

# CAPÍTULO 9:

## ANEXOS

### 9.1. Cálculos justificativos

#### 9.1.1. *Dimensionado final de la instalación*

- BTS 4/4/4

La configuración final elegida para la torre de dimensión 4/4/4 ha sido la siguiente:

- Energía producida: 26,4 kWh/día
- Parte correspondiente al generador fotovoltaico:  $60\% = 15,84$  kWh/día
- Parte correspondiente al banco de baterías:  $60\% \cdot 50\% = 7,92$  kWh/día
- Parte correspondiente al generador diesel:  $40\% = 10,56$  kWh/día

Los cálculos de dimensionado se han llevado a cabo con las fórmulas explicadas en el apartado 4 del capítulo 4.

(23)

$$P_{PV} = \frac{E}{Z_2 \cdot Z_3 \cdot Z_4 \cdot V}$$

<b>E</b>	26,4 kWh/día · 0,6
<b>Z<sub>2</sub></b>	5,39 kWh/m <sup>2</sup> /día
<b>Z<sub>3</sub></b>	0,947
<b>Z<sub>4</sub></b>	0,72
<b>V<sub>L</sub></b>	0,98
<b>V<sub>a</sub></b>	0,9
<b>V<sub>u</sub></b>	0,95
<b>V = V<sub>L</sub> · V<sub>a</sub> · V<sub>u</sub></b>	0,98 · 0,9 · 0,95

$$P_{PV} = \frac{15,84}{5,39 \cdot 0,947 \cdot 0,72 \cdot 0,83} = 5,193 kW_p$$

Como resultado se obtiene aproximadamente 5,2kW. Esto corresponde, en módulos fotovoltaicos de 200W<sub>p</sub> a 26 unidades:

$$\frac{5200W}{200W} = 26$$

Para dar mayor margen a la producción fotovoltaica, se ha decidido aumentar en uno la cantidad de módulos fotovoltaicos, obteniendo así 5,4kW y 27 paneles.

Para el dimensionado de la batería se ha utilizado la fórmula siguiente:

(24)

$$C = \frac{E \cdot N}{V_n \cdot u}$$

<b>E</b>	26,4 kWh/día · 0,6 · 0,5
<b>N</b>	1
<b>V<sub>n</sub></b>	48
<b>u</b>	0,3

$$C = \frac{7,92 \cdot 1}{48 \cdot 0,3} = 0,55 \text{ kAh}$$

El número de días de autonomía se reduce a 1 porque se dispone de un generador diesel de apoyo y, por lo tanto, nunca se quedará la instalación sin alimentación. Esto también implica que se pueda reducir la energía almacenada hasta la mitad, reduciendo así en gran medida el coste final.

El resultado final se redondea en este caso al alza, para reducir el consumo de diesel, 0,6kAh, correspondiendo a 3 baterías serie y 4 paralelo:

$$\frac{0,6 \text{ kAh}}{0,2 \text{ kAh @ C20}} = 3$$

$$\frac{48 \text{ V}}{12 \text{ V}} = 4$$

Por último, se dimensiona el regulador de carga y el gestor de redes. Como ya se ha comentado en el capítulo 4, para dimensionar el regulador se utiliza la siguiente ecuación:

$$I_{reg} \geq I_{sc_{pv}} \times n^{\circ} \text{ paneles}_{\text{paralelo}} \times 1,25 \quad (25)$$

$$n^{\circ} \text{ Paneles}_{\text{paralelo}} \leq \frac{40 \text{ A}}{8,2 \text{ A} \cdot 1,25}$$

$$n^{\circ} \text{ Paneles}_{\text{paralelo}} \leq 3,9$$

Solo se puede crear un generador fotovoltaico de 3 paneles paralelo como mucho por cada regulador de carga, por lo tanto, la distribución más adecuada de paneles será de 3x3 o 3x2.

Como límite de paneles en serie, la tensión de circuito abierto del generador no puede superar nunca los 140V:

$$\frac{140V}{33,1V} = 4,22$$

Se permite colocar hasta 4 paneles en serie por cada regulador de carga, pero si queremos añadir un margen de seguridad, lo mejor es utilizar tres como mucho.

Al utilizar finalmente 27 módulos fotovoltaicos, la distribución por regulador será de 9-9-9, 3 serie y 3 paralelo, consiguiendo una potencia de pico de 1805,76kW por generador fotovoltaico.

Únicamente se utilizará un gestor de redes, donde irán conectados los tres reguladores de carga, el generador diesel, las baterías y la carga del sistema.

