlador PWM (Pulse With Modulation), más sencillos y económicos que los reguladores



MPPT. No obstante se toma la decisión de instalar el regulador MPPT debido a las recomendaciones técnicas y a las características de nuestra instalación, que en nuestro caso, optimiza la dimensión del generador fotovoltaico así como el resto de componentes del sistema.

Los paneles y las baterías	Regulador
Paneles 36 celdas y baterías 12V	Mppt
Paneles 48 celdas y baterías 12V/24V	Mppt
Paneles 54 celdas y baterías 12V/24V	Mppt
Paneles 72 celdas y baterías 12V/24V	Mppt
Paneles 144 celdas y baterías 48V	Mppt
Paneles 30 celdas y baterías 12V	Pwm
Paneles 60 celdas y baterías 24V	Pwm
Paneles 120 celdas y baterías 48V	Pwm

El resumen de la producción de mi generador fotovoltaico queda resumido en la siguiente tabla:

Mes	Pnom panel	HSP	PR	Num total paneles	Num días del mes	E gen fv (kWh/mes)
ENERO	315	3,1	0,8	4	31	96,9
FEBRERO	315	3,6	0,8	4	28	101,6
MARZO	315	5,5	0,8	4	31	171,9
ABRIL	315	5,2	0,8	4	30	157,2
MAYO	315	6	0,8	4	31	187,5
JUNIO	315	6,4	0,8	4	30	193,5
JULIO	315	6,5	0,8	4	31	203,1
AGOSTO	315	6,3	0,8	4	31	196,9
SEPTIEMBRE	315	5,5	0,8	4	30	166,3
OCTUBRE	315	4,3	0,8	4	31	134,4
NOVIEMBRE	315	3	0,8	4	30	90,7
DICIEMBRE	315	2,5	0,8	4	31	78,1
ENERGIA TOTAL (kWh/año)		4,8				1778,1



1.5 ENERGÍA PRODUCIDA POR EL CONJUNTO

Una vez que se ha calculado la dimensión del generador eólico, así como la del generador FV, se elabora una tabla con la suma de la producción energética de ambas fuentes por cada mes del año, para comprobar si abastecen la demanda requerida de la vivienda.

Pero antes, para ello se deben tener en cuenta varios factores:

- Que la demanda media diaria de energía eléctrica, incluidas las pérdidas del sistema, es de 12,5 kWh/día (4560kWh/año). Valor incluido entre el 60 y el 70% del consumo anual, donde aplicado el factor de pérdidas ascendía a 7088kWh/año.
- Que a nosotros nos contratan para reducir el consumo de red sobre el consumo anual y no mensual ni diario.

MES	E eólica (kWh)	E gen fv (kWh)	E total (eolica + fv) (kWh)	E demandada (kWh)	% Cubierto
ENERO	235	96,9	331,9	692,3	47,9
FEBRERO	235	101,6	336,6	679,1	49,6
MARZO	235	171,9	406,9	661,5	61,5
ABRIL	235	157,2	392,2	564,7	69,5
MAYO	235	187,5	422,5	530,9	79,6
JUNIO	235	193,5	428,5	533,9	80,3
JULIO	235	203,1	438,1	516,3	84,9
AGOSTO	235	196,9	431,9	522,1	82,7
SEPTIEMBRE	235	166,3	401,3	539,7	74,4
OCTUBRE	235	134,4	369,4	557,3	66,3
NOVIEMBRE	235	90,7	325,7	616,0	52,9
DICIEMBRE	235	78,1	313,1	674,7	46,4
ENERGIA TOTAL (kWh/año)	2820	1778	4598	7088,0	64,9



A efectos de poder tabular, se supone errónea aunque conscientemente, una distribución equitativa mensual de generación eólica para comprobar si cumplimos el porcentaje de demanda eléctrica mes a mes, y aunque no se cumple en muchos casos, si se cumple para el consumo anual, el cual es el objetivo de este proyecto, donde logramos abastecer claramente entre el 60 y el 70% del mismo.

1.6 RESTO DE COMPONENTES DEL SISTEMA

1.6.1 Acumulador eléctrico

A la hora de calcular la capacidad de las baterías o acumuladores, se deben tener en cuenta dos parámetros, que son, por un lado, la máxima profundidad de descarga (estacional y diaria) y por el otro, el número de días de autonomía.

En nuestro caso, se tomarán los siguientes valores, según el modelo de batería seleccionado:

- Profundidad de Descarga Máxima Estacional, $PDMÁX,e = 75\%$ (0,75).
- Profundidad de Descarga Máxima Diaria, $PDMÁX,d = 15\%$ (0,15).
- Número de días de autonomía, $n = 2$ días.

El número de días de autonomía es menor que el recomendado por el IDAE, pero el parámetro se ha decidido tomando en cuenta que se trata de una instalación híbrida (con dos fuentes de energía).

El resultado de la capacidad nominal (CNBAT) que deben ofrecer las baterías, será el que resulte del mayor valor calculado al emplear las descargas previstas, diarias y estacionales. Para ello, debemos contar con el consumo total medio que necesita abastecer la instalación: $E_{md.total} = 12500$ Wh/día.

Por un lado, considerando la descarga máxima diaria ($PDMÁX,d$), el cálculo de la capacidad nominal de la batería (CNBAT en Wh), se realizará empleando la siguiente expresión:

$$C_{NBAT}(Wh) = \frac{E_{md.total}}{PD_{MÁX.d} \cdot F_{CT}}$$

Donde deducimos: $C_{n bat}(Wh) = 12500 / 0,15 \times 1 = 83333,33$ Wh



Y ahora dividiendo entre la tensión nominal de mi instalación, se obtiene la capacidad en Ah:

$$C_{NBAT}(Ah) = \frac{C_{NBAT}(Wh)}{V_{BAT}}$$

$$C_{n\ bat} (Ah) = 83333,33 / 48 = 1736Ah$$

La explicación de las dos ecuaciones es sencilla, necesitamos generar una energía diaria $E_{mdtotal}$ con nuestras baterías pero permitiendo solamente un 15% de descarga máxima diaria y suponiendo un Factor de corrección de Temperatura (FCT = 1). Una vez sabida la energía en Wh de la batería, simplemente dividimos entre la tensión de la misma (48V en nuestro caso) y ya tenemos la capacidad mínima que necesitamos para nuestro sistema de acumulación en función de la descarga máxima diaria.

Ahora calculamos la capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima estacional (PDMÁX,e), teniendo en cuenta el número de días de autonomía (n=2):

$$C_{NBAT}(Wh) = \frac{E_{md.total} \cdot n}{PD_{MÁX.e} \cdot F_{CT}}$$

$$\text{Obteniendo: } C_{n\ bat} (Wh) = 12500 \times 2 / 0.75 \times 1 = 33333,33 \text{ Wh}$$

Y de nuevo dividiendo ahora por la tensión nominal, lo obtenemos en Ah:

$$C_{NBAT}(Ah) = \frac{C_{NBAT}(Wh)}{V_{BAT}}$$

$$C_{n\ bat} (Ah) = 33333,33 / 48 = 694 \text{ Ah}$$

La explicación es similar a la anterior, necesitamos generar una energía diaria L_{md} con nuestras baterías pero que podamos disponer de ella durante 2 días sin sol ni viento, sin permitir una descarga mayor del 70% y suponiendo un Factor de corrección de Temperatura (FCT = 1). Una vez sabida la energía en Wh de la batería, simplemente dividimos entre la tensión de la misma (48V en este caso) y ya tenemos la capacidad mínima que necesitamos para nuestro sistema de acumulación en función de los días de autonomía.



Así pues escogemos la mayor, es decir la capacidad nominal de las baterías sería, como mínimo, $C_{n\text{ bat}} = 1736\text{Ah}$.

Las baterías se componen básicamente de dos electrodos que se encuentran sumergidos en un medio electrolítico. Los tipos de baterías más recomendadas para uso en instalaciones híbridas son las de tipo estacionarias de plomo ácido y de placa tubular, compuestas de un conjunto de vasos electroquímicos interconectados de 2V cada uno, que se dispondrán en serie y/o paralelo para completar los 12, 24 ó 48 V de tensión de suministro y la capacidad de corriente en continua que sea adecuado en cada caso.

Además no se recomiendan descargas agresivas, sino más bien progresivas, por lo que las baterías a utilizar suelen ser con descarga de 100 horas (C100), pues cuanto más intensa y rápida es la descarga de una batería, menos energía es capaz de suministrarlos.

Precisamente el tiempo de descarga de la batería, viene definido por el manual de usuario del aerogenerador Bornay 1500, que para una tensión de trabajo de 48 V, exige una capacidad mínima de batería de 350 Ah y un tiempo de descarga mínimo de 100 horas (C100).

Por tanto, escogeremos una batería de plomo ácido, con 24 vasos de 2 V conectados en serie para establecer la tensión de trabajo (48 V), de tipo estacionario (mínimo C100), con una vida útil prolongada (ciclos de carga/descarga) y una capacidad de $C_{n\text{ bat}} = 1736\text{ Ah}$.

Elegiremos acumuladores estacionarios, de los cuales forman parte las baterías OPZS, OPZV y TOPZS. Este tipo de baterías están formadas por vasos independientes de 2V cada uno, con capacidades de carga que pueden llegar hasta los 4500Ah. Si bien los modelos más utilizados abarcan desde los 300Ah hasta los 1500Ah. Los vasos se conectan entre sí mediante conectores y formando sistemas de 12V, 24V o 48V.

El modelo OPZS es el más utilizado en grandes instalaciones o bien en instalaciones medias donde se necesite una batería de mayor duración que las Gel o AGM. Las OPZS tienen una vida útil de 20 años y tienen una gran resistencia para ciclos continuos de carga-descarga. Al tratarse de una batería abierta, requiere un mantenimiento de rellenado cada 2 años y colocarse en un lugar ventilado.

El modelo OPZV tiene las ventajas de una batería OPZS y además dispone de electrolito gelificado con lo cual se convierte en una batería estacionaria



completamente sellada y sin mantenimiento. Esto permite poder colocar en cualquier posición ya sea vertical o horizontal. Su vida útil es de 15-20 años.

En último lugar tenemos el modelo TOPZS o UOPZS, las cuales son baterías como las OPZS pero fabricadas en un envase translucido más económico y en cadena de montaje automatizada, con lo cual se reducen los costes de fabricación. La vida útil de las TOPZS es de 15-20 años.

Se recomienda instalar baterías estacionarias en instalaciones en viviendas o fincas de uso diario, donde se tengan previstos ya de inicio los consumos que se van a tener. Estas baterías si bien su precio es más elevado, se compensa la inversión con los años de vida que ofrecen.

Tras analizar las distintas opciones existentes en el mercado, se opta por el acumulador Estacionario de 24 vasos de 2V, BAE 48V 1740Ah), de las que Bornay es distribuidor, cuyas características principales son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS BATERÍA ESTACIONARIA BAE 1740Ah 48V	
CAPACIDAD C(100) 1,85 Vpc A 20°	1740 Ah
TENSIÓN NOMINAL POR CÉLULA	2 V
CORRIENTE DE CARGA	ILIMITADA
VOLTAJE DE FLOTACIÓN	2,23 V POR ELEMENTO
AUTODESCARGA	APROX 3% AL MES
CICLOS CARGA/DESCARGA	1800 (60%, 20°C)
TEMPERATURA DE OPERACIÓN	RECOMENDADA ENTRE 10°-30° C
DIMENSIONES	215x217x855 mm por vaso
PESO	93 kg por vaso



1.6.2 Reguladores de carga

El regulador de carga es un componente fundamental en una instalación aislada, ya que regula el flujo de energía que se acumula en las baterías, evitando además, que se produzcan cargas o descargas excesivas de las mismas.

En una instalación híbrida, tanto la turbina eólica como el generador fotovoltaico dispondrán de su propio regulador, dado que la naturaleza de cada uno de ellos así lo requiere.

1.6.2.1 Regulador eólico

En este caso, utilizaremos el regulador eólico que suministra el propio fabricante de la turbina eólica Bornay 1500, entre cuyas funciones destacamos las siguientes:

- Transformar la energía en alterna del aerogenerador, en corriente continua apta para la carga del banco de baterías.
- Controlar el funcionamiento del aerogenerador en función de la carga la de batería; si están cargadas el aerogenerador se frena y se disipa la energía excedente.
- Evitar cargas o descargas excesivas de las baterías.

1.6.2.2 Regulador solar

Entre las funciones del regulador solar, cabe destacar las siguientes:

- Proteger a las baterías de sobrecargas y descargas profundas.
- Aislar los módulos FV cuando, debido a una insolación reducida, su tensión es menor a la tensión de carga de las baterías.
- Conectar los módulos FV cuando la insolación aumenta y el voltaje de los paneles es superior al de la batería, para proceder a su carga.

El regulador de carga se debe seleccionar en función de la tensión nominal del sistema (48 V) y de la corriente de operación máxima del regulador ($I_{max.reg.}$).

Se recomienda que la corriente del regulador, sea como mínimo un 20% mayor que la corriente de cortocircuito el generador FV, que a su vez se obtiene de multiplicar el número de ramales en paralelo ($N_{paralelo} = 2$) por la corriente de cortocircuito del módulo seleccionado ($I_{sc} = 8,74 \text{ A}$).



