



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

Análisis técnico y económico para la implantación
de sistemas de iluminación fotovoltaica conectados
a la red eléctrica

ANEXOS

TOMO 2/2

Autor

Alfonso Pérez Sáenz

Director

Miguel Ángel Lozano Serrano

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

Diciembre 2013

INDICE DE CONTENIDOS

ANEXO I: Ejemplos de sistemas de energía fotovoltaica en aplicaciones de Iluminación

ANEXO II: Fundamentos teóricos y modelado de los equipos de la instalación

1. PANEL FOTOVOLTAICO.....	2
1.1 ELECCIÓN DEL TIPO DE PANEL FOTOVOLTAICO.....	2
1.2 CALCULO DE LA RADIACIÓN INCIDENTE SOBRE EL PANEL.....	4
1.2.1. POSICIÓN DEL SOL.....	4
1.2.2. HORA SOLAR.....	6
1.2.3. ÁNGULO DE INCIDENCIA DE LOS RAYOS SOLARES.....	7
1.2.4. ORIENTACIÓN ÓPTIMA DEL PF.....	8
1.2.5. OBTENCIÓN DE LOS DATOS CLIMATOLÓGICOS.....	10
1.2.6. IRRADIACIÓN INCIDENTE SOBRE EL PF.....	11
1.3. CALCULO DE LA ENERGÍA PROducIDA POR EL PANEL.....	15
1.3.1. TEMPERATURA DE LA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	15
1.3.2. COEFICIENTE DE TEMPERATURA DEL PF.....	17
1.3.3. FACTOR DE DISMINUCIÓN DE POTENCIA DEL PF.....	17
1.3.4. CALCULO DE LA POTENCIA GENERADA POR EL PF.....	18
2. REGULADOR DE CARGA SOLAR Y SISTEMA DE CONTROL.....	19
2.1. SEGUIDOR DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA.....	19
2.2. SISTEMA DE CONTROL.....	20
3. BATERÍA	21
3.1 BATERÍAS VRLA.....	21
3.2 PRINCIPALES FACTORES QUE DETERMINAN LA VIDA ÚTIL DE LA BATERÍA.....	22
3.3 MODELADO DE LA BATERÍA.....	22
3.3.1 FUNDAMENTO DEL MODELO CINÉTICO DE BATERÍA.....	23
3.3.2 POTENCIA DE DESCARGA MÁXIMA DE LA BATERÍA.....	24
3.3.3 POTENCIA DE CARGA MÁXIMA DE LA BATERÍA.....	25
3.3.4 CANTIDAD RESULTANTE DE ENERGÍA.....	27
3.3.5 VIDA ÚTIL DE LA BATERÍA.....	27

ANEXO III: HOMER Energy. Guía de usuario

1. HOMER ENERGY. GUÍA DE USUARIO.....	2
1.1 INTRODUCCIÓN A HOMER ENERGY.....	2
1.2. DATOS DE ENTRADA PARA LA SIMULACIÓN.....	3
1.2.1 SELECCIÓN DE COMPONENTES.....	3
1.2.2 DATOS CLIMÁTICOS.....	4
1.2.3 PERFIL DE CARGA.....	4
1.2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS COMPONENTES.....	5
1.2.5. MODELADO DE LA RED.....	7
2. EJEMPLO DE APLICACIÓN PASO A PASO.....	10
2.1. OBTENCIÓN DE DATOS CLIMATOLÓGICOS CON METEONORM.....	10
2.2. SIMULACIONES EN SEVILLA.....	11
2.2.1 SIMULACIÓN PREVIA. PERFIL DE CARGA LOAD23.....	11
2.2.2 SIMULACIÓN SISTEMA HIBRIDO Y SISTEMA TOTALMENTE CONECTADO CON PERFIL DE CARGA LOAD4.....	15
2.2.3 SIMULACIÓN SISTEMA AISLADO CON PERFIL DE CARGA LOAD4.....	19

ANEXO IV: Fichas técnicas de los equipos utilizados en el proyecto

Anexo I

Ejemplos de sistemas de
energía fotovoltaica en
aplicaciones de Iluminación

En este apartado se trata de presentar algunos de los sistemas fotovoltaicos de aplicación específica en iluminación a excepción de las farolas solares, presentándose fotografías con ejemplos recientemente ejecutados.

