

## ÍNDICE

<b>1. Consumo eléctrico.....</b>	<b>16</b>
<b>2. Sistema eólico.....</b>	<b>17</b>
2.1. Ubicación aerogenerador.....	17
2.1.1. Influencia de obstáculos.....	21
2.2. Potencia eólica disponible.....	21
2.2.1. Distribución de velocidades.....	21
2.2.2. Corrección de velocidades.....	22
2.3. Energía producida por el aerogenerador.....	23
2.3.1. Aerogenerador seleccionado.....	23
2.3.2. Energía real corregida producida por el generador.....	23
2.4. Regulador del aerogenerador.....	24
2.5. Torre y cimentación del aerogenerador.....	24
<b>3. Sistema fotovoltaico.....</b>	<b>25</b>
3.1. Energía solar fotovoltaica disponible.....	25
3.2. Dimensionado mínimo exigido por el PCT de IDEA.....	26
3.3. Generador fotovoltaico.....	26
3.3.1. Panel fotovoltaico seleccionado.....	26
3.3.2. Configuración de paneles fotovoltaicos.....	27
3.3.3. Distribución de paneles fotovoltaicos.....	28
3.4. Regulador fotovoltaico.....	29
<b>4. Sistema de acumulación eléctrica.....</b>	<b>29</b>
4.1. Batería seleccionada.....	30
4.2. Configuración banco de baterías.....	30
<b>5. Sistema electrónico de potencia.....</b>	<b>30</b>
5.1. Inversor seleccionado.....	30

<b>6. Autonomía de la instalación.....</b>	<b>31</b>
<b>7. Sistema de transporte de energía eléctrica.....</b>	<b>31</b>
7.1. División de tramos.....	31
7.2. Cálculo sección: criterio caída de tensión.....	32
7.3. Cálculo sección: criterio térmico.....	32
<b>8. Protecciones del sistema eléctrico.....</b>	<b>33</b>
<b>9. Puesta a tierra.....</b>	<b>34</b>

## 1. Consumo eléctrico

Para determinar el consumo de la vivienda se considerarán los siguientes elementos de consumo, extraídos de catálogos de fabricantes. Para realizar el cálculo más exacto se ha tenido en cuenta 2 demandas diferentes, la correspondiente a verano y el resto del año.

### Balance Junio, Julio, Agosto

Elemento	Pot.Ud. (W)	Ctdad.	Pot. (W)	nºhoras/día	Pot.Diar. (Wh/día)
TV	50	1	50	4	200
Ventilador techo	50	4	200	4	800
Ordenador	40	2	80	3	240
Microondas	800	1	800	0.2	160
Lavadora	210	1	210	2	420
Frigorífico	160	1	160	24	3840
Alumbrado	12	8	96	3	288
Tomas varias	20	9	180	2	360
<b>Total</b>					6308

Tabla 1- Consumo verano

### Balance resto del año

Elemento	Pot.Ud. (W)	Ctdad.	Pot. (W)	nºhoras/día	Pot.Diar. (Wh/día)
TV	50	1	50	4	200
Ventilador techo	50	4	200	0	0
Ordenador	40	2	80	3	240
Microondas	800	1	800	0.3	240
Lavadora	210	1	210	2	420
Frigorífico	160	1	160	24	3840
Alumbrado	12	8	96	4	384
Tomas varias	20	9	180	2	360
<b>Total</b>					5684

Tabla 2- Consumo resto año

Con el fin de realizar un balance de la demanda real, se procederá a valorar los rendimientos de la instalación encargada de suministrar la energía necesaria:

$$g_{\text{global}} = (1 - k_b - k_c - k_v) \cdot (1 - k_a \cdot N/P_d)$$

$k_b$ : coeficiente de pérdida por rendimiento del acumulador entre 0.05 y 0.1, que en este caso se considera en 0.1

$k_c$ : coeficiente de pérdida del inversor, se considera 0.1 para inversores senoidales puros

$k_v$ : coeficiente de pérdidas Joule, se considera 0.1 de pérdidas generales

$k_a$ : coeficiente de descarga diaria de la batería, para baterías de plomo 0.005

$N$ : nº de días de autonomía de la instalación, se considera como máximo por nubes 4 días

$P_d$ : profundidad de descarga diaria de la batería, se considera 0.7 para evitar que llegue a descarga total

$$\eta_{\text{global}} = 0.68$$

Así el rendimiento es del 68%. Para este rendimiento se ha tenido en cuenta toda la instalación excepto el rendimiento de los paneles fotovoltaicos y el del aerogenerador, ya que se calcula en este caso la energía real que deben suministrar, siendo irrelevante su rendimiento.

Finalmente el consumo energético real será:

<b><math>E_{\text{real necesaria}}</math> verano (Wh/día)</b>	9276.5
<b><math>E_{\text{real necesaria}}</math> resto año (Wh/día)</b>	8358.8

Tabla 3- Consumo real

## 2. Sistema eólico

### 2.1. Ubicación aerogenerador

Analizando la rosa de los vientos (*Figura 1*) proporcionada por CENER-CIEMAT, se dispondrá el aerogenerador de forma que los vientos de mayores frecuencias y mayores velocidades no se vean afectados por algún obstáculo que pudiera reducir turbulencias y afectar a la velocidad y/o energía captada por éste.