Por tanto la intensidad máxima del regulador ($I_{max.reg.}$), vendrá dada por:

$$I_{max.reg.} = 1,2 \cdot I_{sc.FV} = 1,2 \cdot N_{paralelo} \cdot I_{sc}$$

Sustituyendo en la expresión del cálculo de la intensidad de entrada al regulador (I_{Re}) los valores anteriores, resulta el siguiente resultado:

$$I_{max\ reg} = 1,2 \times 8,74 \times 2 = 20,97\ A$$

Según la configuración prevista, el regulador va a ser alimentado por 2 ramales en paralelo con 2 módulos en serie por ramal, por lo que las tensiones de operación serán las siguientes:

- La tensión de máxima potencia del generador FV, será igual a la suma de las tensiones de los módulos conectados en serie, así $V_{mpGen} = 2 \times V_{mp} = 76,66\ V$.
- La tensión en circuito abierto, a su vez, será igual a la suma de las tensiones en circuito abierto de los módulos en serie, $V_{ocGen} = 2 \times V_{oc} = 92,96\ V$.

Asimismo, la potencia nominal del generador FV vendrá dada por el número y potencia de los módulos instalados, que en nuestro caso arroja un resultado de $P_{generador} = 4 \times P_{módulo} = 1260\ W$.

Tomando en cuenta los resultados anteriores, se analizan varias opciones: el Regulador Atersa MPPT 80C, el Regulador maximizador Xantrex XW MPPT 60A, el Steca Tarom 440 y el Regulador maximizador Blue Solar 35A de Victron Energy.

Primeramente descartamos los dos primeros modelos por precio, y aunque en un principio el modelo Steca Tarom parecía la mejor opción, queda descartado también por ser un regulador PWM, cuando nosotros hemos dimensionado para MPPT, por lo que finalmente se opta por calidad y precio por el Regulador maximizador Blue Solar 35A -12/24/48V-MPPT 35-150 de Victron Energy, cuyas características son:



Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/35
Tensión de la batería	Selección Automática 12 / 24 / 36 / 48 V (se necesita una herramienta de software para seleccionar 36 V)
Corriente de carga nominal	35 A
Potencia FV máxima 1a,b)	12V: 500W / 24V: 1000W / 36V: 1500W / 48V: 2000W
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo
Eficacia máxima	98 %
Autoconsumo	0,001 mA (1 µA)
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V (ajustable)
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V (ajustable)
Algoritmo de carga	variable multietapas
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -68 mV / °C
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa FV Cortocircuito de salida Sobrettemperatura
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)
Humedad	95 %, sin condensación
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct Consulte el libro blanco sobre comunicación de datos en nuestro sitio web
CARCASA	
Color	Azul (RAL 5012)
Terminales de conexión	13 mm ² / AWG6
Tipo de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)
Peso	1,25 kg
Dimensiones (al x an x p)	130 x 186 x 70 mm
ESTÁNDARES	
Seguridad	EN/IEC 62109
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado. 1b) La tensión FV debe exceder en 5V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V.	

1.6.3 Inversor

Dado que la totalidad de las cargas funcionan en AC, necesitamos un inversor para transformarla corriente continua de las baterías, en una corriente alterna apta para el consumo.

El inversor es un transformador bidireccional corriente continua - corriente alterna, que trabaja con diferentes niveles de tensión, por lo que para seleccionarlo debemos tener en cuenta la tensión de entrada, la tensión de salida y la potencia máxima del conjunto de las cargas.

En nuestro caso utilizaremos un inversor monofásico, de la potencia adecuada, con una tensión de entrada en continua de 48 V y una salida en alterna de onda senoidal pura, tensión eficaz de 230 V y frecuencia de 50 Hz.

Para determinar la potencia máxima que vamos a necesitar, que será la potencia del inversor, debemos tener en cuenta la suma de todas las cargas existentes. Como por norma general, no se conectan todas a la vez, se suele estimar entre un 70 y un 80% de la suma total.



En el apartado correspondiente a la estimación de los consumos, no se calculó la potencia instalada para el conjunto de la instalación, ya que en el enunciado del proyecto no se dice nada al respecto.

Así que tras consultar con dirección se hace una estimación general de la potencia instalada.

Aparato eléctrico	Potencia contratada (W)
Frigorífico	250
Lavadora	1450
Lavavajillas	1200
Horno	900
Televisión	150
Alumbrado	400
Ordenador	100
Caldera	120
Microondas	640
TOTAL	5210

Aplicamos un factor de simultaneidad del 75%, teniendo en cuenta que es del todo improbable que todas las cargas se conecten simultáneamente, obteniendo una potencia equivalente a un grado de electrificación básica según el ITC-BT-10 del REBT.

Debemos considerar, asimismo, el rendimiento del inversor que estimamos en un 90%, por lo que la potencia nominal que debería cubrir el inversor se calcula así:

$$P_{\text{inversor}} = \frac{0,75 \cdot P_{\text{instalada}}}{\eta_{\text{inversor}}}$$

$$P_{\text{inv}} = 0,75 \times 5210 / 0.9 = 4340\text{W}$$



Asimismo, debemos tener en cuenta los "picos de arranque" que algunos aparatos eléctricos generan, lo cual incrementa en al menos un 35% la potencia nominal que debe soportar el inversor durante su puesta en marcha.

En nuestro caso: $P_{\text{pico inv}} = 4340W \times 1,35 > 5860 W$

Tras estudiar varias opciones, se recurre a la oferta de inversores del catálogo Bornay del fabricante Victron Energy, y nos decantamos por el Inversor Victron Phoenix solar 48V 5000VA

Características inversor Victron Phoenix solar 48V 5000VA

Potencia del Inversor Entre 4000W – 6000W	Voltaje del Inversor 48V
Voltaje de Salida del Inversor 230V	Potencia Continuada de Salida del Inversor 4500W
Relé Programable No	Protección del Inversor Contra Sobrecarga
Información del Fabricante del Inversor n.d	On / Off Remoto del Inversor No
Conexiones de la Batería al Inversor Recomendable 35mm	Peso del Inversor 30Kg
Dimensiones del Inversor 444x328x240 mm	Información adicional del Inversor n.d
Potencia Pico del Inversor 9000W	

1.7 CABLEADO Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

1.7.1 Cableado

En instalaciones de baja tensión, la determinación reglamentaria de la sección de un cable, consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las dos condiciones siguientes:



- Criterio térmico: esta condición establece que la intensidad que circule por el cable sea inferior a la máxima intensidad admisible, según su sección.
- Criterio de caída de tensión máxima permitida en los conductores: se trata de la caída de tensión entre el origen y el extremo del conductor, que debe ser inferior a los límites marcados por el REBT, y en nuestro caso a lo marcado por el pliego de condiciones del IDAE.

TRAMO	ΔV máxima
GENERADORES-REGULADORES	<3%
REGULADORES-ACUMULADOR	<1%
ACUMULADOR-INVERSOR	<1%
INVERSOR-CGBT	<3%

El cableado utilizado cumplirá con las especificaciones del reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT) tanto en los tramos de continua (directa), que abarca desde los generadores eólico - fotovoltaico hasta su conexión con el inversor, como en los tramos de corriente alterna a partir de la salida del inversor hacia el cuadro eléctrico de nuestra vivienda.

Para el cálculo de las secciones de los cables conductores y de las protecciones se distinguirá entre la parte de la instalación que funciona en continua (directa) y la parte de la instalación que funciona en corriente alterna.

- Cableado de los tramos en corriente continua:

Nuestro sistema híbrido, como toda instalación que queda permanente al aire libre, debe estar diseñado para resistir las duras inclemencias meteorológicas (temperaturas ambientales extremas, radiación solar ultravioleta, humedad, resistencia a los impactos...) que condicionan la calidad de los materiales empleados.

De este modo, se recomienda el uso de cables tipo PV ZZ-F, compuesto por dos conductores activos (positivo y negativo), especialmente concebidos para aplicaciones a la intemperie (temperaturas ambientales extremas, radiación solar ultravioleta, humedad, resistencia a los impactos, etc.).



Los cables PV ZZ-F son cables unipolares con doble aislamiento, que tienen capacidad para transportar corriente continua hasta 1.800 V de manera eficiente y con gran durabilidad en el tiempo.

Los cables tipo PV ZZ-F ofrecen gran resistencia térmica, además de una gran resistencia climática (rayos UV, frío, humedad...), que se comprueba mediante ensayos de resistencia a la intemperie. También presentan un excelente comportamiento y resistencia al fuego, que se comprueba mediante ensayos específicos de incendio.

Para ello, los materiales empleados para el aislamiento y la cubierta de este tipo de cables son de alta calidad, reticulados, de alta resistencia mecánica, resistentes también a la abrasión, flexibles y libres de halógenos.

Asimismo, el conductor interior de los cables PV ZZ-F deberá estar estañado, confiriéndose así una mayor resistencia a una posible corrosión por oxidación.

- Cableado de los tramos en corriente alterna:

Será de tipo monofásica. Estarán compuestos por dos conductores, fase y neutro, más otro conductor de protección.

Se usarán cables tripolares tipo SZ1-K(AS+) si discurre por exterior o RZ1-K(AS+) si va enterrado, con doble capa de aislante en PVC y con tensión nominal de aislamiento 0,6/1 kV en CA.



1.7.1.1 Cálculo de las secciones de línea

Para el cálculo de la sección del cableado, en corriente continua, se empleará la fórmula que se presenta a continuación:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta V \cdot C}$$

Para el cálculo de la sección del cableado, en corriente alterna monofásica, se empleará la fórmula que se presenta a continuación:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\Delta V \cdot C}$$

Nota: Para el cálculo de líneas trifásicas bastaría con añadir $\sqrt{3}$ al numerador de esta última.

Donde:

- S es la sección del cable conductor, en mm².
- L es la longitud del cable conductor en ese tramo, en m.
- I es la intensidad de corriente máxima que circula por el conductor, en A. Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad que circula por el conductor.
- ΔV es la caída de tensión máxima permitida en los conductores (ver tabla 5.9).
- C es la conductividad del material que forma el conductor, en este caso cobre. Con 20°C es de 58m/Ωmm². Cada 10°C de aumento en la temperatura el valor desciende aproximadamente en dos unidades (para 90°C, por ejemplo, es de 44 m/Ωmm²).
- $\cos \varphi = 0.85$

El resultado de la sección que se obtenga, se deberá contrastar con los valores normalizados que se recogen en la tabla A52, en función de las intensidades máximas admisibles de la norma UNE 20460-5-523 (2004).

Nos quedamos con las filas B1 y B2 que serán las utilizadas para nuestra instalación de cableado.



Intensidades Máximas Admisibles en los Conductores (ITC-BT-19)

UNE 20.460-5-523 (año 2004)

Las intensidades máximas admisibles, se registrarán en su totalidad por lo indicado en la Norma UNE 20.460 -5-523 (última modificación año 2004) y su anexo Nacional. En la siguiente tabla (a partir de la mencionada norma UNE) se indican las intensidades admisibles, **para conductores al aire, temperatura ambiente del aire de 40° C**, para distintos métodos de instalación, agrupamientos y tipos de cables y para conductores enterrados (**Método D**) a una profundidad de 0,7 m y temperatura ambiente del terreno 25 °C.

**TABLA A. 52-1bis:
INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)**

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
A2		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2	Con un mampostero en un conducto sobre una pared de madera o mampostería			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2			
D*													
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	-
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	-
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	-
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	-
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	-
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	106	-
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	-	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	-	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	-	-	-	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	-	-	-	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	-	-	-	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	-	-	-	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	-	-	-	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240	-	-	-	315	350	374	401	435	468	490	552	590	

Tabla A52

* NOTA: Para método D a T ambiente del terreno 25 °C la tabla de aplicación es la siguiente:

Método D

	Sección mm ²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
		Cobre	PVC2	20,5	27,5	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233	264	296
PVC3	17	22,5	29	37	49	63	81	97	115	143	170	192	218	245	282	319	
XLPE2	24,5	32,5	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402	455	
XLPE3	21	27,5	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336	380	
Aluminio	XLPE2					70	89	107	126	156	185	211	239	267	309	349	
XLPE3						58	74	90	107	132	157	178	201	226	261	295	

Cada uno de los tramos que componen la instalación poseerá una sección diferente de los conductores, debido a la intensidad de corriente que circula por cada uno de ellos.



Tramo generador eólico - regulador eólico

En éste caso, para el generador eólico Bornay 1500 que hemos seleccionado, el propio manual de instalación determina la sección mínima del conductor que debe utilizarse para la conexión con el regulador eólico también proporcionado por Bornay.

En nuestro caso, con una tensión de trabajo de 48 V y una distancia de 30 metros existente entre el generador y el regulador, se empleará un cable con una sección mínima de S= 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

Haciendo de manera empírica:

$$I \text{ max adm} = Paerog / \sqrt{3} \times V \times \cos\phi = 17 \text{ A} \cdot 1,25 = 21,22 \text{ A}$$

Enterraremos desde la base de la torre hasta la caseta donde estará instalado mi regulador, así que debemos aplicar un factor de corrección por T^a del distinta a 40º de 0,92 y otro por profundidad, que al ser de 0,5m el factor es de 1,02, por lo que el factor de corrección global es de Fc global = 0,92x1,02 = 0.93. Entonces I = 21,22 / 0,93 = 22,8 A

La sección de 10mm² aconsejada por el fabricante, cumple la I max admisible, que en el tramo canalizado al aire en tubo multiconductor (filaB2-XLPE3) sería de 52 A y en el tramo enterrado sería de 58 A.

Tramo generador fotovoltaico - regulador solar

Este tramo comprende la conexión desde la caja de conexiones de los módulos FV, de dos ramas en paralelo con dos módulos por ramal, hasta la entrada al regulador de carga.