- BTS 2/2/2

La configuración final elegida para la torre de dimensión 2/2/2 ha sido la siguiente:

- Energía producida: 13,8 kWh/día
- Parte correspondiente al generador fotovoltaico: 70% = 9,66 kWh/día
- Parte correspondiente al banco de baterías: 70%·50% = 4,83 kWh/día
- Parte correspondiente al generador diesel: 30% = 4,14 kWh/día

$$P_{pv} = \frac{9,66}{5,39 \cdot 0,947 \cdot 0,72 \cdot 0,83} = 3,16kW \approx 3,2kW \rightarrow 3,6kW$$

$$\frac{3600W}{200W} = 18 \text{ paneles}$$

Distribución de paneles:

3x3 para el primer regulador.

3x3 para el segundo regulador.

$$C = \frac{4,83 \cdot 1}{48 \cdot 0,3} = 0,33 \text{ kAh} \rightarrow 0,2 \text{ kAh}$$

#### Distribución de baterías:

Banco de baterías 4x1 de 200Ah@C20 y 12V cada una.

### 9.1.2. Corrientes y tensiones

Se calculan las diferentes corrientes y tensiones existentes en la instalación, partiendo de los paneles fotovoltaicos. Estos datos ayudarán a dimensionar el cableado y las protecciones.

Los valores máximos de trabajo de corriente y tensión de los módulos Hyundai HiS-M200SF son de 7,60A y 26,40V respectivamente. Por cada generador se tendrá:

**(26)**

$$\text{Generador\_FV\_3x3} \begin{cases} V = 26,40\text{V} \cdot 3 = 79,20\text{V} \\ I = 7,60\text{A} \cdot 3 = 22,80\text{A} \\ P = V \cdot I = 79,20\text{V} \cdot 22,80\text{A} = 1805\text{W} \end{cases}$$

Con un rendimiento del 98% del regulador de carga, a la salida se tendrá una potencia de:

$$P = 0,98 \cdot 1805\text{W} = 1769\text{W}$$

Conociendo que la tensión nominal de salida del regulador ha de ser de 48V, se obtiene la corriente de salida:

$$I = \frac{P}{V} = \frac{1769\text{W}}{48\text{V}} = 36,85\text{A}$$

Los reguladores de carga trabajan en paralelo, por lo tanto, las corrientes de salida se unirán en el punto de conexión:

$$\text{BTS\_4/4/4} \{ 36,85\text{A} \cdot 3 = 110,55\text{A} \rightarrow 110,55\text{A} \cdot 48\text{V} = 5306\text{W}$$

$$\text{BTS\_2/2/2} \{ 36,85\text{A} \cdot 2 = 73,70\text{A} \rightarrow 73,70\text{A} \cdot 48\text{V} = 3537\text{W}$$

El gestor de redes permite trabajar con hasta 200A y 63V máximos en continua, así que no surgirá ningún problema.

La potencia que irá a parar al banco de baterías será como máximo, en el peor caso, la mitad de la producida por los paneles fotovoltaicos. Con este dato y teniendo en cuenta el rendimiento del gestor de redes, se calcula la corriente máxima que circulará por el conductor del banco de baterías.

$$BTS_{-4/4/4} \left\{ \frac{5306W}{2} \cdot 0,95 = 2520W \rightarrow \frac{2520W}{48V} = 52,5A \right.$$
$$BTS_{-2/2/2} \left\{ \frac{3537W}{2} \cdot 0,95 = 1680W \rightarrow \frac{1680W}{48V} = 35A \right.$$

El corriente de entrada de la carga se calcula con sus características eléctricas. La torre de dimensión 4/4/4 tiene como tensión nominal máxima 48V y potencia máxima 1,4kW. La torre 2/2/2 tiene como tensión nominal máxima 48V y potencia máxima 0,8kW.

$$BTS_{-4/4/4} \left\{ I = \frac{1400W}{48V} = 29,17A \right.$$
$$BTS_{-2/2/2} \left\{ I = \frac{800W}{48V} = 16,67A \right.$$

De la parte de alterna, el generador diesel tiene una potencia aparente de 5500VA. Suponiendo un factor de potencia igual a la unidad, se obtiene la corriente máxima de trabajo:

$$I = \frac{5500VA}{230V} = 23,91A$$

### 9.1.3. Dimensionado del cableado

Se realizarán los cálculos observando la intensidad máxima admisible [Norma UNE 20460-5-523], ya que ofrecen valores más restrictivos. Se utilizarán las siguientes fórmulas:

- Corriente continua:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{\Delta V} \quad (27)$$

- Corriente alterna monofásica:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho \cdot \cos \varphi}{\Delta V} \quad (28)$$

Donde:

S = sección mínima del conductor

L = longitud máxima del conductor

$\rho$  = resistividad en  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

$\cos \varphi$  = factor de potencia

$\Delta V$  = Caída de tensión máxima admisible

Para determinar la sección mínima de los conductores se establece como caída de tensión máxima un 1% (el pliego de condiciones técnicas español establece como 3% la caída de tensión máxima permitida) en cada tramo de cable de la instalación. En la parte de corriente alterna se establece una caída de tensión de 1,5%.