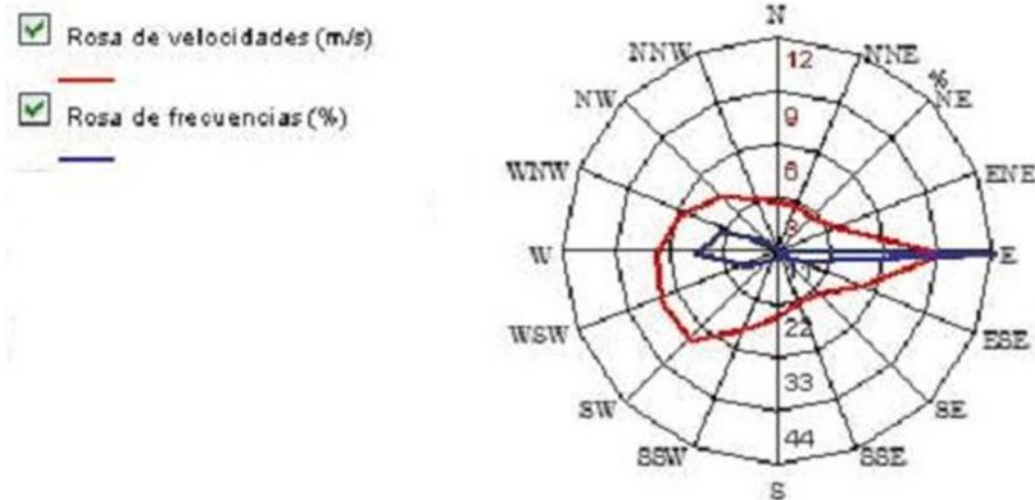


Figura 1- Rosa de los vientos

Se colocará con orientación inicial ESTE.

#### Efecto resguardo tras obstáculos

Para este cálculo se ha utilizado el programa de cálculo de abrigo online de *Danish Wind Industry Association* ([http://www.motiva.fi/myllarin\\_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/wres/shelter/index.htm](http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/wres/shelter/index.htm)).

Para la ubicación seleccionada, se ha tomado el caso más desfavorable de obstáculo, en un sector de 30°, que es la vivienda aislada objeto del proyecto. Para ello se han tenido en cuenta las siguientes características:

- Altura de obstáculo: 5 m
- Anchura de obstáculo: 10 m
- Distancia al aerogenerador: 25 m
- Altura de buje: 20 m
- Rugosidad= 0.2 (terreno agrícola con arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 m de altura con una distancia aproximada de 250 m)
- Porosidad de obstáculo: 0 (correspondiente a edificio)

Obsérvese que sólo deberá tener en cuenta el porcentaje de energía eólica proveniente de esa dirección, ya que el obstáculo sólo afecta a la producción de energía cuando el viento proviene de esa dirección en particular.

En la gráfica de la *Figura 2* procedente del *Atlas Eólico Europeo*, proporciona una estimación del efecto resguardo.