Los valores de los distintos parámetros, serán los siguientes:

- $L = 10 \text{ m}$.
- $I = N_{\text{paralelo}} \cdot I_{\text{SC}} = 2 \cdot 8,74 = 17,48 \text{ A}$. $17,48 \cdot 1,25 = 21,85 \text{ A}$ (número de ramas en paralelo del generador FV por la intensidad de cortocircuito del módulo seleccionado).
- $\Delta V = 0,03 \cdot N_{\text{serie}} \cdot V_{\text{MP}} = 0,03 \cdot 2 \cdot 38,33 = 2,2 \text{ V}$ (caída de tensión máxima permitida en los conductores del 3% por el número de módulos FV en serie, por la tensión en el punto de máxima potencia del módulo seleccionado).
- $C = 44 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$, para una temperatura del cable en servicio de $90 \text{ }^\circ\text{C}$.

Sustituyendo estos valores en la expresión anterior, resulta una sección mínima de cable de $4,5 \text{ mm}^2$, que aproximamos a la sección normalizada para la intensidad máxima calculada, lo cual nos da un resultado de $S = 6 \text{ mm}^2$, cumpliendo con nuestro criterio, ya que según la tabla A52 (fila B1 – XLPE2) nos permite una $I = 46 \text{ A}$.

Tramo regulador eólico - panel de fusibles DC

Se trata del tramo que va desde la salida del regulador eólico, hasta el panel de fusibles DC previo a la conexión con las baterías. Los valores de los distintos parámetros, serán los siguientes:

- $L = 2 \text{ m}$ (el manual de instalación nos exige mínimo $0,5 \text{ m}$ de distancia)
- $I = P_{\text{gen}} / V_{\text{BAT}} = 1500 / 48 = 31,25 \text{ A}$. $31,25 \cdot 1,25 = 39,06 \text{ A}$ (potencia máxima que puede entregar el aerogenerador, entre la tensión de trabajo).
- $\Delta V = 0,01 \cdot V_{\text{bat}} = 0,01 \cdot 48 = 0,48 \text{ V}$ (caída de tensión máxima permitida en los conductores del 1% por la tensión de trabajo).
- $C = 44 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$, para una temperatura del cable en servicio de $90 \text{ }^\circ\text{C}$.

Con los valores anteriores, el resultado de la sección mínima es de $7,4 \text{ mm}^2$, aproximando a la sección normalizada inmediatamente superior, nos da un resultado de $S = 10 \text{ mm}^2$, lo cual es compatible con la intensidad máxima permitida según la tabla A52 (fila B1 – XLPE2) que nos da un $I = 65 \text{ A}$.

Tramo regulador solar - panel fusibles DC

Se trata del tramo que va desde la salida del regulador solar, hasta el panel DC de conexión previa con las baterías. Los valores de los distintos parámetros, serán los siguientes:



- $L = 2 \text{ m}$.

- $I = N_{\text{paralelo}} \cdot I_{\text{SC}} = 2 \cdot 8,74 = 17,48 \text{ A}$. $17,48 \cdot 1,25 = 21,85 \text{ A}$ (número de ramas en paralelo del generador FV por la intensidad de cortocircuito del módulo seleccionado).

- $\Delta V = 0,01 \cdot V_{\text{bat}} = 0,01 \cdot 48 = 0,48 \text{ V}$ (caída de tensión máxima permitida en los conductores del 1% por la tensión de trabajo).

- $C = 44 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$, para una temperatura del cable en servicio de $90 \text{ }^\circ\text{C}$.

Con los valores anteriores, el resultado de la sección mínima es de $4,2 \text{ mm}^2$, aproximando a la sección normalizada de tabla A52 (fila B1 – XLPE2) nos da un resultado de $S = 6 \text{ mm}^2$, cumpliendo con el criterio ya que la $I = 46 \text{ A}$.

Tramo baterías - panel de fusibles DC

Se trata del tramo que conecta las baterías con el panel de fusibles o panel DC, que posteriormente alimentará al inversor que se ha instalado.

La corriente máxima que soportará el cableado del tramo descrito, vendrá determinado por el suministro de corriente a los inversores, que es mayor que la corriente de carga procedente de los generadores eólico y fotovoltaico.

Por tanto, los valores para el cálculo, serán los siguientes:

- $L = 2,5 \text{ m}$.

- $I = P_{\text{ac.max.inv.}} / \eta_{\text{inv.}} \cdot V_{\text{bat}} = 4500 / 0,9 \cdot 48 = 104,1 \text{ A}$. $104,1 \cdot 1,25 = 130,2$ (potencia activa máxima del inversor, dividido por la tensión de trabajo en continua).

- $\Delta V = 0,01 \cdot V_{\text{bat}} = 0,01 \cdot 48 = 0,48 \text{ V}$ (caída de tensión máxima permitida en los conductores del 1% por la tensión de trabajo en continua).

- $C = 44 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$, para una temperatura del cable en servicio de $90 \text{ }^\circ\text{C}$.

Con los valores anteriores, el resultado de la sección es de $30,7 \text{ mm}^2$. Acudiendo a la tabla A52 (fila B1 – XLPE2) podemos comprobar que para la intensidad calculada, la sección inmediatamente superior es de $S = 35 \text{ mm}^2$, que soporta 137 A .

Tramo panel de fusibles DC - inversor

Se trata del tramo que va desde la salida del panel DC de fusibles, hasta el inversor.

Los valores de los parámetros, serán los siguientes:



- $L = 2,5$ m.

- $I = \text{Pac.max.inv.} / \eta_{\text{inv.}} \cdot V_{\text{bat}} = 4500 / 0,9 \cdot 48 = 104,1$ A. $104,1 \cdot 1,25 = 130,2$ (potencia activa máxima del inversor, dividido por la tensión de trabajo en continua).

- $\Delta V = 0,01 \cdot V_{\text{bat}} = 0,01 \cdot 48 = 0,48$ V (caída de tensión máxima permitida en los conductores del 1% por la tensión de trabajo en continua).

- $C = 44$ m/ Ωmm^2 , para una temperatura del cable en servicio de 90 °C.

Con los valores anteriores, el resultado de la sección es de 30,7 mm². Acudiendo a la tabla A52 (filaB1) podemos comprobar que para la intensidad calculada, la sección inmediatamente superior es de $S = 35$ mm², que soporta 137 A.

Tramo inversores - CGBT

Se trata del tramo que va desde la salida del inversor al cuadro general de baja tensión, conectándose justo antes del interruptor de control de la potencia (ICP).

El resultado sin apoyo, será el siguiente:

- $L = 10$ m.

- $I = \text{Pac.max} / V_{\text{alterna}} = 9000 \cdot 0,9 / 230 = 35,2$ A. $35,2 \cdot 1,25 = 44$ A (potencia activa máxima (pico) del inversor, entre la tensión de trabajo en alterna).

- $\Delta V = 0,03 \cdot V_{\text{alterna}} = 0,01 \cdot 230 = 2,3$ V (caída de tensión máxima permitida en los conductores del 1% por la tensión de trabajo en alterna).

- $C = 44$ m/ Ωmm^2 , para una temperatura del cable en servicio de 90 °C.

Con los valores anteriores, el resultado de la sección mínima es de 7,9 mm². Según la tabla A52 (filaB2 – XLPE3), la sección normalizada para la intensidad calculada debe ser de $S = 10$ mm², que soporta 52 A.



1.7.2 Tubos o canalizaciones de protección

Los conductores, cuyas secciones acabamos de calcular, irán alojados en tubos o conductos rígidos de PVC para su protección, con un montaje superficial sobre las paredes y techos de la edificación donde se ubica la instalación.

Para la correcta elección del diámetro del tubo protector, que permitan un fácil alojamiento y extracción del cableado, se utilizará la siguiente tabla. Se indican los diámetros exteriores mínimos, en función del número y sección de los conductores que se alojan en su interior.

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

En el apartado 1.7.4 se adjunta una tabla resumen, donde junto con la sección calculada para cada circuito, se muestra el diámetro correspondiente de los tubos de la instalación.



1.7.3 Elementos de protección

Los sistemas eléctricos híbridos autónomos como el nuestro son muy particulares, ya que dos tipos de distintos de corriente, continua y alterna, comparten la misma instalación.

En este tipo de instalaciones, el inversor es un elemento fundamental, ya que actúa como un “punto frontera” (aislamiento galvánico) que divide la parte de continua, donde se genera y almacena la energía eléctrica, y la de alterna, desde donde se abastecen los consumos.

El inversor, incorpora entre otras, protecciones contra sobretensiones en la entrada y salida, contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida, contra fallos de aislamiento, anti-isla, con desconexión automática y un seccionador de corriente continua.

1.7.3.1 Protecciones en CC

Según la ITC BT 36 del reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT), una instalación de 48 V como la nuestra está considerada como de muy baja tensión.

Por ello, los elementos y circuitos de la instalación en corriente continua (CC) contemplarán todas las especificaciones de aislamiento que se determina para una instalación de muy baja tensión, sin necesidad de protección diferencial contra contactos directos o indirectos.

Como norma general, en la parte de la corriente continua, se usará protección clase II o aislamiento equivalente cuando se trate de un emplazamiento accesible. Los materiales situados a la intemperie tendrán al menos un grado de protección IP 65.

Las fuentes de energía de la parte de continua (el generador eólico y el generador solar), se componen de partes metálicas (carcasa, marcos y soportes) que es conveniente conectar a tierra como medida de seguridad para la instalación, frente a descargas atmosféricas.

Tanto del generador eólico como del fotovoltaico parten dos conductores activos, el negativo y el positivo, que están aislados entre sí y aislados de tierra, por lo que la puesta a tierra de las masas metálicas no afecta a la seguridad de la instalación.

Esta disposición, se denomina IT, o de generador flotante (ICT BT 08), en la que no hay conductores activos puestos a tierra.



Si uno cualquiera de los conductores, positivo o negativo, se pone en contacto eléctrico con una parte metálica puesta a tierra, los potenciales de ese conductor, de la masa metálica y de la tierra serán los mismos, y no habrá ninguna corriente de derivación a tierra.

La puesta a tierra, se realizará mediante una pica de acero galvanizado clavada en el terreno, de 2 m de longitud y 25 mm de diámetro, unido a un conductor de cobre desnudo de 35 mm², que cumple las especificaciones de cálculo del ICT BT 18 en cualquiera de los casos.

Este sistema de puesta a tierra debe estar aislado, por lo que dependiendo de la resistividad del terreno, se considerará una distancia mínima entre tomas de tierra de 15 metros.

Por lo tanto, el sistema IT en el lado de continua asegura totalmente la protección frente a contactos indirectos, siendo el grado de seguridad comparable al que se consigue en las instalaciones ordinarias de corriente alterna con los interruptores diferenciales.

Asimismo, no se requieren protecciones entre el generador eólico y su regulador, ya que se impediría el frenado, ni tampoco entre el generador FV y el regulador solar, ya que la corriente está limitada por la intensidad de cortocircuito de los propios módulos.

Para finalizar, tal y como se recoge en el PCT de IDAE, se debe proteger a las baterías contra cortocircuitos, por lo que se instalarán fusibles tipo NH gPV, de hasta 1000 V CC, en los cables de corriente continua que se conectan con las baterías.

Cada fusible debe tener un poder de corte superior a la respectiva corriente de cortocircuito, y se dimensionan teniendo en cuenta que su corriente mínima de fusión, que es de 1,35 IN.

El poder de corte (A) de los fusibles seleccionados, se recoge en la tabla resumen del apartado 1.7.4, junto con el resumen de las secciones de los circuitos de la instalación.

1.7.3.2 Protecciones en CA

La instalación en CA incorpora todos elementos de seguridad y características necesarias para garantizar la calidad de suministro eléctrico.

El ámbito de nuestro proyecto finaliza a la salida del inversor, al conectarlo al CGBT de la vivienda, por lo que no será necesario instalar ningún elemento de protección.



El Cuadro General de Baja Tensión (CGBT) de la vivienda ya dispone de un Interruptor Automático Diferencial en la cabecera de la instalación, así como una puesta a tierra tipo TT, y otros dispositivos generales de mando y protección.

El circuito de CA a la salida del inversor, es monofásico y cuenta con un tercer cable de protección, con la misma sección que el de fase y neutro.

El cable de protección servirá para conectar las masas metálicas con el sistema de puesta a tierra de corriente alterna existente en la instalación aguas abajo del Cuadro General de Baja Tensión (CGBT) de la vivienda.

La sección para los cables de protección depende de la sección del conductor activo (S) al que se añaden, con las proporciones siguientes:

- Si la sección $S \leq 16 \text{ mm}^2$, entonces $S_{\text{protección}} = S$.
- Si $16 \text{ mm}^2 \leq S \leq 35 \text{ mm}^2$, entonces $S_{\text{protección}} = 16 \text{ mm}^2$.
- Si $S > 35 \text{ mm}^2$, entonces $S_{\text{protección}} = S/2$.

Por lo que en nuestro caso, la sección del cable de protección ($S=10\text{mm}^2$) coincidirá con la sección de los conductores activos, en todo el circuitos de CA.

1.7.4 Tabla resumen

CIRCUITO	L (m)	V (V)	I (A)	Fus (A)	Sección (mm ²)	Num conduct	Ø tubo	Tipo de canalizac
G E - Reg E	30	60 ca	22,8	40	10	3	25	14m aire+ 16m enterr
G Fv - Reg Fv	10	48 cc	21,8	40	6	2	16	Aire
Reg E - PFUdc	2	48 cc	39,1	60	10	2	20	Aire
Reg Fv - PFUdc	2	48 cc	21,8	40	6	2	16	Aire
BAT - PFUdc II	2,5	48 cc	130,2	160	35	2	32	Aire
PFUdc II - INV	2,5	48 cc	130,2	160	35	2	32	Aire
INV - CGBT	10	230 ca	44	-	10	3	25	Aire



Donde:

- G E - Reg E, es el circuito que va del generador eólico hasta el regulador eólico.
- G Fv - Reg Fv, es el circuito que va del generador fotovoltaico, hasta el regulador solar.
- Reg E - PFUdc, es el circuito que va desde el regulador eólico, hasta el panel porta fusibles.
- Reg Fv - PFUdc, es el circuito que va desde el regulador solar, hasta el panel porta fusibles.
- BAT – PFUdc II, es el circuito que conecta los bornes del banco de baterías con el panel porta fusibles número II.
- PFUdc II - INV, es el circuito que conecta el panel porta fusibles I con el inversor.
- INV - CGBT, es el circuito que conecta la salida de los inversores con el CGBT de la vivienda.