Todos los conductores serán de cobre, con resistividad de  $0,018 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  a  $20^\circ\text{C}$ .

-Tramo generador fotovoltaico a regulador de carga:

$$S = \frac{2 \cdot 3\text{m} \cdot 22,80\text{A} \cdot 0,018 \Omega \text{mm}^2 / \text{m}}{0,0179,20\text{V}} = 3,11 \text{mm}^2 \rightarrow 6 \text{mm}^2$$

Como este cable irá enterrado hasta el regulador de carga, la sección mínima establecida en la ITC-BT-07 española para conductores de cobre subterráneos con aislamiento PVC es de  $6 \text{mm}^2$ . La intensidad máxima admisible para este tipo

de cable con conductor de cobre de sección 6mm<sup>2</sup> en servicio permanente es de 77,17A según la instrucción (aplicando un factor de corrección de 1,225 por ser dos conductores unipolares).

-Tramo conexión entre reguladores:

$$S = \frac{2 \cdot 4m \cdot 36,85A \cdot 0,018\Omega mm^2 / m}{0,0148V} = 11,05mm^2 \rightarrow 16mm^2$$

Este cable irá igualmente enterrado con aislamiento PVC. La sección normalizada inmediatamente posterior es de 16mm<sup>2</sup>, con intensidad máxima admisible de 134,75A (con factor de corrección 1,225 por ser dos conductores).

-Tramo punto de conexión entre reguladores de carga a gestor de redes:

$$BTS_{-4/4/4} \left\{ S = \frac{2 \cdot 10m \cdot 110,55A \cdot 0,018\Omega mm^2 / m}{0,0148V} = 82,91mm^2 \rightarrow 95mm^2 \right.$$

$$BTS_{-2/2/2} \left\{ S = \frac{2 \cdot 10m \cdot 73,70A \cdot 0,018\Omega mm^2 / m}{0,0148V} = 55,27mm^2 \rightarrow 70mm^2 \right.$$

Las secciones normalizadas según la instrucción para los cables enterrados serán de 95mm<sup>2</sup> y 70mm<sup>2</sup> con intensidades máximas permitidas de 355,25A y 300,12A respectivamente (con factor de corrección 1,225 por ser dos conductores).

-Tramo gestor de redes a baterías:

$$BTS_{-4/4/4} \left\{ S = \frac{2 \cdot 3m \cdot 52,50A \cdot 0,018\Omega mm^2 / m}{0,0148V} = 11,81mm^2 \rightarrow 16mm^2 \right.$$

$$BTS_{-2/2/2} \left\{ S = \frac{2 \cdot 3m \cdot 35A \cdot 0,018\Omega mm^2 / m}{0,0148V} = 7,87mm^2 \rightarrow 10mm^2 \right.$$

En el interior del cobertizo, los conductores no irán enterrados, sino que se utilizarán tubos en montaje superficial siguiendo la instrucción española ITC-BT-19. La intensidad máxima permitida para este tipo de montaje y con aislamiento PVC es de 66A para sección 16mm<sup>2</sup> y 50A para sección 10mm<sup>2</sup>.



-Tramo generador diesel a gestor de redes:

$$S = \frac{2.3m \cdot 23,91A \cdot 0,018\Omega mm^2 / m}{0,015 \cdot 230V} = 0,75mm^2 \rightarrow 6mm^2$$

Este cable será de conductor bipolar (fase y neutro) con montaje superficial y aislamiento PVC. Aunque la sección mínima inmediatamente posterior es de  $1,5mm^2$ , la intensidad máxima admisible no es suficiente, por lo tanto se utilizará un cable de sección  $6mm^2$  e intensidad máxima permitida de 32A.

-Tramo gestor de redes a carga:

$$BTS_{-4/4/4} \left\{ S = \frac{2.3m \cdot 29,17A \cdot 0,018\Omega mm^2 / m}{0,0148V} = 6,56mm^2 \rightarrow 10mm^2 \right.$$

$$BTS_{-2/2/2} \left\{ S = \frac{2.3m \cdot 16,67A \cdot 0,018\Omega mm^2 / m}{0,0148V} = 3,75mm^2 \rightarrow 4mm^2 \right.$$

Por último, el cable que conecta el gestor de redes con la carga estará igualmente en el interior del cobertizo con montaje superficial y aislamiento PVC. Las secciones normalizadas inmediatamente posteriores para los dos tipos de torres son de  $10mm^2$  y  $4mm^2$ , con intensidades máximas permitidas de 50A y 27A respectivamente.

#### 9.1.4. Dimensionado de las protecciones

Para elegir las características del fusible, se calcula la corriente de corte con un margen de seguridad. Este valor obtenido se redondea a la baja para aumentar la seguridad y no permitir el paso de demasiada corriente.