## energía del viento en porcentaje de la energía del viento sin obstáculos

m altura

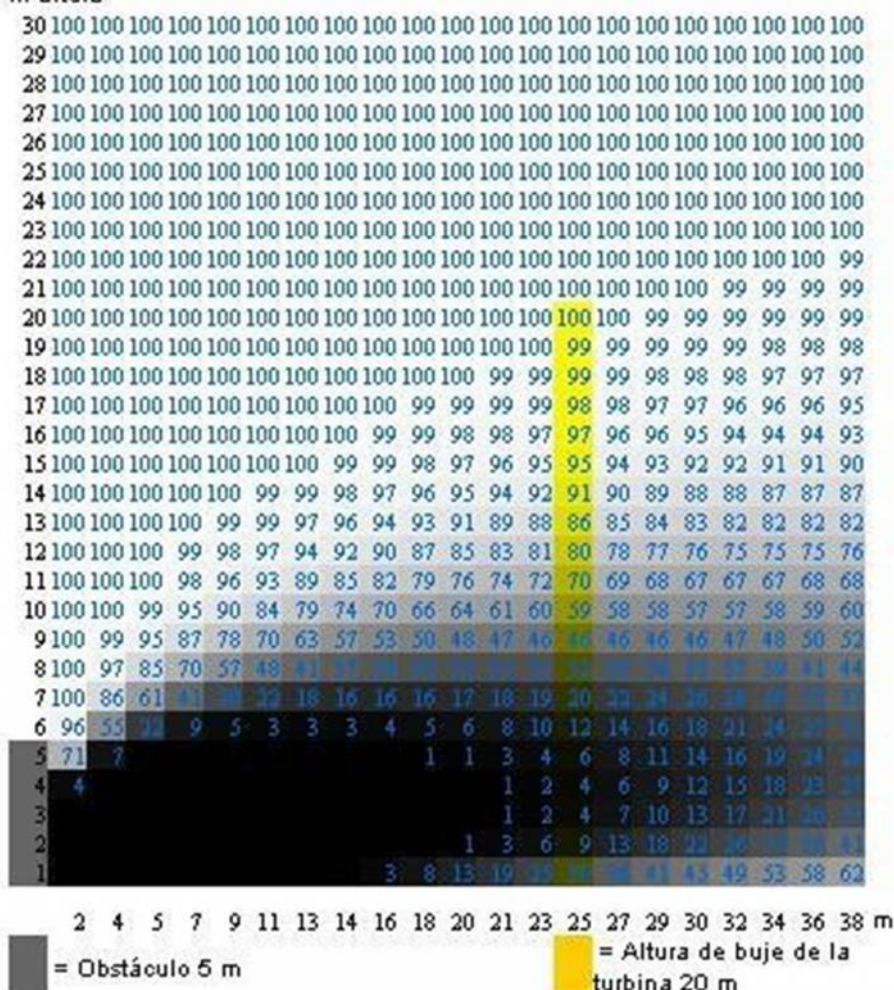


Figura 3- Energía viento

En la siguiente gráfica (*Figura 4*), el perfil de velocidades, se proporciona las velocidades a diferentes alturas hasta 100 metros de la distancia donde se ha colocado la turbina.

Longitud de rugosidad = 0.2 m,  
Obstáculo = 5 m, Anchura del obstáculo =  
10m, Porosidad = 0%, Distancia al  
obstáculo = 25 m. La curva roja muestra  
el efecto del obstáculo.

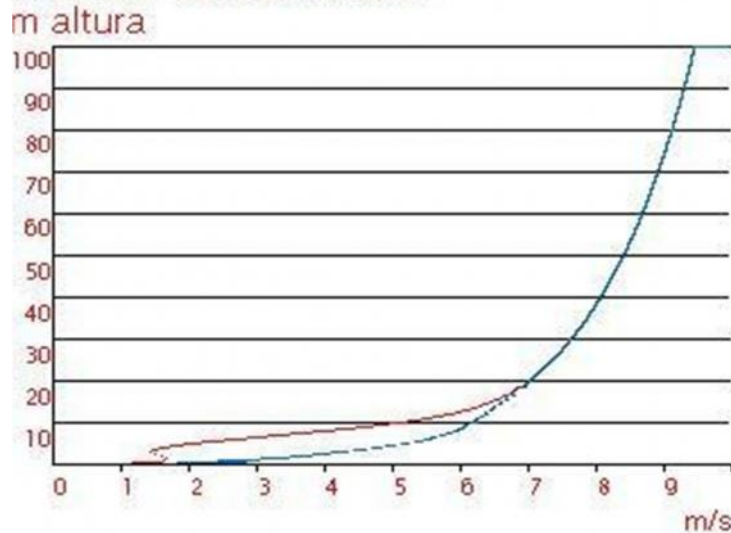


Figura 4- Perfil velocidades

Por tanto, teniendo en cuenta que no afecta a la cantidad de energía disponible para el caso más desfavorable (tanto en porosidad como en distancia), para el resto de obstáculos existentes se acepta que para una altura de buje de 20 metros no disminuirá la cantidad de energía eólica disponible.

La ubicación final del aerogenerador aparece definida en el Plano 2.

## 2.2. Potencia eólica disponible

La potencia eólica disponible que atraviesa una superficie A a una velocidad v, viene dada por la expresión:

$$P_{\text{viento}} = \frac{\rho A v^3}{2}$$

Donde  $\rho$  es la densidad del aire ( $1.225 \text{ kg/m}^3$ ).

Por lo que hay que hacer un estudio de las velocidades de viento de la zona.

### 2.2.1. Distribución de velocidades

El aporte eólico ha sido extraído de los mapas a escala regional, como así se indica en la memoria descriptiva, generados por CENET-CIEMAT. Donde se establece un histograma de velocidades medias de



viento a 10 m de altura para la ubicación de la instalación objeto del proyecto:

$V_{10}$ (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Frecuencia (%)	2	5	11	7	8	10	11	10	8	7	6	5	4	3	2	1

Tabla 4- Velocidad y frecuencia a 10m

De la *Tabla 4* se extrae que la velocidad media existente a 10 m es de 7,38 m/s.

## 2.2.2. Corrección de velocidades

La velocidad del viento varía con la altura, siguiendo aproximadamente una ecuación de tipo estadístico, conocida como ley exponencial de Hellmann, de la forma:

$$V_h = V_{10}(h/10)^\alpha$$

Donde:

$V_h$  es la velocidad del viento a la altura  $h$

$V_{10}$  es la velocidad del viento a 10 m de altura

$\alpha$  es el exponente de Hellmann que varía con la rugosidad del terreno, y cuyos valores vienen indicados en la siguiente tabla (*Tabla 5*):

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	$\alpha = 0,25 \div 0,4$

Tabla 5- Exponente de Hellmann

Por tanto, a una altura de buje de nuestro aerogenerador  $h=20m$ , y  $\alpha=0.2$ , tendremos una velocidad corregida por altura y rugosidad de:

$V_{10}$ (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
$V_{20}$ (m/s)	1.14	2.3	3.45	4.59	5.74	6.89	8.04	9.19	10.34	11.49	12.64	13.78	14.93	16.08	17.23	18.37
Frecuencia (%)	2	5	11	7	8	10	11	10	8	7	6	5	4	3	2	1

Tabla 6- Velocidad y frecuencia a 20m

### 2.3. Energía producida por el aerogenerador

En este apartado se determinará la potencia que el aerogenerador seleccionado produciría para estas circunstancias.