Excepto en el caso que se especifica en la página 3, todos los demás ejemplos han sido extraídos del primer volumen de la guía Stand-Alone Photovoltaic Lighting Systems, del Florida Solar Energy Center (Dunlop, 1988)

Las señales que se encuentran en las carreteras indicando la distancia y/o la dirección hacia las localidades cercanas representan una aplicación de iluminación muy importante en los tramos de carretera desolada, lejos de la red eléctrica, por lo que los sistemas fotovoltaicos son la única fuente de energía práctica en estos casos. Estudios estadísticos han demostrado que cuando estas señales direccionales no están iluminadas, el riesgo potencial de accidentes es alto.



Figura 2. Señales iluminadas en una carretera norteamericana

La Figura 2 muestra uno de los muchos ejemplos de esta aplicación que se encuentran en las carreteras norte americanas. Los paneles fotovoltaicos se pueden ver montados en la parte superior de la estructura de la señal, alimentando seis lámparas fluorescentes situadas en frente y debajo de las señales. En este caso como en muchos otros, la posibilidad de extender el servicio de red eléctrica para esa ubicación tenía asociado un costo prohibitivo. Sin la energía fotovoltaica, estas señales no estarían iluminadas.

En el sector privado, los anunciantes utilizan a menudo los sistemas fotovoltaicos para iluminar carteles donde el servicio público no está disponible. Incluso cuando la red está cerca, el costo de instalación de transformadores, la línea de servicio y la medición incluso para una distancia corta puede ser demasiado para alimentar un único punto de luz. Los publicistas saben lo importante que es iluminar sus carteles, especialmente para captar la atención de los cansados viajeros nocturnos en busca de alojamiento.



Figura 3. Carteles publicitarios iluminados con energía fotovoltaica

La Figura 3 muestra aplicaciones de iluminación cartelera con paneles solares fotovoltaicos ubicados en la parte superior del cartel en el primer caso y en estructuras cercanas al cartel en los dos siguientes.

Otra gran aplicación, que se ha sumado recientemente y con mucha importancia para la seguridad vial, es la señalización de rotondas, pasos de cebra, señales de tráfico, obstáculos, etc. mediante LEDs de alta luminosidad, que por su bajo consumo permiten realizar una instalación fotovoltaica de pequeño tamaño. En las señales de la Figura 4, el conjunto fotovoltaico está montado en la parte superior de la estructura de la señal. También es habitual que el equipo fotovoltaico se sitúe sobre un poste adyacente a una altura suficiente para ofrecer una adecuada protección anti vandálica.



Figura 4. Señales de tráfico solares



Las señales portátiles que muestran un texto, flechas direccionales o semáforos, son otra de las aplicaciones de energía fotovoltaica utilizada por los departamentos de tráfico en situaciones de emergencia o cuando se realizan obras de mantenimiento. Anteriormente, para estas aplicaciones se utilizaban ruidosos generadores diésel que además requerían un mantenimiento intensivo. Hoy en día, la mayoría de estas señales son alimentadas por silenciosos sistemas fotovoltaicos, eliminando la necesidad de abastecimiento de combustible y el mantenimiento. La Figura 5 muestra un semáforo alimentado con tecnología fotovoltaica. Sobre la base del mismo puede apreciarse la ubicación de la batería.

Figura 5. Semáforo solar portátil

Las administraciones de tráfico también utilizan una serie de sistemas de luz intermitente para advertir a los conductores de peligros cercanos e informar sobre las condiciones de la calzada, tales como curvas peligrosas o pendientes pronunciadas, caída de rocas, fuertes vientos, niebla, hielo, etc. En muchos casos, estos focos están alimentados por sistemas fotovoltaicos. Dependiendo de la aplicación, estos sistemas pueden estar diseñados para parpadear durante todo el día, por la noche, o para activarse cuando la situación lo requiera. La Figura 6 muestra un dispositivo intermitente utilizado por el Departamento de Transporte de Nuevo México para alertar a los conductores de que deben sintonizar cierta emisora de radio para obtener la información más reciente del tráfico en la zona.