Es aconsejable colocar fusibles entre el generador fotovoltaico y el regulador de carga, el gestor de redes y las baterías y el gestor de redes y la carga. El coste de los fusibles no es muy elevado en una instalación de este tipo y siempre es mejor disponer de varias protecciones.

El fusible debe cumplir con la ecuación siguiente [Norma UNE 20460-4-43:2003]:

$$I_b \leq I_n \leq 0,9 \cdot I_z \quad (29)$$

Donde:

$I_b$  = intensidad del circuito a proteger (A)

$I_n$  = intensidad nominal del fusible (A)

$I_z$  = intensidad máxima admisible del conductor (A)

Para dimensionar el fusible del generador fotovoltaico, se toma como corriente del circuito la corriente de cortocircuito (pero caso). El resultado debe ser menor a la intensidad máxima admisible por el conductor y por el regulador.

$$(8,2A3) \leq I_n \leq 0,9 \cdot 77,17A$$

La intensidad máxima del conductor es 77A pero la intensidad máxima de entrada del regulador es 30A. El fabricante del regulador aconseja no utilizar fusibles superiores a una corriente nominal de 30A, así que se colocará uno de estas características a la salida de cada generador fotovoltaico como protección.

A continuación se dimensiona el fusible para el banco de baterías:

$$BTS\_4/4/4 \{ 52,50A \leq I_n \leq 0,9 \cdot 66A$$

$$BTS\_2/2/2 \{ 35A \leq I_n \leq 0,9 \cdot 50A$$

Para la BTS 4/4/4 se utilizará un fusible de 55A y para la torre BTS 2/2/2 un fusible de 40A.

El último fusible será para proteger la carga de sobreintensidades:

$$BTS\_4/4/4 \{ 29,17A \leq I_n \leq 0,9 \cdot 50A$$

$$BTS\_2/2/2 \{ 16,67A \leq I_n \leq 0,9 \cdot 27A$$

Los valores nominales de los fusibles serán de 40A para la BTS 4/4/4 y 20A para la BTS 2/2/2.

También es posible proteger los paneles fotovoltaicos en serie contra las sobreintensidades causadas por las sombras mediante fusibles de 12A, pero en esta instalación no debería existir ese problema.

Para ofrecer protección en la parte de alterna, se utilizará un interruptor automático. Para dimensionarlo se seguirá un procedimiento similar al de los fusibles [Norma UNE 20460-4-43:2003]:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (30)$$

Donde:

$I_b$  = intensidad del circuito a proteger (A)

$I_n$  = intensidad nominal del elemento de protección (A)

$I_z$  = intensidad máxima admisible del conductor (A)

La corriente nominal del tramo de alterna es de 23,91A y la corriente máxima permitida en el conductor es de 32A. Se escoge un interruptor automático de 30A:

$$23,91A \leq 30A \leq 32A$$

#### *9.1.5. Red de puesta a tierra*

Según la instrucción española ITC-BT-18, el electrodo de puesta a tierra ha de dimensionarse de manera que su resistencia de tierra no permita una tensión de contacto superior a 24V en cualquier masa del circuito. Según el REBT, se aconseja que la resistencia de tierra no supere los  $37\Omega$  en las instalaciones, permitiendo una corriente de fuga de hasta 645mA, o de  $80\Omega$  permitiendo corrientes de fuga de hasta 300mA.

Como ya se ha comentado, los conductores de protección tendrán la misma sección que los conductores de trabajo. Los conductores también serán de cobre e irán por la misma canalización que los activos. Se puede obtener la resistencia de cada tramo:

(31)