Los circuitos de CC, utilizan cables unipolares del tipo ZZ-F, con doble capa de PVC y tensión nominal de aislamiento de hasta 1,8 kV CC.

Los circuitos de CA, utilizan cables tripolares del tipo SZ1-K(AS+), con tensión nominal de aislamiento 0,6/1 kV en CA.

Los fusibles son del tipo NH gPV con hasta 1000 V de tensión nominal en CC y entre 25 y 160 A.

1.8 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE DISEÑO



Conexión de la instalación híbrida

En la figura, se muestra un sistema de generación y acumulación de electricidad, mediante energías renovables (turbina eólica y módulos fotovoltaicos), similar al nuestro.

Al ser un sistema híbrido, el inversor debe ser conectado directamente en bornes de la batería en vez de a la salida de consumo del regulador, para evitar averías o daños irreparables.

Se debe actuar siempre con extrema precaución para que nunca haya posibilidad de poner en contacto el polo negativo con el polo positivo.

En caso de tener que desconectar los paneles y baterías recuerde: La batería es siempre lo primero que se conecta y lo último que se desconecta.

2. FICHAS TÉCNICAS Y CARACTERÍSTICAS

2.1 GENERACIÓN EÓLICA

2.1.1 Aerogenerador

Características técnicas

Número de hélices	2
Diámetro	2,86 mts
Material	Fibra de vidrio/carbono
Dirección de rotación	En sentido contrario a las agujas del reloj
Sistema de control	1. Regulador electrónico 2. Pasivo por inclinación

Características eléctricas

Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Imanes	Neodimio
Potencia nominal	1500 w
Voltaje	24, 48, 120 v
RPM	@ 700
Regulador	24 v 80 Amp 48 v 40 Amp 120v. Conexión red

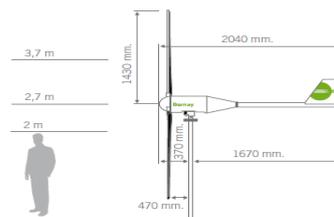
Velocidad del viento

Para arranque	3,5 m/s
Para potencia nominal	12 m/s
Para frenado automático	14 m/s
Máxima velocidad del viento	60 m/s

Características físicas

Peso aerogenerador	41 kg
Peso regulador	8 kg
Embalaje	50 x 77 x 57 cm - 57 kg
Dimensiones - peso	153 x 27 x 7 cm - 6,8 kg
Total	0,23 m ³ - 61,8 Kgr
Garantía	3 años

Bornay 



Número de hélices	2
Diámetro	2,86 m
Material	Fibra de vidrio / carbono
Dirección de rotación	En sentido contrario a las agujas del reloj
Sistema de control	1) Regulador electrónico 2) Pasivo por inclinación

Características eléctricas

Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Imanes	Neodimio
Potencia nominal	1500 W
Voltaje	24, 48, 120 v
RPM	@ 700
Regulador (en caso de aislada)	24v 80 Amp 48v 40 Amp
Inversor (en caso de conexión a red)	Aecon + Resistencia

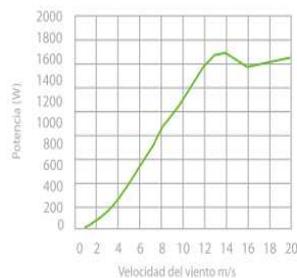
Velocidad de viento

Para arranque	3,5 m/s
Para potencia nominal	12 m/s
Para frenado automático	14 m/s
Máxima velocidad de viento	60 m/s

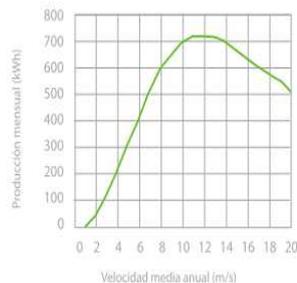
Características físicas

Peso aerogenerador	41 kg
Peso regulador	8 kg
Embalaje	50 x 77 x 57 cm - 57 Kg
Dimensiones - peso	153 x 27 x 7 cm - 6,8 Kg
Total	0,23 m ³ - 61,8 Kg
Garantía	3 años

Curva de potencia



Energía

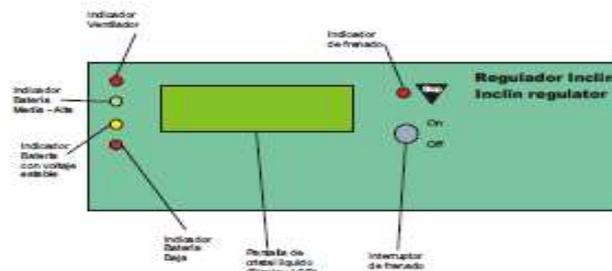


2.1.2 Regulador eólico



Interpretación Visual del Panel Frontal:

El aspecto físico del panel frontal del regulador es el que muestra la figura siguiente, en la que se puede apreciar la función de cada componente que lo forma:



Funcionamiento del sistema:

Funcionamiento básico:

El regulador emplea la energía que obtiene del aerogenerador para cargar baterías y emplear esa energía en el consumo eléctrico del usuario. Mientras las baterías estén descargadas y las condiciones climatológicas lo permitan, el regulador estará aportando energía a los acumuladores.

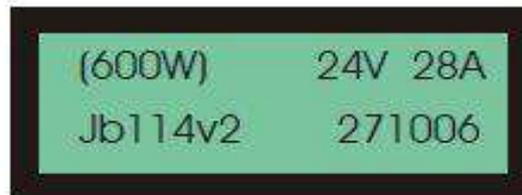
En el momento en el que las baterías estén cargadas al valor pre programado, el regulador hará que el aerogenerador se frene, evitando sobrecargas de las baterías. La forma de realizar ese frenado es mediante impulsos eléctricos, es decir, introduciendo cargas controladas al aerogenerador.

El voltaje de regulación viene predefinido de fábrica y está indicado con una letra B y un número tal como muestra la siguiente figura:



Reset del sistema:

Al conectar el aparato, al igual que si se resetea por algún motivo, el regulador mostrará una pantalla como la siguiente, dependiendo del modelo:



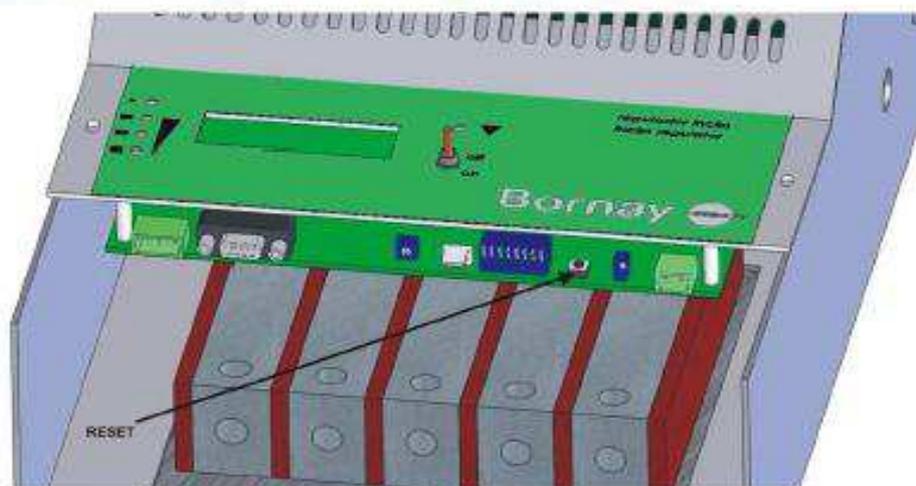
Donde se ve en la línea superior de la pantalla, el modelo del regulador. De izquierda a derecha indica: La potencia del aerogenerador, el voltaje del mismo, y la corriente máxima que acepta. En la línea inferior, aparece la versión del sistema.

NOTA:

Si por algún motivo sus baterías se han descargado excesivamente ó se detecta alguna anomalía en el funcionamiento del regulador, se puede efectuar un RESET, y comprobar si el equipo vuelve a su funcionamiento normal.

Para hacer el RESET, existe un micro-pulsador de circuito impreso colocado en la tarjeta de control del regulador, es decir, bajo la tapa del regulador.

Si el error persiste, póngase en contacto con el fabricante.



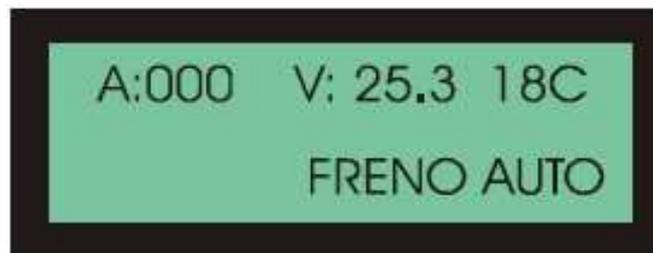


Frenado fijo del aerogenerador:

El aerogenerador puede quedarse frenado fijamente por varios motivos:

Forma automática: Esta es una función orientada al aumento de la seguridad del equipo y disminución del desgaste sufrido por los elementos mecánicos del sistema, consistente en la actuación de un contador interno mediante el cual el aerogenerador reduce su velocidad de giro de forma automática cuando en un periodo de 120 minutos ininterrumpidamente, se han efectuado al menos 1500 impulsos de frenado. Si esto se produce, el sistema deduce que la batería está completamente cargada y hasta que el voltaje no disminuya por debajo de 12.5v – 25v – 50v, no volverá a dejar nuevamente libre el aerogenerador.

Cuando está situación se da, y el frenado automático esta activado, aparece el mensaje de estado al final de la segunda línea, tal y como muestra la siguiente imagen:



Si el viento es muy fuerte, puede ocurrir que el aerogenerador no se detenga completamente, aunque la energía generada sí se deriva a las resistencias de frenado.

NOTA: si estando el equipo en estado de FRENO AUTO queremos que este vuelva de nuevo a su posición de carga sin tener que esperar a que el voltaje de batería baje hasta el valor de desactivación, solamente hay que situar el conmutador (frenado manual) en posición ON y retornar a continuación a la posición OFF, de este modo se habrá borrado el estado de frenado automático y el equipo volverá a generar energía de inmediato si existe el viento apropiado, al mismo tiempo se inicializan los contadores de tiempo e impulsos.



Frenado manual: Cuando se sitúa el conmutador en la posición ON se realiza una secuencia de impulsos para frenado del aerogenerador hasta que este se para por completo o en algún caso, si hay mucho viento, queda girando a pocas revoluciones.



Cuando se activa el conmutador manual de freno, aparece la indicación al final de la segunda línea y además queda iluminado el LED de indicador de freno.

Si se sitúa el conmutador nuevamente en la posición OFF, el aerogenerador queda libre de inmediato y habilitado nuevamente para generar energía apagándose el LED de freno.

Esta operación se debe realizar periódicamente para verificar el buen estado de los elementos de frenado: si con viento suave no se detiene el aerogenerador por completo se revisará el cuadro eléctrico.

Forma auxiliar opcional: Para garantizar una seguridad en la instalación, se puede incorporar un freno auxiliar al regulador, capaz de frenar el aerogenerador cuando se quiera dejar deshabilitado por cualquier motivo. Este sistema de freno consiste en unir las tres fases del aerogenerador.

PRECAUCIÓN:

Con viento muy fuerte, no deje nunca el aerogenerador girando en posición de freno.

Señales de Aviso:

El regulador detecta el voltaje que tiene en su entrada para baterías y se configura solo, siempre y cuando ese voltaje esté permitido para la potencia que esté programado. Si no es permitido el voltaje de baterías para la potencia programada, aparecerá un mensaje indicando que el voltaje no es correcto.

2.2 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

2.1.1 Módulo fotovoltaico

+ **Ultra**
nueva gama

Módulo fotovoltaico
A-305M / A-310M / A-315M

- + UltraTolerancia positiva**
Positiva 0/+5 Wp
- + UltraCalidad**
Anti Hot-Spot
- + UltraGarantía**
10 años de garantía de producto
- + UltraFiabilidad**
En el mercado desde 1979
- + UltraResistencia**
Cristal templado de 4 mm
- + UltraTES**
Verificación eléctrica célula a célula

ICIM
made in
SPAIN
TES
Verified
Sistema único
en el mercado,
patentado por
Aterea.