Figura 6. Señalización intermitente en carretera

Otra de las aplicaciones de dispositivos intermitentes alimentados por energía fotovoltaica se puede encontrar en la aviación, en las balizas de advertencia para de las aeronaves. Estos pequeños sistemas, pueden ser instalados en la parte superior de las torres de transmisión o las antenas para alertar a las aeronaves que vuelan a bajo nivel del peligro de colisión, y sin la necesidad de transformadores especiales o cableado externo. La Figura 7 muestra un foco alimentado por energía fotovoltaica instalado en una torre de transmisión en el estado de Texas.



Figura 7. Foco sobre torre eléctrica

En España también se puede ver una aplicación en plena naturaleza de iluminación fotovoltaica. A lo largo de dos túneles del término municipal de Sunbilla, Navarra, se han instalado 16 lámparas de tecnología LED que permiten la iluminación del mismo al paso de los usuarios de la Vía Verde del río Bidasoa (Figura 8). Para ello se han instalado dos detectores de movimiento en las entradas y tres pulsadores intermedios que activan las luminarias. La energía es suministrada por cinco módulos fotovoltaicos y almacenada en un sistema de baterías, que proporcionan una solución de iluminación donde la red de distribución eléctrica no alcanza el suministro (Bertiz, 2011).



Figura 8. Túnel iluminado con tecnología fotovoltaica en Navarra, España.

Por último, cabe destacar que en el mundo de la navegación también tienen cabida aplicaciones de iluminación fotovoltaica. Estas aplicaciones son generalmente remotos e inaccesibles sistemas aislados con una carga eléctrica pequeña, por lo que la energía fotovoltaica es una opción rentable. Estos sistemas a menudo no utilizan controladores de carga de batería. En su lugar, utilizar módulos fotovoltaicos de bajo voltaje para limitar la corriente de salida cuando el voltaje de la batería alcanza el estado completo de carga. A este fenómeno se le conoce como "auto-regulación" del sistema. El uso de la energía fotovoltaica para estas balizas de navegación ha eliminado los altos costos, reemplazos frecuentes, y las preocupaciones anteriormente existentes por el uso de pilas comunes. La Figura 9 muestra una boya típica con intermitente para señalización y un faro alimentado por energía fotovoltaica. En esta aplicación particular, el sistema fotovoltaico también se utiliza para alimentar el equipo de vigilancia en la plataforma.



Figura 9. Aplicaciones de la energía fotovoltaica para iluminación en el ámbito de la navegación

Anexo II

Fundamentos teóricos y
modelado de los equipos de
la instalación

Alfonso Pérez Sáenz

En el siguiente anexo se presentan los principios teóricos y las ecuaciones de cálculo con las que se modelan los componentes que intervienen en el sistema propuesto.

El diseño concreto del sistema de control no se considera parte de este proyecto, pero sí se explica la forma de tener en cuenta su rendimiento.

Tampoco se hace referencia en este anexo a la lámpara LED, ya que se considera una "caja negra" que demanda una cierta cantidad de energía eléctrica cada hora del día para producir la energía lumínica necesaria. El análisis del flujo de energía termina a la entrada de la lámpara, por ello no se aborda el modelado de este componente.

Es resumen, en este anexo se trata de explicar y modelar el funcionamiento de los equipos para poder analizar el recorrido del flujo de energía desde la captación solar hasta el uso para la iluminación nocturna.

1. PANEL FOTOVOLTAICO

El objetivo de este apartado es llegar a encontrar la producción que tendrá el panel en cada intervalo de tiempo de los que recibe radiación solar. Para ello se parte de la radiación solar sobre la horizontal, la latitud, longitud y zona horaria de la localización. Con ellos se calcula previamente la radiación incidente sobre el panel en cada intervalo. Con este dato, con la temperatura ambiente y con datos característicos del tipo de panel, se calcula la producción del panel en cada intervalo de tiempo. La obtención de los datos climáticos de partida también se expone en este anexo.

Se divide este apartado en dos grandes sub-apartados: *Calculo de la radiación incidente sobre el panel* y *Calculo de la energía producida por el panel*. Cada uno se ve dividido a su vez en sub-apartados en los que se van explicando secuencialmente los principios teóricos y las ecuaciones de cálculo empleadas en el desarrollo. Cada uno se nutre de los anteriores presentándose finalmente una tabla resumen para aclarar el proceso seguido.