#### 2.3.1. Aerogenerador seleccionado

El aerogenerador seleccionado es el BORNAY 6000. Algunos de sus datos técnicos aparecen en la siguiente tabla (*Tabla 7*), la descripción completa se encuentra en el Anexo 1.

Nº de hélices	3
Diámetro	4 m
Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Potencia nominal	6000 W
Voltaje	48, 120 V
Velocidad viento arranque	3.5 m/s
Velocidad viento potencia nominal	12 m/s

Tabla 7- Aerogenerador

#### 2.3.2. Energía real corregida producida por el generador

Utilizando los datos de las velocidades corregidas (*Tabla 6*) junto con la curva de potencia del aerogenerador (proporcionada por el fabricante) (*Figura 5*), se obtiene la energía que entregará el aerogenerador,  $E_{\text{aerogen}}$ , para las distintas velocidades (*Tabla 8*).

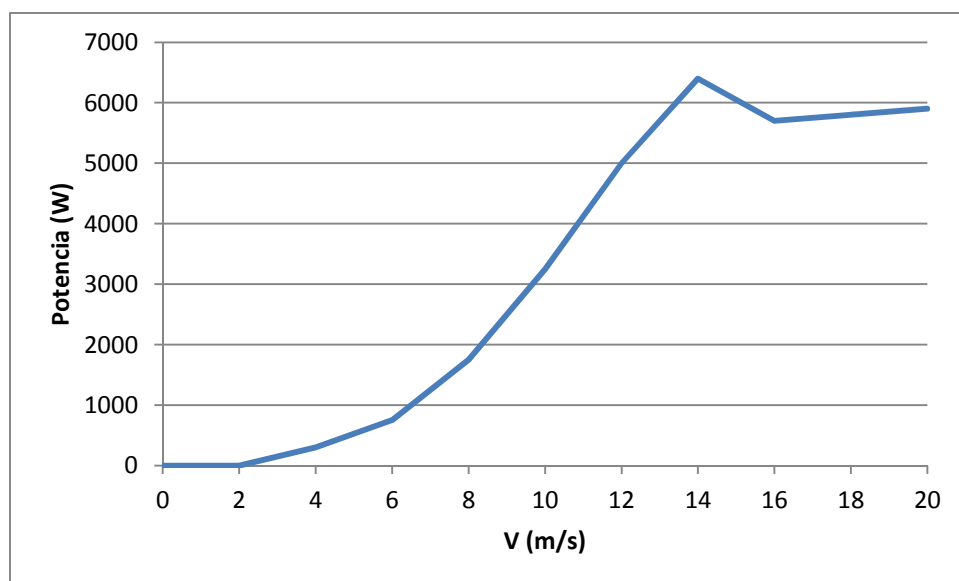


Figura 5- Curva potencia aerogenerador

<b>V<sub>20</sub> (m/s)</b>	1.14	2.3	3.45	4.59	5.74	6.89	8.04	9.19	10.34	11.49	12.64	13.78	14.93	16.08	17.23	18.37
<b>Frecuencia (%)</b>	2	5	11	7	8	10	11	10	8	7	6	5	4	3	2	1
<b>Nº horas año</b>	175	438	963.6	613.2	700.8	876	963.6	876	700.8	613.2	525.6	438	350.4	262.8	175.2	87.6
<b>P<sub>aerogen</sub> (KW)</b>	0	0.05	0.22	0.41	0.69	1.2	1.75	2.68	3.55	4.55	5.45	6.25	6.04	5.7	5.77	5.81
<b>E<sub>aerogen</sub> (KW-h)</b>	0	21.9	212	251.4	483.6	1051.2	1686	2348	2487.8	2790.1	2865	2738	2116.4	1498	1011	508.96

**Tabla 8- Energía y potencia eólica**

Resultando: **Energía eólica total media diaria = 2.52 KW-h**

## 2.4. Regulador del aerogenerador

El regulador utilizado será el proporcionado por el mismo fabricante del aerogenerador, Bornay, específico para el aerogenerador seleccionado. Toda la información referida a este elemento se encuentra en el Anexo 1.

## 2.5. Torre y cimentación del aerogenerador

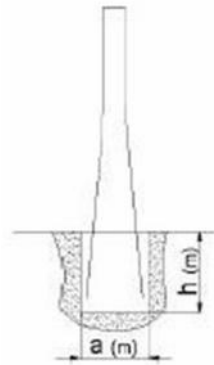
La torre que hará de soporte para el aerogenerador será proporcionada por el fabricante de éste. Será el modelo P-400 de celosía con una altura de 20 m. Los detalles aparecen en la *Tabla 9*.