Módulos fotovoltaicos para el futuro

A-xxxM GSE (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas

	300 W	305 W	310 W	315 W	320 W
Potencia Máxima (P _{max})	300 W	305 W	310 W	315 W	320 W
Tensión Máxima Potencia (V _{mp})	37.57 V	37.83 V	38.01 V	38.33 V	38.64 V
Corriente Máxima Potencia (I _{mp})	7.99 A	8.07 A	8.16 A	8.23 A	8.29 A
Tensión de Circuito Abierto (V _{oc})	45.67 V	45.98 V	46.19 V	46.48 V	46.70 V
Corriente en Cortocircuito (I _{sc})	8.53 A	8.60 A	8.67 A	8.74 A	8.81 A
Eficiencia del Módulo (%)	15.41	15.66	15.92	16.18	16.43
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±2				

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C. Tolerancia media STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

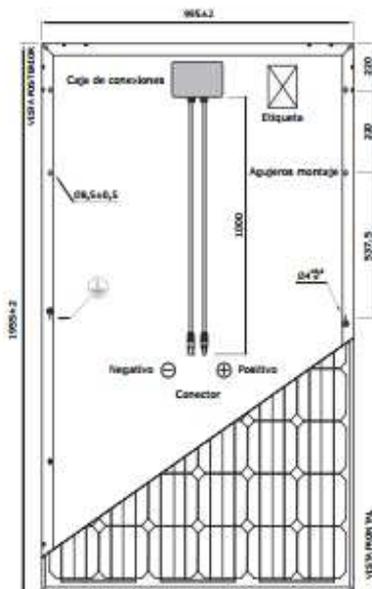
Especificaciones mecánicas

Dimensiones (± 2.0 mm.)	1955x995x50 mm.
Peso	27.3 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/4.0 mm.
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	72 células (6x12)/Monocristalina/156 x 156 mm.
Marco (material/color)	Alcación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP65/3 diodos
Cable (longitud/sección)/ Connector	1000 mm./ 4 mm ² / Compatible MC4

Vista genérica construcción módulo



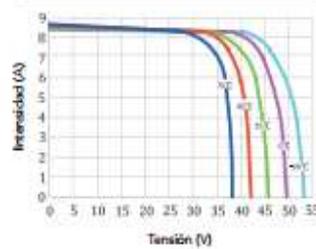
Características de temperatura

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.09% /°C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.33% /°C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.41% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 a +85 °C

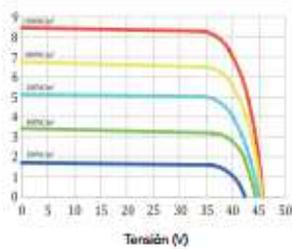
Embalaje

Módulos/paleta	20 piezas
Palets/contenedor 40'	22 piezas
Módulos/contenedor 40'	440 piezas

Temperatura Varía (A-300H GSE)



Irradiación Varía



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

2.1.2 Regulador solar

Controlador de carga BlueSolar MPPT 150/35

www.victronenergy.com



Controlador de carga solar MPPT 150/35

Seguimiento ultrarrápido del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés)
Especialmente con cielos nublados, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección Avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial
En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales tienden a seleccionar un MPP local, que pudiera no ser el MPP óptimo. El innovador algoritmo de BlueSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%. Corriente de salida completa hasta los 40°C (104°F).

Algoritmo de carga flexible

Algoritmo de carga totalmente programable (consulte la sección Asistencia y Descargas > Software en nuestra página web), y ocho algoritmos preprogramados, seleccionables mediante interruptor giratorio (ver manual para más información).

Amplia protección electrónica

Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

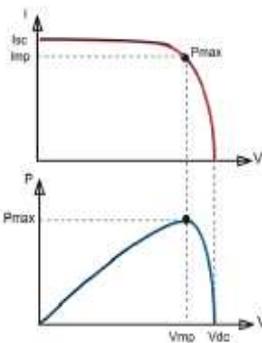
Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación en función de la temperatura.

Opciones de datos en pantalla en tiempo real

- Smartphones, tabletas y otros dispositivos Apple y Android consulte "VE.Direct y la mochila Bluetooth Low Energy"
- Panel ColorControl



Seguimiento del punto de potencia máxima

Curva superior:

Corriente de salida (I) de un panel solar como función de tensión de salida (V). El punto de máxima potencia (MPP) es el punto Pmax de la curva en el que el producto de I x V alcanza su pico.

Curva inferior:

Potencia de salida P = I x V como función de tensión de salida. Si se utiliza un controlador PWM (no MPPT) la tensión de salida del panel solar será casi igual a la tensión de la batería, o inferior a Vmp.

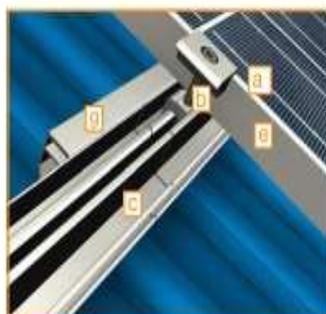
Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/35
Tensión de la batería	Selección Automática 12 / 24 / 36 / 48 V (si necesita una herramienta de software para seleccionar 36 V)
Corriente de carga nominal	35 A
Potencia FV máxima 1a) 2a)	12V: 500W / 24V: 1000W / 36V: 1500W / 48V: 2000W
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo
Eficacia máxima	98 %
Autoconsumo	0,001 mA (1 µA)
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V (ajustable)
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V (ajustable)
Algoritmo de carga	variable multietapas
Compensación de temperatura	-16 mV / °C, -32 mV / °C resp.
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa FV Cortocircuito de salida Sobretensión
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)
Humedad	95 %, sin condensación
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct Consulte el libro blanco sobre comunicación de datos en nuestro sitio web
CARCASA	
Color	Azul (RAL 5012)
Terminales de conexión	13 mm ² / AWG6
Tipo de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)
Peso	1,25 kg
Dimensiones (al x an x p)	130 x 186 x 70 mm
ESTÁNDARES	
Seguridad	ENIEC 62109
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado. 1b) La tensión FV debe exceder en 5V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V.	

2.1.3 Soporte módulos



Vista de conjunto

- a** Módulo fotovoltaico con marco
- b** Fijador bilateral de módulo
- c** Perfil Conergy
- d** Gancho de tejado
- e** Fijador lateral de módulo
- f** Pieza terminal telescópica
- g** Pieza de unión entre ralles



Tecnología de conexión



Tecnología Quickstone



Pieza terminal telescópica

Lugar de montaje	Tejado inclinado, sobre tejado	Ganchos de tejado,	
Cubierta del tejado	Adecuado para cualquier cubierta de tejado (más información a petición)	piezas pequeñas	Acero fino (V2A)
Inclinación del tejado	Hasta 60 grados ¹	Color	Natural
Altura del edificio	Hasta 20 m	Garantía	10 años en la resistencia de los materiales
Carga de nieve	Hasta carga de nieve de 1,4 kN/m ²		
Módulos fotovoltaicos	Enmarcados		
Distribución de los módulos	En filas o columnas ³		
Orientación de los módulos	Vertical, horizontal		
Tamaño del campo de módulos	Libre ⁴		
Posición del campo de módulos	Libre		
Compensación de altura posible	Hasta 38 mm		
Separación entre ganchos de tejado,	Hasta 2500 mm ² , según emplazamiento. Altura del edificio, medio de sujeción y módulo utilizado.		
Normas	Documento Básico SE-AE y Eurocode 9, parte 1.15s		
Perfiles de apoyo	Aluminio extruido (ENAW 6060/6063)		

1 Válida para tejados con tejas de hormigón o tejas planas. En caso de cubiertas de tejado ondulado u otras cubiertas similares de gran superficie con una inclinación de más de 15°, póngase en contacto con nosotros antes de empezar con la planificación.

2 En caso de instalación en el borde o en las esquinas del tejado, tenga en cuenta que estas zonas soportan mayores cargas de viento. Le aconsejamos utilizar más ganchos de tejado en estas zonas. Para informaciones más detalladas, póngase en contacto con nosotros antes de empezar con la planificación.

3 En función de la orientación de los perfiles básicos.

4 Debido a la dilatación por temperatura y la tensión que puede producirse dentro del tramo de railes, recomendamos una longitud máxima de 10 m por campo de módulos.

5 Con recargo (indíquese en el pedido)

2.3 ACUMULADOR ELÉCTRICO





Descripción

Ficha Técnica

Comentarios

Preguntas

Voltaje de la Batería 48V

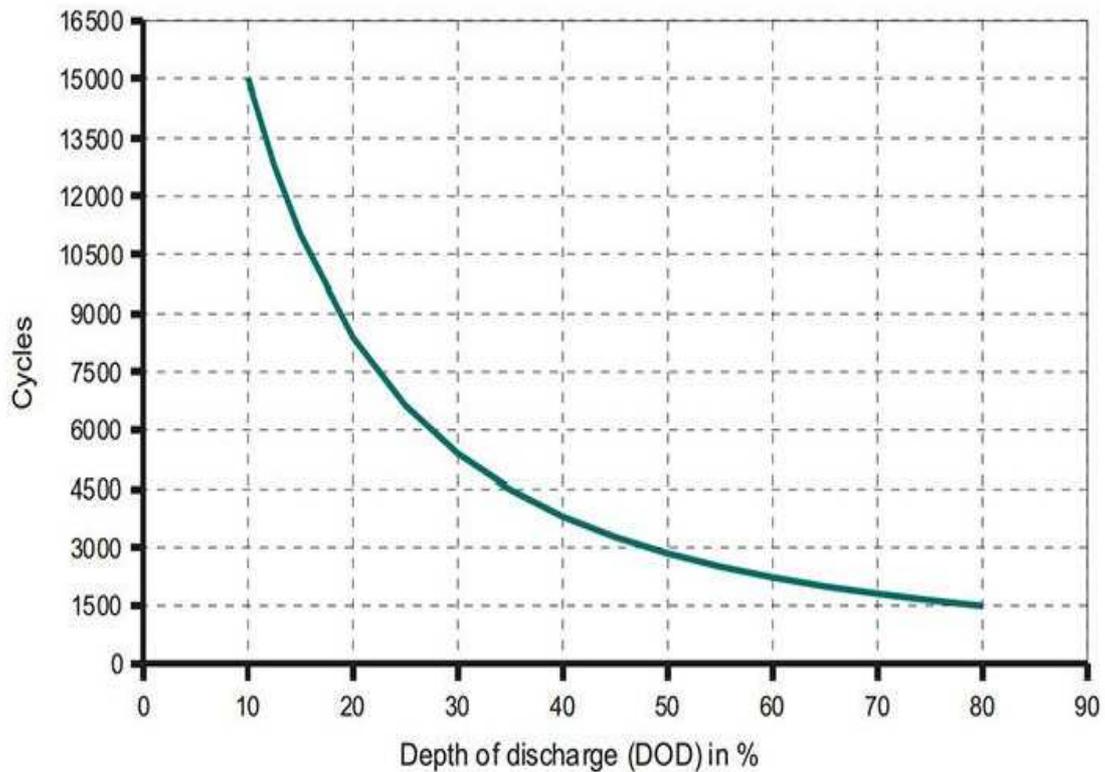
Amperios-Hora de la Batería 1740Ah

Capacidad medida de la Batería C100

Amperaje de la Batería Entre 1500Ah – 4000Ah

Medidas de la Batería 215 x 277 x 855 (alto x ancho x alto).
Medida por vaso estacionario.

Garantía de la Batería 2 años



2.4 INVERSOR



Phoenix Inverter 24/5000

SinusMax – Diseño superior

Desarrollado para uso profesional, la gama de inversores Phoenix es ideal para innumerables aplicaciones. El criterio utilizado en su diseño fue el de producir un verdadero inversor sinusoidal con una eficiencia optimizada pero sin comprometer su rendimiento. Al utilizar tecnología híbrida de alta frecuencia, obtenemos como resultado un producto de la máxima calidad, de dimensiones compactas, ligero y capaz de suministrar potencia, sin problemas, a cualquier carga.

Potencia de arranque adicional

Una de las características singulares de la tecnología SinusMax consiste en su muy alta potencia de arranque. La tecnología de alta frecuencia convencional no ofrece un rendimiento tan extraordinario. Los inversores Phoenix, sin embargo, están bien dotados para alimentar cargas difíciles, como frigoríficos, compresores, motores eléctricos y aparatos similares.

Potencia prácticamente ilimitada gracias al funcionamiento en paralelo y trifásico.

Hasta 6 unidades del inversor pueden funcionar en paralelo para alcanzar una mayor potencia de salida. Seis unidades 24/5000, por ejemplo, proporcionarán 24 kW / 30 kVA de potencia de salida. También es posible su configuración para funcionamiento trifásico.

Transferencia de la carga a otra fuente CA: el conmutador de transferencia automático

Si se requiere un conmutador de transferencia automático, recomendamos usar el inversor/cargador MultiPlus en vez de este. El conmutador está incluido en este producto y la función de cargador del MultiPlus puede deshabilitarse. Los ordenadores y demás equipos electrónicos continuarán funcionando sin interrupción, ya que el MultiPlus dispone de un tiempo de conmutación muy corto (menos de 20 milisegundos).

Interfaz para el ordenador

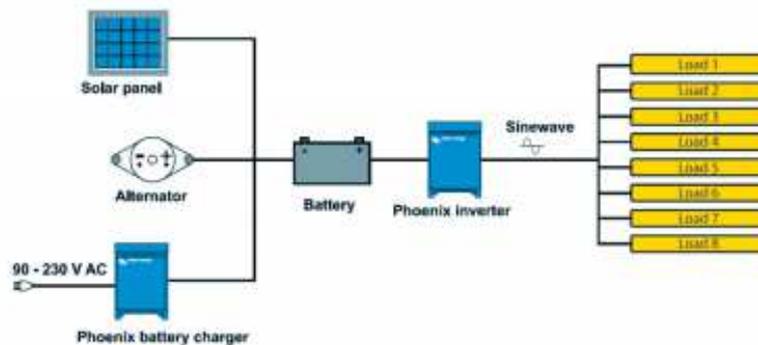
Todos los modelos disponen de un Puerto RS-485. Todo lo que necesita conectar a su PC es nuestro interfaz MK2 (ver el apartado "Accesorios"). Este interfaz se encarga del aislamiento galvánico entre el inversor y el ordenador, y convierte la toma RS-485 en RS-232. También hay disponible un cable de conversión RS-232 en USB. Junto con nuestro software VEConfigure, que puede descargarse gratuitamente desde nuestro sitio Web www.victronenergy.com, se pueden personalizar todos los parámetros de los inversores. Esto incluye la tensión y la frecuencia de salida, los ajustes de sobretensión o subtensión y la programación del relé. Este relé puede, por ejemplo, utilizarse para señalar varias condiciones de alarma distintas, o para arrancar un generador. Los inversores también pueden conectarse a VEInt, la nueva red de control de potencia de Victron Energy, o a otros sistemas de seguimiento y control informáticos.