Todo este desarrollo se fundamenta en el libro *Solar Engineering of Thermal Processes*, cuya primera versión data de 1974. Fue escrito por los profesores de la Universidad de Wisconsin John A. Duffie y William A. Beckman. Este libro es considerado como la "Biblia" de la energía solar (Duffie et al., 1990). En él se desarrollan prácticamente la totalidad de los tópicos concernientes a este tipo de energía, presentándose aquí tan sólo los que tienen interés para el proyecto.

En un primer lugar se muestra un apartado en el que se hace un breve repaso de los distintos tipos de tecnologías para la fabricación de paneles fotovoltaicos y se escoge la más adecuada.

1.1 ELECCIÓN DEL TIPO DE PANEL FOTOVOLTAICO

Un PF está compuesto por un número variable de células fotoeléctricas mediante las cuales se transforma la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres) mediante el efecto fotoeléctrico, generando energía solar fotovoltaica. El número total de células determinan la potencia global del panel fotovoltaico.

El silicio es el material más comúnmente usado para la fabricación de las células. Despues de un tratamiento de fundido y cristalización, se obtienen lingotes que son cortados en láminas delgadas cuadradas de 200 micrómetros de espesor aproximadamente, llamadas obleas. A continuación se enriquece con dopantes (P, As, Sb o B) y se obtienen así los semiconductores de silicio tipo P o N. Los principales tipos de células que así se fabrican son las de silicio monocristalino (Figura 1) y de silicio policristalino (Figura 2), según sea su proceso de enfriamiento.

Por otro lado, las células tándem y las células multiunión se fabrican con la superposición en dos o más capas de las células anteriores y la incorporación de dopantes más eficientes como el arseniuro de galio (GaAs), fosfuro de indio-galio (InGaP) ó germanio (Ge). Estas células tienen una alta eficiencia y han sido desarrolladas para aplicaciones especiales, no para la comercialización a gran escala.

Las tipos de paneles comerciales son los de células monocristalinas y policristalinas. Las diferencias reales entre los paneles monocristalinos y los policristalinos así como su comportamiento frente a los factores climáticos se explican a continuación.

Una célula monocristalina está compuesta por un solo cristal de silicio, mientras que las células policristalinas se forman a base de la unión de varios cristales. Originalmente eran más laboriosas y por tanto más caras de producir las monocristalinas, pero el tiempo y la demanda ha hecho que en la práctica los costes de producción de ambas tecnologías sean prácticamente idénticos.

Respecto al rendimiento, las células monocristalinas tienen mayor rendimiento teórico (en el laboratorio) y esto sumado a que los primeros fabricantes españoles sólo comercializaban este tipo de paneles contribuyó a crear en España la falsa creencia de que eran mejores que los policristalinos. Sin embargo, la práctica ha llegado a demostrar que esa ventaja teórica no sólo no existe, sino que los policristalinos suelen estar a la par e incluso mejorar en prestaciones a las monocristalinas.

El rendimiento de una célula se mide en condiciones ideales de radiación solar y de temperatura, normalmente a 25°C. Sin embargo, en el día a día las células trabajan a bastante más temperatura, y el rendimiento desciende. La célula monocristalina tiene peor coeficiente térmico, es decir, ante un aumento de temperatura, las monocristalinas caen más en producción que las policristalinas. Por otra parte está el color de la célula, que en las monocristalinas suele ser más oscuro, lo que provoca una mayor absorción de calor y el consiguiente aumento de temperatura.



Figura 1. Célula de silicio monocristalino

En muchos casos prácticos se ha demostrado la paridad de producción entre paneles mono y policristalinos, e incluso una leve superioridad del policristalino, aunque a decir verdad las diferencias a día de hoy son prácticamente despreciables en ambas tecnologías.

Así pues, lo único que debe condicionar la elección de una tecnología u otra no es más que el precio y la marca del panel que mejor se adapte a las necesidades.



Tras hacer una recopilación de los precios que ofrece el mercado, se ha visto como a día de hoy la tecnología policristalina es más competitiva en precio que la monocristalina, siendo esta última entre un 5 y un 15% más cara para una misma potencia. Por ello se escogerá panel policristalino para la realización del estudio. Su precio para una cantidad superior a los 8kW puede situarse entre los 0.65 y 0.75 €/W impuestos incluidos.