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

**Tabla 9- Torre aerogenerador**

La torre estará anclada al suelo por su propia zapata de hormigón armado con cimentación profunda. La parte visible de la cimentación debe tener una pequeña inclinación para evitar que el agua de lluvia se quede sobre ella y oxide la torre.

De las tablas del manual de la torre P-400, teniendo en cuenta el CTE DB-SE-C, se calcula la zapata. Tomando en consideración un terreno de tipo normal.



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

Nota: K (kg/cm<sup>2</sup>)

Tabla 10- Cimentación

### 3. Sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico será diseñado suponiendo una producción constante anual por parte del aerogenerador (2.52 KW·h), por lo que los paneles serán los encargados de suministrar la energía restante para abastecer la demanda (Tabla 11):

		Energía eólica	Energía fotovoltaica
<b>E<sub>real necesaria</sub> verano (Wh/día)</b>	9276.5	2520	6756.5
<b>E<sub>real necesaria</sub> resto año (Wh/día)</b>	8358.8	2520	5838.8

Tabla 11- Reparto energía

El método empleado para el dimensionado será el establecido por PCT de IDAE. Se realiza el estudio para el mes más desfavorable, diciembre, el mes de menor radiación, y con la relación radiación/consumo más baja.

#### 3.1. Energía fotovoltaica disponible

La radiación solar sobre una superficie horizontal mensual se refleja en la Tabla 12, datos proporcionados por el Instituto Andaluz de la Energía.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	Ma y	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
G <sub>dm(0)</sub> (KW·h/(m <sup>2</sup> ·día))	2.6 3	3.2 1	4.5 5	5.9 1	7.0 8	7.7 7	8.0 0	7.2 5	5.4 1	3.8 4	2.6 8	2.1 2

Tabla 12- Radiación solar sobre superficie horizontal

### 3.2. Dimensionado mínimo exigido por el PCT de IDEA

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
Localidad		Los Barrios	
Latitud Ø		36.5	
$E_D$	kWh/día	5.84	Consumo de la carga
Período diseño		Diciembre	Mes de peor radiación ( $k=1.7$ )
$(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$		$(0, 46.5)$	$\alpha_{opt} = \alpha + 10$
$(\gamma, \delta)$		$(0, 30)$	
$G_{dm}(0)$	KW·h/(m <sup>2</sup> ·día)	2.12	Fuente: Instituto Andaluz de la Energía
FI		0.97	$FI = 1 - [1.2 \times 10^{-4}(\alpha - \alpha_{opt})^2 + 3.5 \times 10^{-5} \beta^2]$
FS		1	Factor de sombreado. Proyecto sin sombras
PR		0.6	Eficiencia energética global del sistema
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	KW·h/(m <sup>2</sup> ·día)	3.5	$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS$
$P_{mp, min}$	KWp	2.78	$P_{mp, min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR}$
$P_{mp, max}$	KWp	3.34	$P_{mp, max} = P_{mp, min} \cdot 1.2$

Tabla 13- Dimensionado según PCT de IDAE

### 3.3. Generador fotovoltaico

#### 3.3.1. Panel fotovoltaico seleccionado

El panel fotovoltaico seleccionado es el panel monocristalino BlueSolar SPM300-24. Algunos de sus datos técnicos aparecen en la siguiente tabla (Tabla 14), la descripción completa se encuentra en el Anexo 2.

Potencia pico (Wp)	300
Tensión nominal (V)	24
Tensión a la $P_{m\acute{a}x}$ (V)	36
Corriente a la $P_{m\acute{a}x}$ (A)	8.06
Corriente de cortocircuito (A)	8.56
Tensión en circuito abierto (V)	45.5

Tabla 14- Panel fotovoltaico



### 3.3.2. Configuración de paneles fotovoltaicos

La potencia nominal del aerogenerador  $P_{NG}$  se calcula según:

$$P_{NG} = E_D \cdot G_{CEM} \cdot F_{SG} / G_{dm} ( , )$$

La irradiancia en Condiciones Estándar de Medida ( $G_{CEM}$ ) está especificada como  $1000 \text{ W/m}^2$ .

El factor de seguridad ( $F_{SG}$ ) se estima según las características de la aplicación y del lugar, teniendo unos valores típicos entre 1,1 y 1,4, con valores inferiores para meteorología uniforme y aplicaciones no críticas, y elevados en zonas de insolación variable y aplicaciones críticas donde el generador será de mayor coste y dimensiones. En consecuencia, se decide tomar un valor intermedio algo más próximo al valor superior para compensar variabilidad meteorológica y aumentar la seguridad del servicio.

$$P_{NG} = E_D \cdot G_{CEM} \cdot F_{SG} / G_{dm} ( , ) = 5.84 \cdot 1 \cdot 1.3 / 3.5 = 2.17 \text{ KW}_P$$

Para cumplir con el PCT de IDAE, se establece:

$$P_{NG} = 3 \text{ KW}_P$$

A continuación, se determina la distribución de los paneles.