$$\begin{aligned}
R_{FV-RC} &= \rho \frac{l}{s} = 0,018 \Omega \cdot m / mm^2 \cdot \frac{3m}{6mm^2} = 0,009 \Omega \rightarrow 9m\Omega \\
R_{RC-RC} &= \rho \frac{l}{s} = 0,018 \Omega \cdot m / mm^2 \cdot \frac{4m}{16mm^2} = 0,0045 \Omega \rightarrow 4,5m\Omega \\
R_{RC-puesta\_tierra} &= \begin{cases} BTS 4/4/4 : \rho \frac{l}{s} = 0,018 \Omega \cdot m / mm^2 \cdot \frac{5m}{95mm^2} = 0,0009 \Omega \rightarrow 0,94m\Omega \\ BTS 2/2/2 : \rho \frac{l}{s} = 0,018 \Omega \cdot m / mm^2 \cdot \frac{5m}{70mm^2} = 0,0013 \Omega \rightarrow 1,3m\Omega \end{cases} \\
R_{puesta\_tierra-GR} &= R_{RC-puesta\_tierra} \\
R_{GR-Baterias} &= \begin{cases} BTS 4/4/4 : \rho \frac{l}{s} = 0,018 \Omega \cdot m / mm^2 \cdot \frac{3m}{16mm^2} = 0,0034 \Omega \rightarrow 3,4m\Omega \\ BTS 2/2/2 : \rho \frac{l}{s} = 0,018 \Omega \cdot m / mm^2 \cdot \frac{3m}{10mm^2} = 0,0054 \Omega \rightarrow 5,4m\Omega \end{cases} \\
R_{GR-generadorDiesel} &= \rho \frac{l}{s} = 0,018 \Omega \cdot m / mm^2 \cdot \frac{3}{6mm^2} = 0,009 \Omega \rightarrow 9m\Omega \\
R_{GR-Carga} &= \begin{cases} BTS 4/4/4 : \rho \frac{l}{s} = 0,018 \Omega \cdot m / mm^2 \cdot \frac{3}{10mm^2} = 0,0054 \Omega \rightarrow 5,4m\Omega \\ BTS 2/2/2 : \rho \frac{l}{s} = 0,018 \Omega \cdot m / mm^2 \cdot \frac{3}{4mm^2} = 0,0135 \Omega \rightarrow 13,5m\Omega \end{cases}
\end{aligned}$$

Para el conductor de unión entre el punto de puesta a tierra y la toma de tierra se utilizará un conductor de sección 70mm<sup>2</sup> y 95mm<sup>2</sup> según el tipo de torre.

La resistencia total del cable en el peor caso que se puede dar es de:

-BTS 4/4/4:

$$R_{FV-RC} + R_{RC-RC} + R_{RC-puesta\_tierra} + R_{ConductorTierra} = 9m\Omega + 4,5m\Omega + 1,3m\Omega + 1,3m\Omega = 16,1m\Omega$$

(32)

-BTS 2/2/2:

$$R_{FV-RC} + R_{RC-RC} + R_{RC-puesta\_tierra} + R_{ConductorTierra} = 9m\Omega + 4,5m\Omega + 0,94m\Omega + 0,94m\Omega = 15,38m\Omega$$

Para calcular la resistencia de los electrodos respecto a tierra, conociendo que la resistencia máxima permitida es de 80Ω, debe restarse la resistencia total del cableado en el peor caso:

$$R_{tomaTierra} = R_{tierra\_MAX} - R_{cableado} = 80\Omega - 16,1 \cdot 10^{-3} \Omega = 79,98\Omega$$

$$R_{tomaTierra} = R_{tierra\_MAX} - R_{cableado} = 80\Omega - 15,38 \cdot 10^{-3} \Omega = 79,98\Omega$$

(33)

Mediante la fórmula ofrecida en la ITC-BT-18, se calcula la resistencia de los electrodos, que serán picas verticales de 1,5m. Es necesario también conocer la resistividad del terreno. Como este dato no es conocido, se realizará un cálculo aproximado mediante terreno de arena arcillosa (muy común en zonas rurales) con la mayor resistividad ( $500\Omega\cdot m$ ).

**(34)**

$$R = \frac{r}{L} = \frac{500\Omega m}{1,5} = 333,33\Omega$$

Donde:

R = Resistencia total de los electrodos ( $\Omega$ )

r = resistividad del terreno ( $\Omega\cdot m$ )

L = longitud de la pica (m)

Por último se debe calcular el número de picas verticales en paralelo que corresponde a esa resistencia:

$$n^{\circ} \text{ electrodos} = \frac{333,33\Omega}{79,98\Omega} = 4,17 \Rightarrow 5 \text{ electrodos _ paralelo}$$

**(35)**

#### *9.1.6. Resistencia al viento*

Nueva Delhi tiene una media anual de 10,2km/h según los datos meteorológicos de la zona. La velocidad d viento máxima que se ha registrado ha sido en noviembre con 85,2km/h.

Para asegurar los paneles fotovoltaicos con una fuerte resistencia al viento deberá utilizarse una estructura soporte que aguante una velocidad máxima igual a la máxima registrada con un margen de seguridad del 20%, es decir, la estructura deberá aguantar mínimo una velocidad del viento de 100km/h aproximadamente.

Se deja en manos de una empresa especializada la elección de la estructura y el estudio de fuerzas.

## 9.2. Resumen del presupuesto

A continuación se realiza un resumen de la inversión inicial realizada en cada caso. No se incluye el precio de ingeniería, seguridad y salud o el coste de mano de obra.