Figura 2. Célula de silicio policristalino

1.2 CALCULO DE LA RADIACIÓN INCIDENTE SOBRE EL PANEL

En los siguientes apartados se van explicando paso a paso los principios teóricos y las ecuaciones con los que se llega a determinar la radiación incidente sobre el panel en cada intervalo de tiempo. Se empieza definiendo la declinación solar y los ángulos solares. A continuación se define la hora solar y el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre el panel. Más adelante explica cómo determinar la orientación óptima del PF, según diferentes opiniones. Se indica la obtención de los datos climáticos de partida. Por último se desarrollan las ecuaciones con las que se determina la radiación incidente sobre el PF y se presenta una tabla resumen del cálculo.

1.2.1. POSICIÓN DEL SOL

El eje polar de la Tierra no es perpendicular al plano de su órbita alrededor del Sol, sino que forma un ángulo de 23,45 grados con la perpendicular a dicho plano. Este plano se denomina plano de la eclíptica (Figura 3) porque sobre este plano teórico, el que se sitúan las órbitas de la mayoría de los planetas y satélites del Sistema Solar, es donde se producen los eclipses. Esta inclinación del eje polar provoca los cambios estacionales, las diferentes duraciones de las noches y los días en verano y en invierno, y también hace que el Sol esté más alto al mediodía en verano que en invierno.

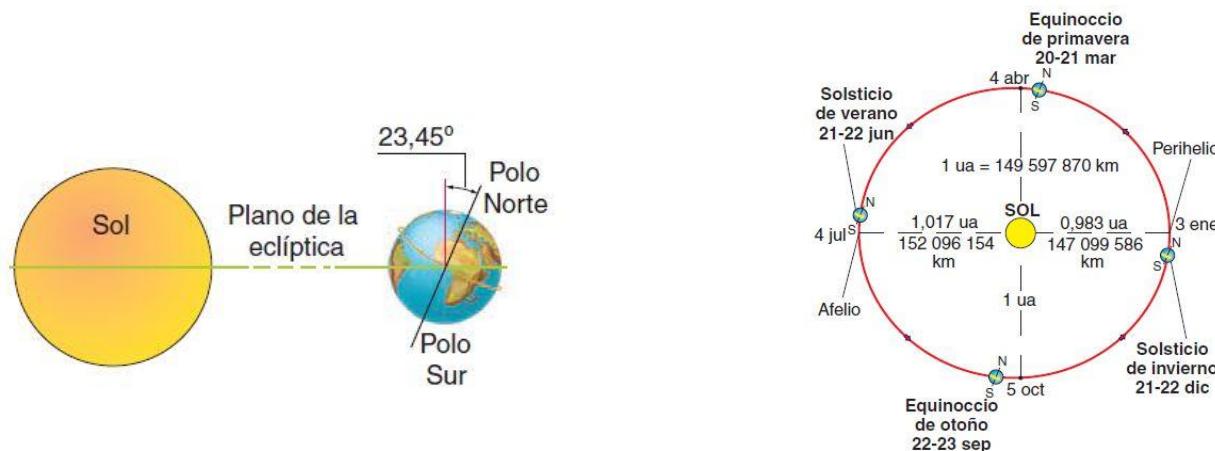


Figura 3. Plano de la elíptica.



Figura 4. Declinación Solar

La declinación solar es el ángulo formado por el plano ecuatorial y por la línea que une los centros del Sol y la Tierra (Figura 4), por lo que la declinación solar oscila a lo largo del año entre +23,45° en el solsticio de verano y -23,45° en el solsticio de invierno. Para cada día del año tiene un valor único y en los equinoccios su valor es cero. Para calcular la declinación solar pueden utilizarse numerosas fórmulas experimentales de diversos autores. La más común es la ecuación de Cooper (1962):

$$\delta = 23,45 * \operatorname{sen} \left[\frac{360}{365} * (n + 284) \right]$$

donde:

- ⇒ n es el número de día del año, contando desde el 1 de enero
- ⇒ 284 representa el número de día relativo al último equinoccio del año.