El número de paneles en serie viene dado por:

$$N_{\text{serie}} = V_{NG} / V_{NP}$$

Siendo  $V_{NG}$  la tensión nominal del generador, que para que sea la misma que la del resto de sistemas (eólico y acumulador) será de 48V; y  $V_{NP}$ , la tensión nominal del panel fotovoltaico seleccionado, es 24V.

$$N_{\text{serie}} = 48 / 24 = 2$$

El número de ramas en paralelo de paneles será:

$$N_{\text{paralelo}} = P_{NG} / (N_{\text{serie}} \cdot P_{NP}) = 3 / 2 \cdot 0.3 = 5$$

Finalmente el resultado de la configuración del generador fotovoltaico queda resumida en la *Tabla 15*:

Potencia nominal generador $P_{NG}$ (Wp)	3000
Tensión nominal generador $V_{NG}$ (V)	48
Potencia nominal panel $P_{NP}$ (Wp)	300
Tensión nominal panel $V_{NP}$ (V)	24
Nº total paneles	10
Nº paneles serie	2
Nº paneles paralelo	5

Tabla 15- Generador fotovoltaico

### 3.3.3. Distribución de paneles fotovoltaicos

Los paneles se distribuirán en 2 filas: una de 6 paneles en vertical y la otra, que estará delante mirando al sur, de 4 paneles en horizontal.

La separación entre las filas de paneles se establece de modo que al medio día o doce horas solares del día más desfavorable del año (altura solar mínima), que corresponde al 21 de diciembre, la sombra de la arista superior de una fila de colectores como máximo debe proyectarse sobre la arista inferior de la fila siguiente.

La altura solar mínima a las 12 horas solares será:

$$HM = 90 - \text{latitud} - 23 = 30.5$$

La distancia mínima entre filas será:

$$d = h \cdot \sin(a) / \tan(HM)$$

Donde:

h: longitud del panel (m)

a: inclinación del panel (grados)

$$d = h \cdot \sin(a) / \tan(HM) = 0.992 \cdot \sin(30) / \tan(30.5) = 0.753 \text{ m}$$

Respecto a la proyección de sombras por parte de árboles, casa, etc., en nuestro caso no existen problemas.

Los detalles de la distribución de los paneles están en el Plano 3.

### 3.4. Regulador fotovoltaico

El controlador debe tener una tensión nominal igual a la del generador de valor 48 V. Por la línea de generación circula toda la corriente del sistema ( $I_{ccGF}$ ), siendo la del controlador de carga ( $I_{RF}$ ) este valor multiplicado por un factor de seguridad de 1.25.

$$I_{RF} = 1.25 \cdot I_{ccGF} = 1.25 \cdot 42.8 = 53.5 \text{ A}$$

El regulador fotovoltaico elegido es el Power Tarom 4055 de Steca, algunas de sus características aparecen en la *Tabla 16*, y todos los detalles en el Anexo 3.

Tensión del sistema	48 V
Corriente máx. módulo	55 A
Corriente máx. carga	55 A
Sistema vigilancia baterías	SOC

Tabla 16- Regulador fotovoltaico

## 4. Sistema de acumulación eléctrica

La Capacidad útil del banco de baterías se calcula según:

$$C_{\text{útilB100}} = E_{RN\text{verano}} \cdot N_{\text{aut}} / (PD_{\text{max}} \cdot V_{NG})$$

Donde:

$E_{RN\text{verano}}$ : Energía real necesaria verano (caso más desfavorable).

$N_{\text{aut}}$ : nº días de autonomía del sistema, el PCT de IDAE, establece 3 como mínimo, en este caso se escoge 4.

$PD_{\text{max}}$ : Profundidad de descarga máxima de la batería, con el objetivo de preservar las condiciones de la batería el mayor tiempo posible, se adoptará una profundidad de descarga máxima de un 80% (máximo establecido por el PCT de IDAE).

$$C_{\text{útilB100}} = 9276.5 \cdot 4 / (0.8 \cdot 48) = 966.3 \text{ Ah}$$

$$C_{\text{útilB20}} = C_{\text{útilB100}} / 1.25 = 773.04 \text{ Ah}$$

La utilización de  $C_{20}$  en lugar de la  $C_{100}$ , lleva a sobredimensionar el acumulador un 25 %, pero se compensa con la pérdida de capacidad con el tiempo.

#### 4.1. Batería seleccionada

La batería elegida es BAT412201100 de Victron Energy, todas sus características aparecen detalladas en el Anexo 4, las más importantes en la *Tabla 16*:

Capacidad $C_{20}$ (Ah)	220
Tensión nominal $V_{NBat}$ (V)	12

Tabla 17- Batería

#### 4.2. Configuración banco de baterías

El número de baterías conectadas en serie viene dado por:

$$N_{BSerie} = V_{NG} / V_{NBat} = 48 / 12 = 4$$

La capacidad aportada es:

$$C_{20Total} = 4 \cdot C_{20} = 880 \text{ Ah} > C_{\text{útil}B20} = 773.04 \text{ Ah}$$

Por lo que no es necesario, poner más baterías en paralelo.