**Tabla 40.** Resumen de la inversión inicial del proyecto en la torre BTS 4/4/4.

<b>BTS 4/4/4</b>				
<b>Comp.</b>	<b>Caract.</b>	<b>Precio u.</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Total</b>
Módulo FV	Hyundai HiS-200M de 200Wp	280,00€	27	7.560,00€
Estructura FV	Estructura y montaje de los paneles	1.250,00€	1	1.250,00€
Batería	Rolls Serie 4000 de 200Ah@C-20 y 12V	281,60€	24	6.758,40€
Regulador de carga	Sunny Island Charger 40A	680,00€	3	2.040,00€
Gestor de redes	Sunny Island 5048	2.190,00€	1	2.190,00€
Cableado y protecciones	Coste estimado	840,00€	1	840,00€
Transporte		1.500,00€	1	1.500,00€
Vallado de seguridad		670,00€	1	670,00€
Margen	Otros componentes que puedan hacer falta, como el cobertizo		20%	4.561,68€
<b>Total</b>				<b>27.370,08€</b>

**Tabla 41.** Resumen de la inversión inicial del proyecto en la torre BTS 2/2/2.

<b>BTS 2/2/2</b>				
<b>Comp.</b>	<b>Caract.</b>	<b>Precio u.</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Total</b>
Módulo FV	Hyundai HiS-200M de 200Wp	280,00€	18	5.040,00€
Estructura FV	Estructura y montaje de los paneles	1.250,00€	1	1.250,00€
Batería	Rolls Serie 4000 de 200Ah@C-20 y 12V	281,60€	8	2.252,80€
Regulador de carga	Sunny Island Charger 40A	680,00€	2	1.360,00€
Gestor de redes	Sunny Island 5048	2.190,00€	1	2.190,00€
Cableado y protecciones	Coste estimado	840,00€	1	840,00€
Transporte		1.500,00€	1	1.500,00€
Vallado de seguridad		670,00€	1	670,00€
Margen	Otros componentes que puedan hacer falta, como el cobertizo		20%	3.020,56€
<b>Total</b>				<b>18.123,36€</b>

### 9.3. Impacto ambiental

La energía solar fotovoltaica, al igual que otras energías renovables, es menos perjudicial para el medio ambiente que los métodos de obtención de energía mediante combustibles fósiles, en cuanto a residuos, contaminación o modificación del paisaje.

- La producción de electricidad mediante radiación solar no requiere combustión, por lo que no produce emisión de CO<sub>2</sub>.
- En la fabricación de las células fotovoltaicas generalmente se utiliza silicio. El silicio es muy abundante en la naturaleza y cantidad para fabricar una célula es mínima, por lo que no es necesario realizar grandes alteraciones en el terreno.
- No se produce ninguna contaminación de acuíferos o aguas superficiales.
- La utilización de cableado subterráneo elimina los tendidos eléctricos y los peligros para las aves.
- Los paneles fotovoltaicos tienen una gran capacidad de integración, pudiendo adaptarse a diferentes estructuras y eliminar así el impacto visual.
- Las instalaciones fotovoltaicas son totalmente silenciosas.

Por otra parte, los principales impactos según la situación pueden ser los siguientes:

- Algunas veces es necesario eliminar la cubierta vegetal de la zona, eliminando también el hábitat de la fauna y provocando erosión.
- Si no es posible la integración de los paneles en tejados, cubiertas u otras estructuras similares, causa impacto paisajístico.

Utilizando como referencia los datos ofrecidos por The Engineering ToolBox, página web que ofrece herramientas informáticas de cálculos de ingeniería, la emisión específica de CO<sub>2</sub> en un motor diesel es de 0,24kg/kWh. Con la nueva instalación se evita una emisión anual de CO<sub>2</sub> por torre de:

$$\begin{aligned}
 & \left\{ \begin{aligned} & 26,40 \text{ kWh} / \text{día} - 10,56 \text{ kWh} / \text{día} = 15,84 \text{ kWh} / \text{día} \\ & 15,84 \frac{\text{kWh}}{\text{día}} \cdot 0,24 \frac{\text{kg}}{\text{kWh}} = 3,8 \text{ kg} / \text{día} \\ & 3,8 \text{ kg} / \text{día} \cdot 365 \text{ días} = 1.387,58 \text{ kg} / \text{año} \end{aligned} \right. \\
 & \left\{ \begin{aligned} & 13,80 \text{ kWh} / \text{día} - 4,14 \text{ kWh} / \text{día} = 9,66 \text{ kWh} / \text{día} \\ & 9,66 \frac{\text{kWh}}{\text{día}} \cdot 0,24 \frac{\text{kg}}{\text{kWh}} = 2,3 \text{ kg} / \text{día} \\ & 2,3 \text{ kg} / \text{día} \cdot 365 \text{ días} = 846,21 \text{ kg} / \text{año} \end{aligned} \right.
 \end{aligned}$$

**(36)**



## 9.4. Presentación de planta test en EUETIB

Durante el desarrollo del proyecto presente, se ha comenzado el montaje de una planta test en la Escola Universitària d'Enginyeria Tècnica Industrial de Barcelona (EUETIB) que ha sido imposible terminar por falta de tiempo.