Para situar la posición del Sol en el cielo se utiliza el concepto de esfera celeste, una esfera imaginaria de radio arbitrario y centro en el observador, sobre la que se proyecta la posición del Sol (Figura 5). Cada punto de esta esfera celeste es una dirección en el cielo vista desde la tierra.

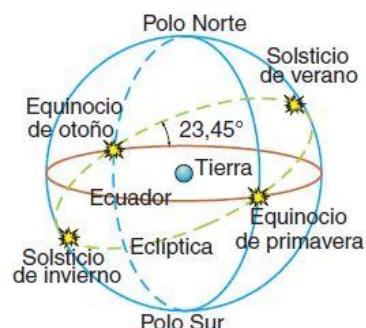


Figura 5. Esfera celeste

Este sistema de representación muestra las posiciones del Sol como si tuviera un movimiento aparente alrededor de la Tierra siguiendo una trayectoria dentro del plano de la eclíptica que forma un ángulo de 23,45 grados con el ecuador de la esfera celeste. El Sol recorre la eclíptica una vez al año y la esfera celeste gira una vez al día en torno a la tierra.

En el sistema de coordenadas de la esfera celeste, que es similar al usado para definir la longitud y latitud terrestres, se especifica la posición del sol mediante dos ángulos denominados acimut y elevación (Figura 6).

Estas coordenadas solares se definen respecto a la dirección vertical que es la dirección que marcaría una plomada, que apuntando hacia abajo, se dirigiría hacia el centro de la Tierra y hacia arriba interceptaría a la esfera celeste en un punto denominado cenit.

El acimut solar, ψ_s , es el ángulo formado por el meridiano del sol y el meridiano del lugar, tomando como referencia el Sur en el hemisferio Norte y el Norte en el hemisferio Sur. Tiene valores positivos de 0 a 180° hacia el Oeste y negativos de 0 a -180° hacia el Este. Más adelante se observa la importancia de tener claro este concepto

La elevación solar, γ_s , es el ángulo que forman los rayos solares con la horizontal. Toma valores que van de $(90 - \phi - \delta)$ en el solsticio de invierno a $(90 - \phi + \delta)$ en el solsticio de verano, siendo ϕ la latitud del lugar y δ la declinación. Este ángulo es importante porque sirve para definir el ángulo cenital, θ_{zs} , que es su ángulo complementario.

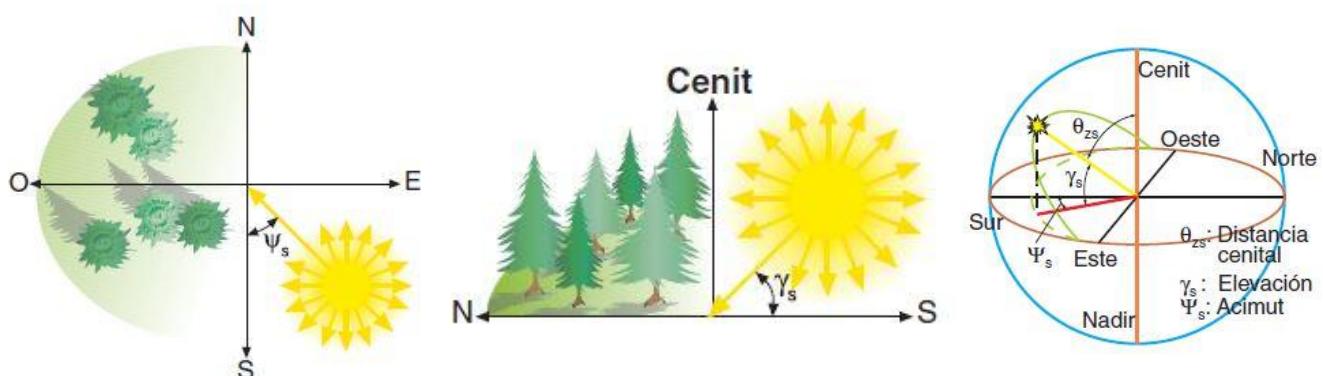


Figura 6. Ángulos solares

En apartados posteriores se verá como solar utiliza estos ángulos para calcular la radiación incidente sobre el panel fotovoltaico.