Nuevas aplicaciones para inversores de alta potencia

Las posibilidades que ofrecen los inversores de alta potencia conectados en paralelo son realmente asombrosas. Para obtener ideas, ejemplos y cálculos de capacidad de baterías, le rogamos consulte nuestro libro "Electricity on board" (electricidad a bordo), disponible gratuitamente en Victron Energy y descargable desde www.victronenergy.com.



Phoenix Inverter Compact 24/1600



INSTALACIÓN DE UN SISTEMA EÓLICO FOTOVOLTAICO PARA VIVIENDA UNIFAMILIAR



MultiPlus	12 voltios 24 voltios 48 voltios	C 12/800/35 C 24/800/16	C 12/1200/50 C 24/1200/25	C 12/1600/70 C 24/1600/40	C 12/2000/80 C 24/2000/50	12/3000/120 24/3000/70 48/3000/35	24/5000/120 48/5000/70
PowerControl		Si	Si	Si	Si	Si	Si
PowerAssist		No	Si	Si	Si	Si	Si
Conmutador de transferencia (A)		16	16	16	30	16 ó 50	50
Funcionamiento en paralelo y en trifásico		No	No	No	No	Si	Si
Inversor							
Rango de tensión de entrada (V CC)	9,5 – 17 V 19 – 33 V 38 – 66 V						
Salida Tensión de salida:	230 VAC ± 2%. Frecuencia: 50 Hz ± 0,1% (1)						
Potencia cont. de salida a 25 °C (VA)	800	1200	1600	2000	3000	5000	
Potencia cont. de salida a 25 °C (W)	700	1000	1300	1600	2500	4500	
Potencia cont. de salida a 40 °C (W)	650	900	1200	1450	2200	4000	
Pico de potencia (W)	1600	2400	3000	4000	6000	10.000	
Eficacia máxima (%)	92 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94 / 95	94 / 95	
Consumo en vacío (W)	8 / 10	8 / 10	8 / 10	9 / 11	15 / 15 / 16	25 / 25	
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	5 / 8	5 / 8	5 / 8	7 / 9	10 / 10 / 12	20 / 20	
Consumo en vacío en modo de búsqueda (W)	2 / 3	2 / 3	2 / 3	3 / 4	4 / 5 / 5	5 / 6	
Cargador							
Entrada CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 V CA . Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz. Factor de potencia: 1						
Tensión de carga de 'absorción' (V CC)	14,4 / 28,8 / 57,6						
Tensión de carga de flotación (V CC)	13,8 / 27,6 / 55,2						
Modo de almacenamiento (V CC)	13,2 / 26,4 / 52,8						
Corriente de carga batería casa (A)	35 / 16	50 / 25	70 / 40	80 / 50	120 / 70 / 35	120 / 70	
Corriente de carga batería de arranque (A)	4 (solo modelos de 12 y 24V)						
Sensor de temperatura de la batería	Sí						
General							
Salida auxiliar (A)	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	Si (25A)	Si (25A)	
Relé programable o controlador de relé	controlador de relé	relé	relé	controlador de relé	relé	relé	
Protección	"ver manual"						
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema						
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -20 a + 50°C (refrigerado por aire). Humedad (sin condensación): máx. 95%						
Carcasa							
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012). Categoría de protección: IP 21 "ver manual"						
Conexiones de la batería	Cables de batería de 1,5 metros			Pernos M8	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)		
Conexión 230 V CA	Conector G-ST18i			Abrazadera de resorte	Bornes de tornillo de 13 mm.2 (6 AWG)		
Peso (kg)	10	10	10	12	18	30	
Dimensiones (al x an x p en mm.)	375x214x110			520x255x125	362x258x218	444x328x240	



2.5 CABLEADO Y PROTECCIONES

2.5.1 Cableado en corriente continua



BAJA TENSIÓN CA: 0,6/1kV · CC: 1,8 kV

Norma de referencia TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502



TOPSOLAR PV

ZZ-F

Cables para instalaciones solares fotovoltaicas

DISEÑO

Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según EN 60228.

Aislamiento

Goma libre de halógenos tipo EI6.

Cubierta

Goma ignífuga tipo EM8, libre de halógenos y con baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio.

APLICACIONES

Cables flexibles aptos para servicios móviles y para instalación fija. Adecuados para la conexión entre paneles fotovoltaicos y desde los paneles al inversor de corriente continua a alterna. Cables especialmente diseñado para su uso a la intemperie en plenas garantías.

Embalaje

Disponible en rollos con film retractilado (longitudes de 50 y 100 m) y bobinas.



CARACTERÍSTICAS



Conductor:
Flexible clase 5/6



Radio de curvatura:
3 x diámetro exterior



Resistencia a los impactos: AG2
Impacto medio



Resistencia a los rayos ultravioletas



Instalaciones solares fotovoltaicas



Temperatura mínima de servicio: -40°C



Marcaje: metro a metro



Resistencia al agua: AD7
Inmersión



Vida útil 30 años según UNE 60216-2



Intemperie



Temperatura máxima del conductor: 120°C



No propagación de la llama



Resistencia a los ataques químicos: excelente



Resistencia a grasas y aceites



Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s)



Instalación al aire libre: permanente



Resistencia a temperaturas ambientales extremas: excelente



Resistencia a abrasión

Norma nacional / Europea: UNE-EN 60332-1 / UNE-EN 50267-1 / UNE-EN 50267-2 / UNE-EN 61034 60754-1 / IEC 60754-2 / IEC 61034 Norma internacional: IEC 60332-1 / IEC

CONDICIONES DE INSTALACIÓN

2.5.2 Cableado en corriente alterna



BAJA TENSIÓN 0,6/1kV

Norma de referencia

IEC 60502- UNE 211025



TOXFREE PLUS 331 ZH

SZ1-K (AS+) / RZ1-K (AS+)

El cable de potencia resistente al fuego

DISEÑO

Conductor

Cobre electrolítico, clase 5 (flexible) según EN 60228.

Aislamiento

Construcciones preferentes:

SZ1-K: Silicona especial termoestable hasta sección de 4 mm²

RZ1-K: Cinta de mica + XLPE a partir de 6 mm²

La identificación normalizada es la siguiente:

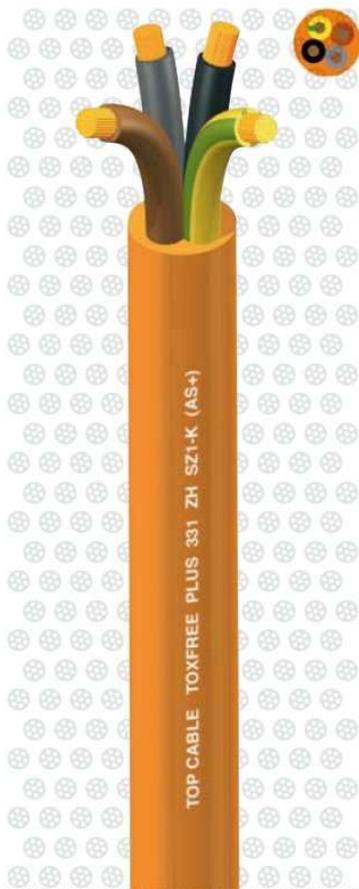
- 1 x..... Natural
- 2x..... Azul + Marrón
- 3 G..... Azul + Marrón + Amarillo/Verde
- 3 x..... Marrón + Negro + Gris
- 4 G..... Marrón + Negro + Gris + Amarillo/Verde
- 4 x..... Marrón + Negro + Gris + Azul
- 5 G..... Marrón + Negro + Gris + Amarillo/Verde + Azul

Cubierta

Polioléfina ignifugada, de color naranja, libre de halógenos, con baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio, y no propagadora del mismo.

APLICACIONES

El cable resistente al fuego Toxfree Plus 331 ZH SZ1-K (AS+) / RZ1-K (AS+) está especialmente diseñado para poder transmitir energía eléctrica en las condiciones extremas que se presentan en un incendio prolongado, garantizando el suministro a los equipos de emergencia, tales como alumbrados de señalización, extractores de humos, alarmas acústicas, bombas de impulsión de agua, etc. En caso de incendio no emite sustancias tóxicas ni gases corrosivos, por lo que protege la salud pública y evita posibles daños a los equipos electrónicos. Por esta razón su uso se recomienda para los circuitos de emergencia en lugares públicos como: hospitales, escuelas, museos, aeropuertos, estaciones de autobús, comercios en general, túneles, metros, etc. así como en centros de cálculo, oficinas, plantas de producción, laboratorios, etc.



♦ CARACTERÍSTICAS



♦ CONDICIONES DE INSTALACIÓN



Norma nacional / Europea: UNE-EN 60332-1 / UNE-EN 60332-3 / UNE-EN 50267-1 / UNE-EN 50267-2 / UNE-EN 61034 / UNE-EN 50200 / UNE-EN 50363 Norma Internacional: IEC 60332-1 / IEC 60332-3 / IEC 60754-1 / IEC 60754-2 / IEC 61034 / IEC 60331-1 / IEC 60331-2 ITC: 28

2.5.3 Protecciones

FOTOVOLTAICOS FUSIBLES



gPV FUSIBLES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

Los cartuchos fusibles de cuchilla NH gPV 1000 V DC para instalaciones fotovoltaicas de DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección segura, compacta y económica en los cuadros de segundo nivel de las instalaciones fotovoltaicas. La gama comprende cartuchos fusibles de talla NH1 con corrientes asignadas comprendidas entre 25A y 160A y fusibles NH3 con corrientes asignadas comprendidas entre 200A y 315 A. La tensión asignada es de 1000 V DC (corriente continua). Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la norma IEC 60269-6), con una corriente mínima de fusión de 1,35 In. Están contruidos con cuerpo de cerámica de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos. Los contactos están realizados en latón platerado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características. Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases NH modelo ST de 1000 V DC.

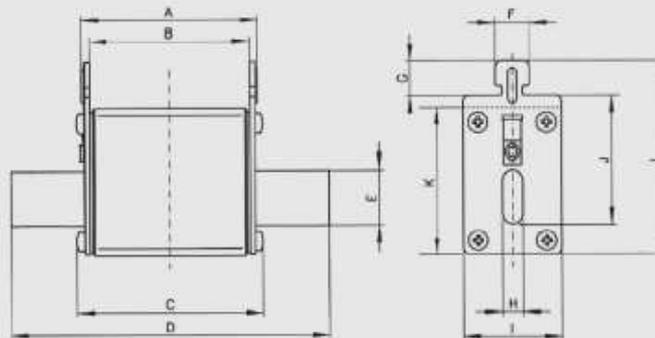
www.df-sa.es/es/fotovoltaicos/fusibles/nh/

	In	REFERENCIA	PÓDERE CORTE (kA)	EMPAQUE
NH1	25	373210	80	1/30
	32	373215	80	1/30
	40	373225	80	1/30
	50	373230	80	1/30
	63	373235	80	1/30
	80	373240	80	1/30
	100	373245	80	1/30
	125	373250	80	1/30
	180	373255	80	1/30
NH3	200	373425	80	1/15
	250	373435	80	1/15
	315	373445	80	1/15



gPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS DIMENSIONES

NH1
NH3



TAMAÑO	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
NH1	68	62	71,5	135	20	10	9,5	8	39	40	52	64
NH3	68	62	78	150	32	10	9,5	8	70	60	75	87

FOTOVOLTAICOS BASES



ST
1000V
DC

BASES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

NUEVO

Bases portafusibles para fusibles de cuchilla (NH). Disponibles en tamaños NH1(250 A) y NH3(630A). Fabricadas con materiales de alta calidad. Contactos de cobre electrolítico plateados. Materiales plásticos autoextinguibles y de alta resistencia a la temperatura. Todos los materiales utilizados son conformes a la Directiva europea 2002/95/EC RoHS (restricción de ciertas sustancias peligrosas en el material eléctrico). Montaje mediante fijación a rail DIN o tornillos. Modelos unipolares. Conexión mediante tornillos. Contactos tipo pinza con doble resorte para un óptimo funcionamiento. Amplia gama de accesorios que permiten una ejecución IP20. Cubrebornes, tapafusibles, separadores. Posibilidad de crear conjuntos multipolares mediante accesorios. Fabricadas según normas IEC, EN, VDE y DIN.