También se verifica la condición establecida por el PCT de IDAE:

$$C_{20Total} = 880 \text{ Ah} < 25 \cdot I_{ccGF}$$

$$\text{Siendo: } I_{ccGF} = I_{ccPanel} \cdot n^{\circ} \text{ paneles paralelo} = 8.56 \cdot 5 = 42.8 \text{ A}$$

$$C_{20Total} = 880 \text{ Ah} < 1070 \text{ A}$$

### 5. Sistema electrónico de potencia

El inversor debe tener una tensión nominal igual a la del generador de valor 48 V. La corriente del inversor corresponde a la potencia máxima de salida en AC (para determinar está potencia, se le aplicará un factor de simultaneidad de 1, según REBT), multiplicado por un factor de seguridad de 1.25, y dividido por su eficiencia y tensión nominal:

$$I_{NI} = 1.25 \cdot P_{\text{carga máx}} / \eta \cdot V_{NG} = 1.25 \cdot 1776 / 0.95 \cdot 48 = 48.68 \text{ A}$$

$$P_{Imín} = I_{NI} \cdot V_{NG} = 48.68 \cdot 48 = 2336.84 \text{ W}$$

#### 5.1. Inversor seleccionado

El aparato seleccionado es el Inversor Phoenix 48/5000 de Victron Energy. Las características están en el Anexo 5, algunas de ellas aparecen en la *Tabla 18*.

<b>Tensión (V)</b>	48
<b>Intensidad (A)</b>	93.75
<b>Potencia (W)</b>	4500
<b>Rendimiento %</b>	95

Tabla 18- Inversor

## 6. Autonomía de la instalación

Los días de autonomía de la instalación se calcula según el PCT de IDAE, mediante la expresión:

$$A_{\text{verano}} = C_{20} \cdot PD_{\text{max}} \cdot \text{inv} / (E_{\text{RNverano}} / V_{\text{NG}})$$

$$A_{\text{verano}} = 880 \cdot 0.8 \cdot 0.95 / (9276.5 / 48) = 3.46 \text{ días}$$

$$A_{\text{resto año}} = C_{20} \cdot PD_{\text{max}} \cdot \text{inv} / (E_{\text{RNresto año}} / V_{\text{NG}})$$

$$A_{\text{resto año}} = 880 \cdot 0.8 \cdot 0.95 / (8358.8 / 48) = 3.84 \text{ días}$$

## 7. Sistema de transporte de energía

### 7.1. División de tramos

El sistema de cableado se divide como establece la *Tabla 19*:

<b>Tramo 1</b>	Aerogenerador – Regulador eólico
<b>Tramo 2</b>	Regulador eólico – Baterías
<b>Tramo 3</b>	Paneles – Caja conexiones
<b>Tramo 4</b>	Caja conexiones – Regulador fotovoltaico
<b>Tramo 5</b>	Regulador fotovoltaico – Baterías
<b>Tramo 6</b>	Baterías – Inversor
<b>Tramo 7</b>	Inversor – Caja general de protección

Tabla 19- Tramos conductores

El Tramo 7, a efectos de diseño del conductor será considerado como acometida, teniendo en cuenta en su cálculo las especificaciones para dicha parte de la instalación presentes en el REBT.

Los Tramos 1, 4 y 7 se instalarán enterrados en zanja (excepto las partes que transcurran por la fachada de algún edificio o la torre soporte del aerogenerador), mientras que el resto de tramos estarán en canales 73072-2 de UNEX y canales 73072-3 de UNEX para el tramo en trifásica.

La zanja será de 0,4 x 0,9 m.



## 7.2. Cálculo de sección: criterio caída de tensión

La sección de los cables debe ser tal que las máximas caídas de tensión en ellos estén por debajo de las caídas de tensión máximas (C.d.t. máx (%)) establecidas para cada tramo según el PCT de IDAE y el REBT.

La expresión utilizada para el cálculo de la sección es:

$$S = 2 \cdot I \cdot L \cdot \cos \phi / (\gamma \cdot U \cdot \Delta U) \quad (\text{Cambiando el 2 por } \sqrt{3} \text{ para trifásica})$$

Donde:

$I$  = intensidad nominal (por fase en trifásica)(A)

$L$  = longitud del conductor (m)

$\gamma$  = conductividad del cobre ( $\text{m} / \Omega \cdot \text{mm}^2$ ) (Se tomará el valor de  $44 \text{ m} / \Omega \cdot \text{mm}^2$  correspondiente a la temperatura de  $90^\circ \text{C}$ , como caso más desfavorable)

$U$  = tensión del sistema (V)

$\Delta U$  = caída de tensión máxima admisible en la línea (%)

Por medio de esta expresión se obtendrá la sección mínima del cable para evitar los límites permitidos, sin embargo la sección elegida será la normalizada inmediatamente superior.

En la Tabla 20 queda todo detallado.