Con este anexo se pretende dar a conocer la planta test mediante los conocimientos adquiridos durante el desarrollo de esta, y que pueda servir de ayuda o guía para futuros proyectos.

Los componentes facilitados por la empresa SunEnergy S.L. han sido los siguientes:

- Inversor FV Sunny Boy 1100
- Inversor eólico Windy Boy 1200
- Inversor H<sub>2</sub> Hydro Boy 1324 (no se utilizará de momento)
- Sistema de monitorización Sunny Web Box
- Controlador de carga Sunny Island Charger 40 – MPPT
- Baterías Hoppecke 12V/150Ah
- Cables y conectores



La idea inicial es utilizar una fuente de alimentación CC para simular los paneles fotovoltaicos y conectarla al regulador de carga y los inversores. El regulador y los inversores irán conectados al gestor de redes, donde también estarán conectadas las baterías. Para terminar, mediante el WebBox, se comunicará el gestor de redes con un ordenador mediante RS-485 y se podrán realizar simulaciones del equipo.

Para colocar los componentes se ha buscado un soporte que pueda aguantar el peso del Sunny Island (63Kg) y los otros 3 componentes fotovoltaicos. Es esencial que estén colgados verticalmente, ya que algunos dispositivos, como el SI-5048, pueden sufrir una condensación dentro del equipo si trabajan en horizontal. Además, el aire debe penetrar por debajo del equipo y ser expulsado por la parte superior para una buena ventilación. Por último, tanto los inversores como el regulador poseen los conectores en la parte inferior.



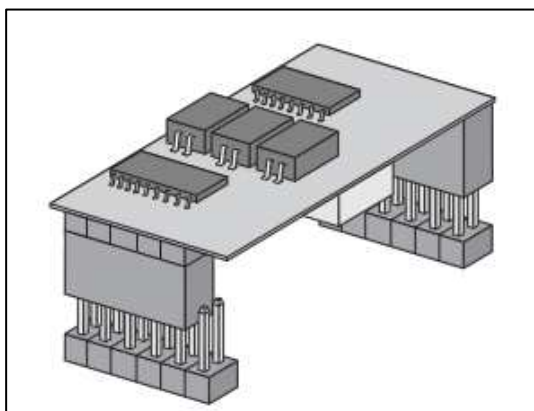
El conexionado eléctrico se hará siguiendo el manual de cada componente. Las protecciones serán las necesarias para que el equipo pueda ser manipulado sin peligro, y se recogerán en un cuadro eléctrico.

La primera vez que se ponga en funcionamiento el SI-5048, deberá configurarse mediante el panel frontal con las características de la instalación siguiendo el manual del equipo.

Para monitorizar la planta test, se comunicará el SI-5048 con el WebBox mediante un bus de comunicación RS-485. Para ello hará falta utilizar una tarjeta 485PB.



La tarjeta 485PB permite al equipo la comunicación RS-485. La señal azul de la imagen señala donde debe ir colocada la tarjeta. En la última fila de pins, los 2 pins de más a la derecha quedan libres.



La salida del cable de comunicación RS485 deberá ir en el conector "ComSmaOut" señalado en rojo mediante RJ45.

La entrada del cable de comunicación a WebBox necesita un conector Combicon de 4 polos, incorporado en la caja. Al utilizarse dos tipos de conectores distintos, se necesita una relación de pins.



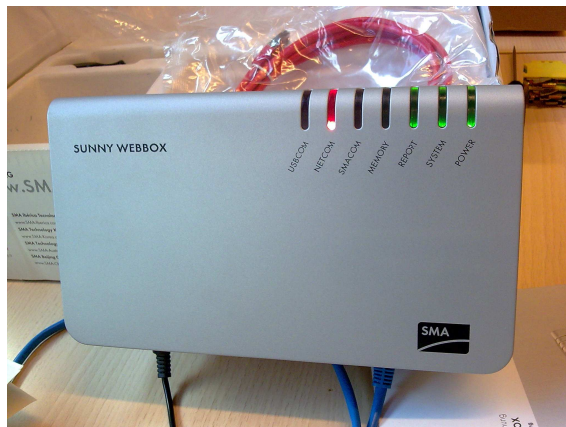
<b>RS485</b>	<b>Pins del equipo de comunicación (Combicon 4 polos)</b>	<b>Conector hembra RJ45</b>
GND	5	2
Data+	2	3
Data-	7	1

La longitud y la calidad del cable influyen en la señal. El cable deberá estar apantallado y con conductores trenzados de dos en dos para conseguir la señal diferencial del RS485.