www.df-sa.es/es/fotovoltaicos/bases/bases-nh/

	DESCRIPCIÓN	REFERENCIA	U /VDD	EMBALAJE
--	-------------	------------	-----------	----------

UNIPOLAR

NH1
250A

RAIL DIN-FIJACION TORNILLO / CONEXION TORNILLO	354170	1000	1
--	--------	------	---

NH3
630A

RAIL DIN-FIJACION TORNILLO / CONEXION TORNILLO	354180	1000	1
--	--------	------	---



ACCESORIOS PARA BASES NH MICRORRUPTORES PARA FUSIBLES NH

NH1
NH3

REFERENCIA	DESCRIPCIÓN	EMBALAJE UNID./CAJ.
357010	MICRORRUPTOR PARA FUSIBLES NH1 & NH3	1/12

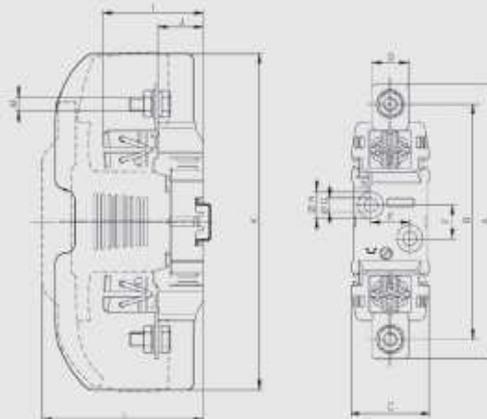


TECNIC
ST
1000V
DC

BASES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS DIMENSIONES

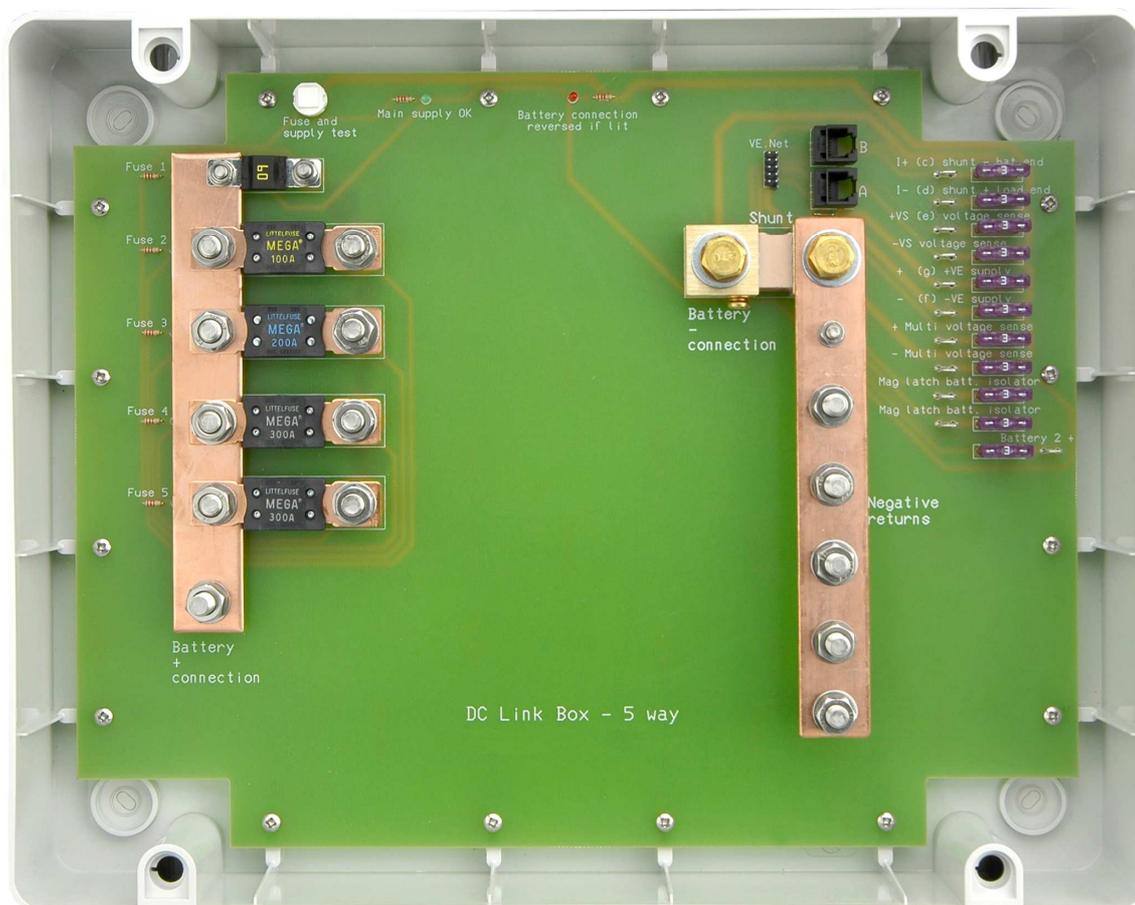
NH1
250A

NH3
630A



TAMAÑO	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
NH1	200	175	80	28	80	26	10,5	20,5	77,5	85	250	128	M10
NH3	240	210	80	88	80	26	10,5	20,5	97	95	270	148	M12

2.5.4 Caja de conexiones



La caja de enlace DC reúne toda la protección primaria para CC, como el control y la medición, en una única carcasa muy sencilla de montar. Ésta incluye:

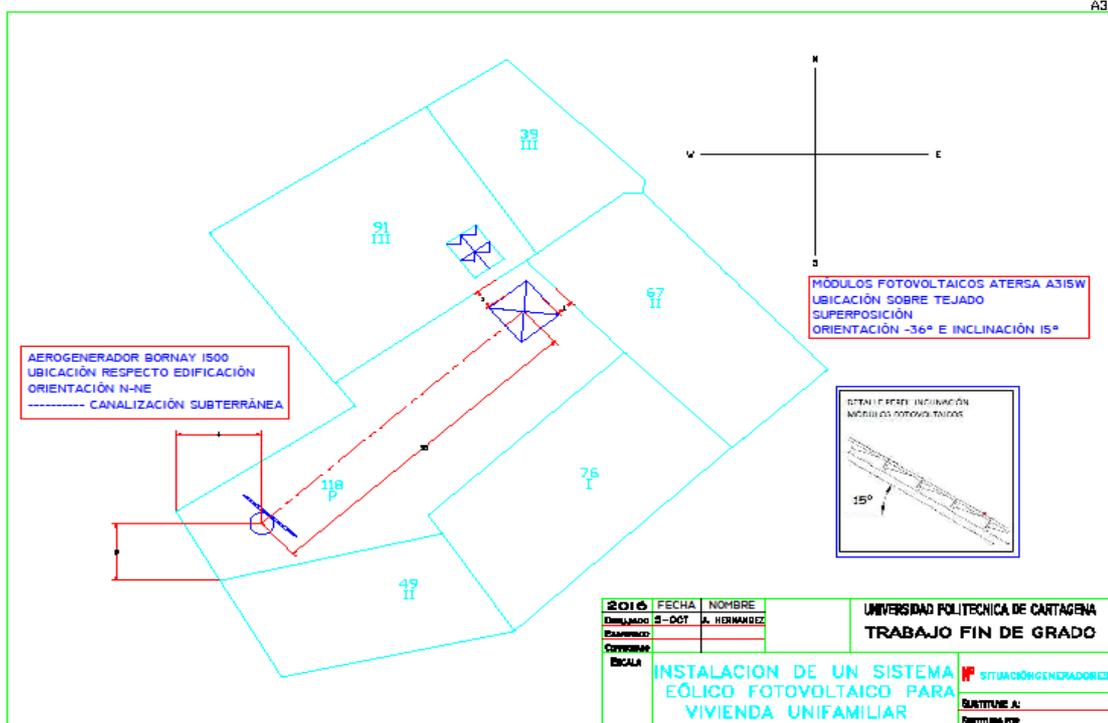
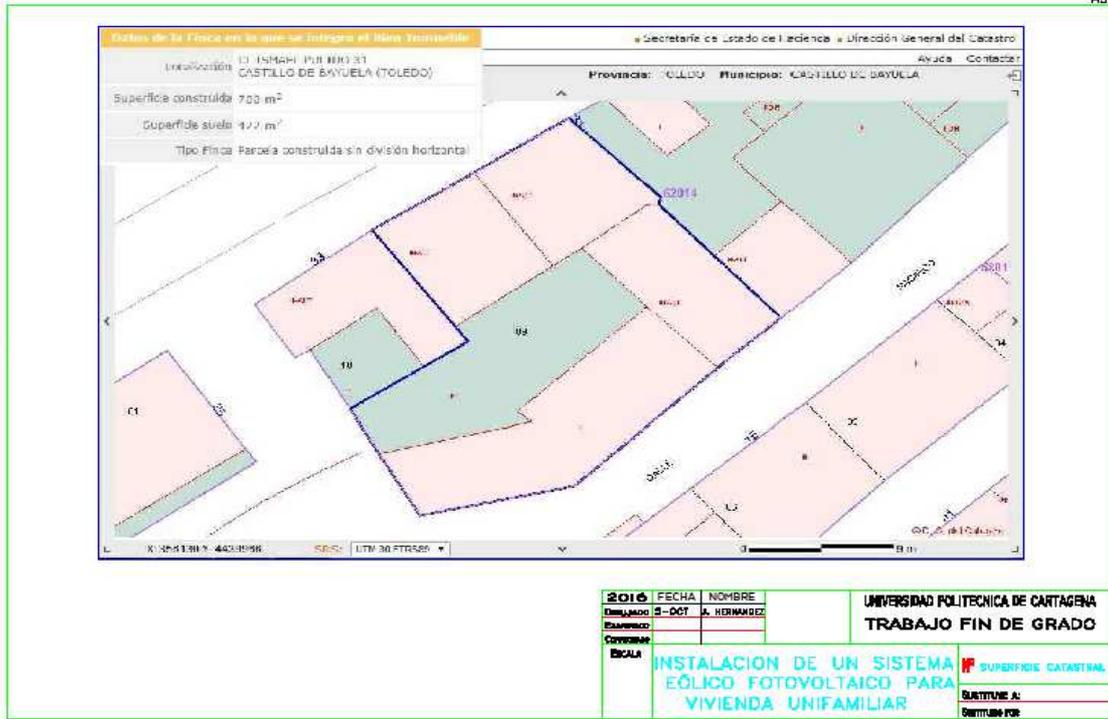
- 4 Fusibles de alta capacidad (2 x 300a, 1x 200a, 1 x 100a) y 1 fusible mediano (60a). Estos son intercambiables según las necesidades del usuario. Los fusibles de alta capacidad están disponibles en tamaños de entre 100 y 500 amp. y los medianos entre 30 y 125 amps.
- Derivador de corriente de 500 amp
- Botones de comprobación con LED para los 5 fusibles y LED de aviso de polaridad.
- Conexiones protegidas por fusible para la sonda de tensión del cargador de baterías y para el controlador de batería BMV-600
- Conexiones protegidas por fusible para accionar magnéticamente el puente de diodos desde un panel ESP
- Enchufes conectores RJ11 y RJ45 para el panel ESP.