Tramo	Longitud (m)	Intensidad (A)	Tensión (V)	C.d.t.máx (%)	$S_{\min}$ ( $\text{mm}^2$ )	$S_{\text{normalizada}}$ ( $\text{mm}^2$ )	C.d.t.real (%)
1	47	42	48	1.5	107.9	120	1.35
2	2	125	48	1.5	15.78	16 (50)	1.48 (0.48)
3	10	12.5	48	1.5	7.89	10	1.18
4	12	62.5	48	1.5	47.35	50	1.3
5	2	62.5	48	1.5	7.89	10	1.18
6	2	46.25	48	1.5	5.84	10	0.88
7	6	9.65	230	0.5	3.96	10	0.2

Tabla 20- Conductores criterio caída de tensión

## 7.3. Cálculo de sección: criterio térmico

La sección de los cables ha de ser tal que la intensidad máxima admisible corregida por los factores que se establecen en el REBT sea superior a la intensidad del circuito

$$I_{\text{máx.adm}} = I_{\text{máx.adm.cond.}} \cdot F_{\text{te}} \cdot F_{\text{ag}} > I_c$$

Donde:

-  $F_{\text{te}}$ : factor de corrección por temperatura del terreno ( $F_{\text{te}} = 0.78$ )

-  $F_{\text{ag}}$ : factor de corrección por agrupación de cables ( $F_{\text{ag}} = 0.8$ )

El cable seleccionado es el RV-K 0,6/1 KV con aislamiento de XLPE (polietileno reticulado).

Tramo	$I_c$ (A)	$I_{\text{máx.adm}}$ (A)	$S_{\text{normalizada}}$ (mm <sup>2</sup> )	$I_{\text{máx.adm.cond.}}$ (A)
1	42	221.5	120	355
2	125	59.9 (143.52)	10 (50)	96 (230)
3	12.5	15.63	10	96
4	62.5	143.52	50	230
5	62.5	59.9 (143.52)	10 (50)	96 (230)
6	46.25	57.81	10	96
7	9.65	12.06	10	96

Tabla 21- Conductores criterio térmico

La sección final del tramo 2 será de 50 mm<sup>2</sup> para cumplir con el criterio térmico.

La sección final del tramo 5 será de 50 mm<sup>2</sup> para cumplir con el criterio térmico y simplificar la variedad de secciones necesarias.

## 8. Protecciones del sistema eléctrico

Los fusibles seleccionados para instalarlos entre los paneles y la caja de conexiones son de la casa Legrand, Fusible Tipo F 102 96 de 10A.

$$I_c < I_N < I_{\text{adm}}$$

$$8.06A < 10A < 15.63A$$

Los fusibles seleccionados para instalarlos, en cada fase, entre el aerogenerador y su regulador serán de la casa Legrand, Fusible Tipo gG 143 50 de 50A.

$$I_c < I_N < I_{\text{adm}}$$

$$42A < 50A < 221.5A$$

Estos fusibles irán en un portafusible de la misma casa, Portafusible Tipo Sp 215 04.

Los fusibles seleccionados para instalarlos entre la caja de conexiones y el regulador fotovoltaico serán de la casa Legrand, Fusible Tipo gG 153 80 de 80A.

$$I_c < I_N < I_{adm}$$

$$62.5A < 80A < 143.52A$$

Estos fusibles irán en un portafusible de la misma casa, Portafusible Tipo Sp 216 01.

Los fusibles seleccionados para instalarlos a la entrada del Inversor serán de la casa Legrand, Fusible Tipo gG 153 50 de 50A.

$$I_c < I_N < I_{adm}$$

$$46.25A < 50A < 57.81A$$

Estos fusibles irán en un portafusible de la misma casa, Portafusible Tipo Sp 216 01.

Los detalles sobre estos elementos aparecen en el Anexo 6.

La caja de conexiones es el modelo 920 52 de la casa Legrand, Anexo 8.

## 9. Puesta a tierra

El valor de la resistencia de tierra ( $R_t$ ) que se debe de conseguir viene dado por la expresión:

$$R_t = U_d / I_n$$

Donde:

$U_d$ : tensión de defecto que no debe superarse, según ITC-BT-18 del REBT que para este caso es  $U_d = 50V$ .

$I_n$ : sensibilidad del interruptor diferencial, según REBT para casos generales  $I_n = 30mA$ .

$$R_t = 50/0.03 = 1667$$

A continuación se elige el tipo y número de electrodos de forma que el conjunto presente un valor de resistencia menor o igual al establecido.

Se elige como electrodo la pica vertical de forma que la resistencia que presenta este tipo de electrodo, según el REBT ITC-BT-18, es:

$$R = \rho / L$$

Donde:

: resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ), en este caso valorando el terreno como cultivable y fértil, el REBT establece  $\rho = 50 \Omega \cdot m$

L: longitud de electrodo enterrado, como valor general se toma  $L=2m$ .

$$R = 50/2 = 25$$

Por tanto la instalación de puesta a tierra estará compuesta por un electrodo de pica vertical enterrada de 2 m de longitud.

El conductor de protección, según establece el REBT, es de  $35mm^2$  para conductor de cobre.

El interruptor diferencial será el mismo para las dos puestas a tierras. El modelo escogido es el CDB463D de la casa Hager.