A la izquierda del conector Combicon del WebBox se encuentra la ranura para puentes J1. Los puentes asisten a la tensión previa de la señal y garantizan una calidad de la señal suficientemente buena del bus RS485. En el tipo de conexión que se está realizando, el WebBox se encuentra en uno de los extremos del bus, por lo tanto, deberá utilizarse un puente en la ranura J1A tal y como especifica el manual técnico.



Una vez conectado el cable de comunicación, se conecta el WebBox al ordenador mediante el cable azul facilitado por el fabricante. Siguiendo las instrucciones del manual, se realiza la configuración de red y se activa el producto mediante una dirección IP. Por último, se conecta el WebBox a la red local mediante el cable rojo facilitado por el fabricante y se termina de configurar. Una vez configurado, se puede registrar la instalación en la página web [www.sunnyportal.com](http://www.sunnyportal.com) para tener acceso a ella en cualquier ordenador.



Con el dispositivo WebBox se puede monitorizar el gestor de redes desde el ordenador e incluso realizar gráficas y recogidas de datos si se utiliza un software específico proporcionado en la página del fabricante.

También es posible comunicar el WebBox con los inversores, utilizando igualmente tarjetas 485PB.

Como posible ampliación de la planta test, puede instalarse un monitor en la pared superior de la mesa de trabajo, para mostrar la información en futuras pruebas o prácticas realizadas.

## 9.5. Código fuente de la simulación Matlab

```
function Ia = Hyundai(Va, Irra, TaC)
```

```
% Modelo para el panel solar Hyundai HiS-M
```

```
% Determina la corriente dada la tensión, la irradiancia y la temperatura
```

```
% Uso: Ia = Hyundai(Va, Irra, TaC)
```

```
% Ia ---> Corriente por el panel en A
```

```
% Va <--- Tensión en el panel en V
```

```
% Irra <- Irradiancia en el panel en W/m^2
```

```
% TaC <-- Temperatura en el panel en grados Celsius
```

```
% Constantes universales
```

```
k = 1.38e-23; % Constante de Boltzman
```

```
q = 1.60e-19; % Carga del electrón
```

```
% Constantes tecnológicas del panel solar
```

```
A = 1.2; % Factor de calidad de la unión, =1.2 para Si cristalino, ~2 para Si amorfo
```

```
Vg = 1.12; % Tensión de band-gap, 1.12eV para Si cristalino, 1.75eV para Si amorfo
```

```
Ns = 54; % number of series connected cells (diodes)
```

```
% Parámetros eléctricos del módulo a 25°C
```

```
T1 = 273 + 25;
```

```
Voc_T1 = 33.1 / Ns; % Tensión de circuito abierto a 25°C
```

```
Isc_T1 = 8.2; % Corriente de cortocircuito a 25°C
```

```
% Parámetros eléctricos del módulo a 75°C
```

```
T2 = 273 + 75;
```

```
Voc_T2 = 27.804 / Ns; % Tensión de circuito abierto a 75°C
```

```
Isc_T2 = 8.4296; % Corriente de cortocircuito a 75°C
```

```
TaK = 273 + TaC; % Temperatura de funcionamiento del módulo
```

```
Suns = Irra / 1000; % Paso de W/m^2 a Soles (1 Sol = 1000 W/m^2)
```

```
Iph_T1 = Isc_T1 * Suns;
```

```
a = (Isc_T2 - Isc_T1)/Isc_T1 * 1/(T2 - T1);
```

```
Iph = Iph_T1 * (1 + a*(TaK - T1));
```

```
Vt_T1 = A * k * T1 / q; % Tensión térmica a la temperatura T1
```

```
Ir_T1 = Isc_T1 / (exp(Voc_T1/Vt_T1)-1);
```

```
b = Vg * q/(A*k);
```

```
Ir = Ir_T1 * (TaK/T1).^(3/A) .* exp(-b.*(1./TaK - 1/T1));
```

```
X2v = Ir_T1/Vt_T1 * exp(Voc_T1/Vt_T1);
```

```
dVdI_Voc = -1.15/Ns/2; % dV/dI a Voc por célula (gráficas de fabricante)
```

```
Rs = -dVdI_Voc - 1/X2v; % Resistencia serie por célula
```

$V_{t\_Ta} = A * k * T_{aK} / q;$  % Tensión térmica a la temperatura del panel

$V_c = V_a / N_s;$

$I_a = \text{zeros}(\text{size}(V_c));$

for j = 1:5;

$I_a = I_a - (I_{ph} - I_a - I_r * (\exp((V_c + I_a * R_s) / V_{t\_Ta}) - 1)) ./ \dots$   
 $(-1 - (I_r * (\exp((V_c + I_a * R_s) / V_{t\_Ta}) - 1)) * R_s / V_{t\_Ta});$

end

## 9.6. Pliego de Condiciones Técnicas



## 9.7. Datasheets