DOCUMENTO 3

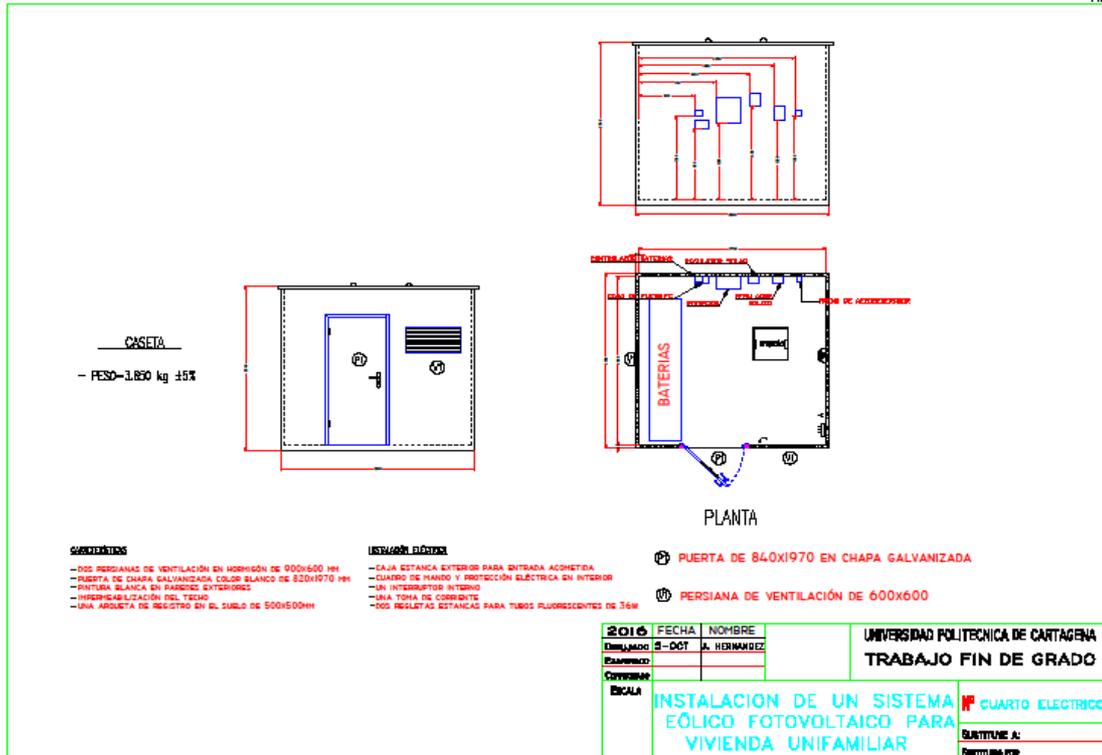
PLANOS

INSTALACIÓN DE UN SISTEMA EÓLICO FOTOVOLTAICO PARA VIVIENDA UNIFAMILIAR

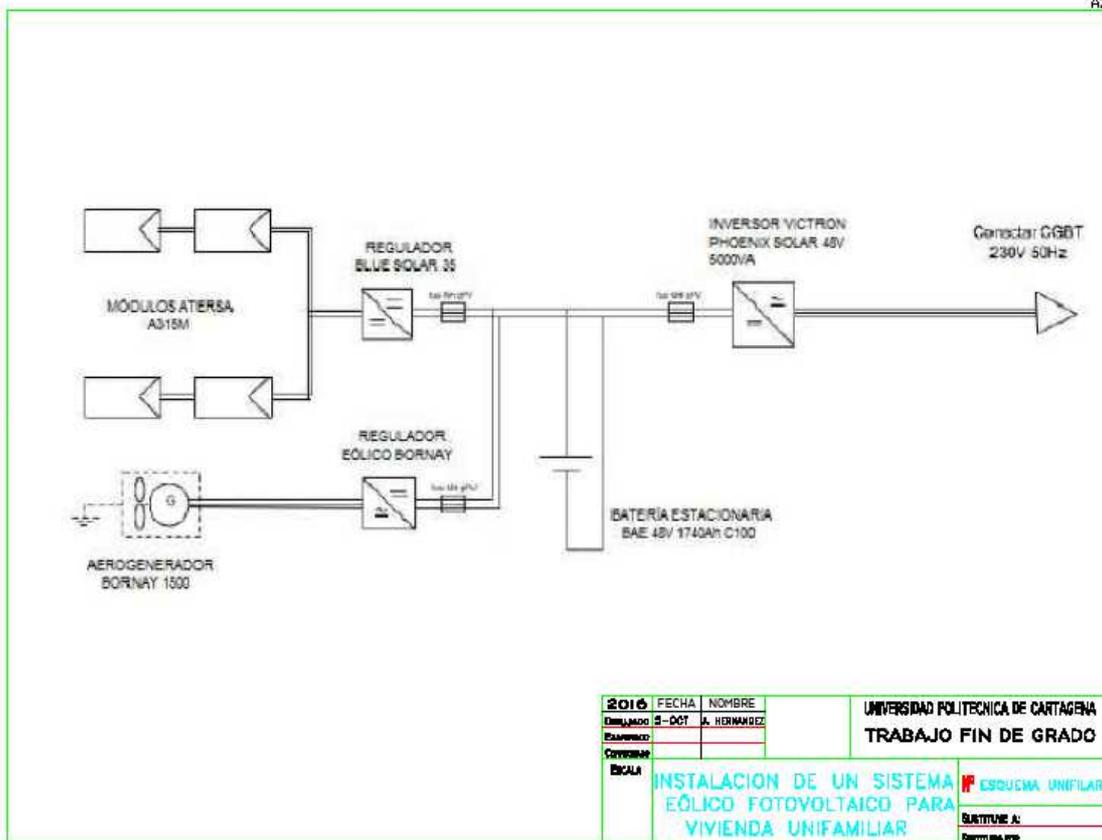




A3



A3





DOCUMENTO 4

MEDICIONES, PRESUPUESTO Y ANÁLISIS DE RENTABILIDAD



1. MEDICIONES Y PRESUPUESTO

1.1 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL					
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	MEDICIÓN	UNIDAD	€ UNIDAD	TOTAL (€)
1. SISTEMA EÓLICO					
1.1	Aerogenerador Bornay 1500, potencia nominal 1500 W, 48 V trifásico, diámetro palas 2,66 m y peso de 41 Kg + Regulador	1	Ud.	4115	4115
1.2	Torre de suspensión, P400 - 13 m + Pletina fijación aerogenerador - torre	1	Ud.	1300	1300
1.3	Cimentación de la torre de suspensión, incluida zanja, movimiento de tierras y nivelación del terreno.	1	Ud.	640	640
1.4	Circuito CA GE-RegE, tres conductores de cobre tripolar 3Gx10 mm ² , tipo SZ1-K(AS+), tensión 0.6/1 kV, bajo tubo PVC Ø 25 mm, incluidos todos los accesorios de montaje.	30	Metros	6,24	187,2
1.6	Circuito CC RegE-PFUdc, dos conductores de cobre unipolar 1x10 mm ² de sección, tipo ZZ-F, tensión 1,8 kV, bajo tubo PVC Ø 20 mm incluidos todos los accesorios de montaje.	2	Metros	5,8	11,5
TOTAL (€)					6253,7
2. SISTEMA FOTOVOLTAICO					
2.1	Módulo solar fotovoltaico monocristalino Atersa A-315M, de 315 W de potencia nominal	4	Uds.	315	1260
2.2	Estructura soporte inclinada sobre cubierta, para 2 módulos de hasta 320 W, incluidos todos los accesorios de montaje	2	Uds.	190	380
2.3	Circuito CC GFV-RegFV, dos conductores de cobre unipolar 1x6 mm ² de sección, tipo ZZ-F, tensión 1,8 kV, bajo tubo PVC Ø 16 mm, incluidos todos los accesorios de montaje	10	Metros	3,2	32
2.4	Regulador Blue Solar 35 ^a -12/24/48V - MPPT 35 - 150, de Victron Energy	1	Ud.	284	284
2.5	Circuito CC RegFV-PFUdc, dos conductores de cobre unipolar 1x6 mm ² de sección, tipo ZZ-F, tensión 1,8 kV, bajo tubo PVC Ø 16 mm, incluidos todos los accesorios de montaje	2	Metros	3,2	6,4
TOTAL (€)					1962,4



3. TOMA A TIERRA					
3.1	Pica de puesta a tierra de acero galvanizado con Ø 16 mm y 1500 mm de longitud + grapa.	1	Ud.	25,85	25,85
3.2	Conductor de cobre de 35 mm ² para la puesta a tierra.	35	Metros	3,5	122,5
TOTAL (€)					148,35
4. SISTEMA DE ACUMULACIÓN Y FUSIBLES					
4.1	Acumulador estacionario OPzS BAE 1740Ah 48V	1	Ud.	13644,32	13644,32
4.2	Circuito CC BAT-PFUdcll, dos conductores de cobre unipolar 1x35 mm ² de sección, tipo ZZ-F, tensión 1,8 kV, bajo tubo PVC Ø 32 mm, incluidos todos los accesorios de montaje	2,5	Metros	14,2	35,5
4.3	Caja de conexionado porta fusibles	1	Ud.	329	329
4.4	Fusible NH1 gPV 1000 Vcc 40 A.	3	Uds.	17	51
4.5	Fusible NH1 gPV 1000 Vcc 60 A.	1	Ud.	27	27
4.6	Fusible NH1 gPV 1000 Vcc 160 A.	2	Uds.	39	78
TOTAL (€)					14164,82
5. SISTEMA INVERSOR					
5.1	Inversor Victron Phoenix solar 48V 5000VA	1	Ud.	1831,35	1831,35
5.2	Circuito CA PFUdcll-INV, tres conductores de cobre tripolar 3Gx35 mm ² de sección, tipo SZ1-K (AS+), tensión 0.6/1 kV, bajo tubo PVC Ø 25 mm, incluidos todos los accesorios de montaje	2,5	Metros	30,21	75,52
5.3	Circuito CA INV-CGBT, tres conductores de cobre tripolar 3Gx10 mm ² de sección, tipo SZ1-K (AS+), tensión 0.6/1 kV, bajo tubo PVC Ø 25 mm, incluidos todos los accesorios de montaje	10	Metros	6,24	62,4
TOTAL (€)					1969,27
6. MAQUINARIA Y MANO DE OBRA					
6.1	Transporte de material, incluido carga y descarga	2	Horas	110	220
6.2	Personal	50	Horas	18	900
6.3	Caseta prefabricada	1	Ud.	1050	1050
TOTAL (€)					2170
TOTAL PARCIAL DE EJECUCIÓN (€)					26668,54



IVA (21%)	5600,39
PRESUPUESTO TOTAL DE EJECUCIÓN (€)	32268,93

1.2 PRESUPUESTO FACULTATIVO

PRESUPUESTO FACULTATIVO	
Redacción del proyecto, asistencia facultativa (6 % ejecución material)	1853,8
IVA 21%	389,29
PRESUPUESTO TOTAL FACULTATIVO (€)	2243,09

1.3 PRESUPUESTO GENERAL

PRESUPUESTO GENERAL	
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN	32268,93
PRESUPUESTO FACULTATIVO	2243,09
PRESUPUESTO GENERAL (€)	34512,02

El presupuesto general, asciende a la cantidad de TREINTA Y CUATRO MIL QUINIENTOS DOCE EUROS CON DOS CÉNTIMOS.



2. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

Desde el punto de vista económico, las instalaciones híbridas eólicas fotovoltaicas se están implantando por consideraciones ecológicas y económicas.

El balance, a priori, desde este punto de vista es totalmente favorable, tanto en reducción de emisiones, como en el balance energético.

Pero para poder evaluar correctamente y comparar las cantidades que intervienen en el estudio de rentabilidad de una instalación es preciso tener en cuenta los siguientes cálculos:

Para ello, en primer lugar se valorará el consumo anual de la familia si todo siguiese como hasta ahora:

-Potencia contratada: 4,6 kW => $3,5 \text{ €}/(\text{kW}\cdot\text{mes}) \times 4,6 \text{ kW} \times 12 \text{ meses} = 193,2 \text{ €/año}$

-Consumo anual electricidad: 5.316,3 kWh/año => $0,15 \text{ €} \times 5.316,3 \text{ kWh} = 797,45 \text{ €}$

Es decir, el gasto eléctrico actual anual será la suma de ambos conceptos: 990,65 €/año

A continuación se valora en la factura eléctrica, cual es el impacto de la incorporación de nuestro sistema híbrido en la factura. Teniendo en cuenta como se definió en los cálculos justificativos, que se tiene una reducción del 65% en el consumo:

-La Potencia contratada se puede bajar: 2,3 kW => $3,5 \text{ €} \times 2,3 \text{ kW} \times 12 \text{ meses} = 96,6 \text{ €/año}$

-Consumo anual electricidad (35%): 1.860,70 kWh/año => $0,15 \text{ €} \times 1.860,70 \text{ kWh} = 279,10 \text{ €}$.

Es decir, gasto eléctrico sería del orden de 375,70 €/año

Por lo tanto, el ahorro anual en electricidad sería de 615 €/año, lo que supone que la inversión de 34.512 € no se recuperaría hasta los 56 años, muchos más, incluso el doble, que los 25 años de vida útil de la instalación.



Además, todos estos cálculos se realizan suponiendo que la familia Fernández dispone del dinero necesario para la inversión.

De no ser así, tendría que pedir un préstamo, y considerando que el interés es del 2% anual, nos arroja un resultado de 35.202,24 €.

Y suponiendo que la inflación siga siendo durante ese tiempo del 0%.

Finalmente, deberíamos añadir también los costes del mantenimiento, que supondrían unos 700 €/año.

Es decir, que **la conclusión**, al no poder venderse la electricidad, **es que este proyecto, desde el punto de vista económico, no es rentable.**

A título personal se deja la puerta abierta a en un futuro hacer un estudio sobre qué ocurriría si en España existiese la posibilidad del balance neto (poder consumir cuando quiera, lo que se volcase a la red eléctrica sin tener que pagar el famoso impuesto al sol) y si la compañía eléctrica le pagase por la energía que no consumiese.



DOCUMENTO 5

CONCLUSIONES



En el presente proyecto se ha estudiado la implantación de un sistema híbrido aislado eólico-fotovoltaico (semi)aislado para abastecer las necesidades de una vivienda unifamiliar.

Las conclusiones que podemos sacar con la realización de este proyecto son varias, ya que al tratarse de una instalación híbrida, ponemos en práctica dos tipos de energía renovable, con lo que cuesta en este país la simple implantación de una de ellas.

Se ha de incidir en primer lugar, antes de nada, en que es necesario plantearse un cambio en el sistema energético actual para eliminar la gran dependencia que éste tiene de los combustibles fósiles y los problemas que ello trae consigo.

Aunque la energía eólica y fotovoltaica aislada son aún unas energías jóvenes empiezan a implantarse cada vez más, y la línea de proceso es ascendente.

Tres motivos, podría tener nuestro cliente para afrontar una instalación como la que nos concierne:

- a) Uso de energías renovables y no contaminantes.
- b) Lograr una autosuficiencia respecto a los suministros de energía tradicionales.
- c) Obtener un beneficio económico.

Salvo excepciones, la tercera razón es la que prima a la hora de tomar la decisión. Por tanto, se ha evaluado la inversión que se produce con la instalación descrita usando la energía del sol y del viento frente a la necesaria si se lleva a cabo con un suministro de energía eléctrica convencional.

Lamentablemente tras la realización de la rentabilidad económica del proyecto se ha llegado a la conclusión de que este proyecto no es rentable, y se ha dejado una puerta abierta para en un futuro poder realizar un estudio sobre qué ocurriría si en España existiese la posibilidad del balance neto (poder consumir cuando quiera lo que se volcase a la red eléctrica sin tener que pagar el famoso impuesto al sol) y si la compañía eléctrica le pagase por la energía que no consumiese.

Independientemente de la no rentabilidad del proyecto, este proyecto nos deja la posibilidad de ampliar la instalación en caso de que las demandas energéticas finalmente resulten mayores, puesto que para no incurrir en gastos mayores de instalación, únicamente se ha contemplado un factor de generación de entre el 60% y el 70% del consumo anual.



Sin embargo, si finalmente resultara una necesidad mayor, se podría instalar más módulos fotovoltaicos, que serían capaces de proporcionar más energía sin necesidad de adaptar el resto de componentes, aunque en tal caso habría que hacer un estudio pormenorizado del resto de componentes (regulador solar escogido, cableado dimensionado, inversor, así como el sistema de almacenamiento) para valorar las variaciones existentes.

Como proyecto para el futuro, se podría ampliar el estudio, teniendo en cuenta la demanda térmica de la vivienda para ver si se puede satisfacer mediante la utilización de paneles solares térmicos o con la instalación de una caldera de biomasa, haciendo así una vivienda plenamente sostenible con el uso de las energías renovables.

Finalmente, el estudio ambiental confirma la evidencia del gran ahorro de emisiones de CO₂ al utilizar energías renovables frente a los combustibles fósiles, sumando otro aspecto favorable en la valoración global de este proyecto.

Se puede concluir, por tanto, que la utilización de energías renovables para el total abastecimiento de viviendas aisladas es una alternativa viable en cuanto a su diseño y construcción, cumpliendo toda la normativa aplicable y ofreciendo, para el caso que nos ocupa y la zona geográfica concreta, un buen rendimiento global.

En Cartagena a 5 de Octubre de 2016

Juan Alfonso Hernández Pagán