1.2.2. HORA SOLAR

La hora del día afecta a la posición del sol en el cielo y ésta puede ser descrita por un ángulo horario. Se utiliza el convenio mediante el cual el ángulo horario es cero al mediodía solar (la hora del día en que el sol está en su punto más alto en el cielo), negativo antes del mediodía solar, y positivo después del mediodía solar. Con la siguiente ecuación se calcula el ángulo horario:

$$\omega = (t_s - 12) * 15$$

donde:

- ⇒ ω es el ángulo horario [°]
- ⇒ t_s es la hora solar. Su valor es 12 en el mediodía solar y 13,5 noventa minutos después.

De la ecuación anterior se deduce el hecho de que el sol se mueve a través del cielo 15 grados cada hora. Los datos dependientes del tiempo, como los datos de radiación solar y los datos de carga eléctrica, no se especifican en el tiempo solar sino en hora civil, es decir, en la hora local estándar. Para calcular la hora solar a partir de la hora civil se utiliza la siguiente ecuación:

$$t_s = t_c + \frac{\lambda}{15} - Z_c + E$$

donde:

- ⇒ t_s es la hora solar [h]
- ⇒ t_c es la hora civil correspondiente al punto medio del intervalo de tiempo [h]. No se tienen en cuenta los cambios de hora que determina el gobierno en verano, es decir, se ha de mantener la hora "oficial" que corresponde al país, la hora de invierno en el caso de España.
- ⇒ λ es la longitud [°]
- ⇒ Z_c es la zona horaria de horas al este del Tiempo Medio de Greenwich o GMT (Greenwich Mean Time, en inglés) [h]. En todo el territorio español situado en la península ibérica la zona horaria es GMT+1.
- ⇒ E es la ecuación del tiempo [h]

Se debe tener en cuenta que por convenio las longitudes oeste son negativas, así como las zonas horarias al oeste del meridiano cero. La ecuación del tiempo sirve para tener en cuenta los efectos de oblicuidad (la inclinación del eje de rotación de la tierra con respecto al plano de la eclíptica) y la excentricidad de la órbita de la tierra. La ecuación del tiempo se calcula de la siguiente manera:

$$E = 3,82 * (0,000075 + 0,001868 * \cos B - 0,03207 * \sin B - 0,01461 * \cos 2B - 0,04089 \sin 2B)$$

siendo:

$$B = 360 * \frac{n - 1}{365}$$

donde:

- ⇒ n es el número de día del año, contando desde el 1 de enero

Con estas ecuaciones se calcula el ángulo horario para cada intervalo de tiempo. Con él y con los ángulos horarios que se han expuesto en el apartado 1.2.1, se calcula el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre la superficie horizontal.

1.2.3. ÁNGULO DE INCIDENCIA DE LOS RAYOS SOLARES

Habiendo sido ya descritas las coordenadas que permiten situar el Sol en el cielo, hay que situar la superficie del PF de manera que reciba la mayor cantidad posible de energía solar.

La orientación de un PF se define mediante coordenadas similares a las utilizadas para definir la posición del Sol, el acimut y la inclinación.

El acimut del PF, α , es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador con la dirección Sur. Vale 0 si coincide con la orientación Sur, es positivo hacia el Oeste y negativo hacia el Este. Si coincide con el Este su valor es -90 y si coincide con el Oeste su valor es $+90$.

La inclinación, β , es el ángulo que forma la superficie del p con el plano horizontal (Figura 7). Su valor es 0 si el módulo se coloca horizontal y 90 si se coloca vertical.

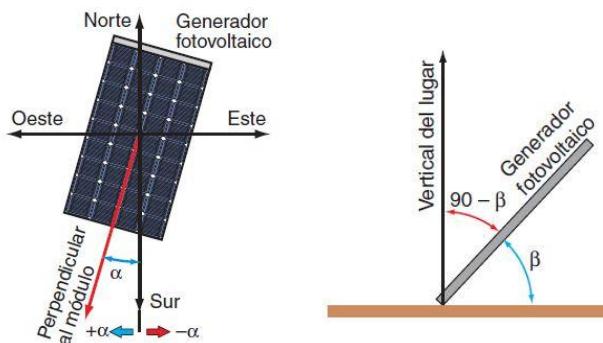


Figura 7. Orientación del generador fotovoltaico

Con todo lo visto hasta ahora, para una superficie con cualquier orientación se puede definir el ángulo de incidencia, es decir, el ángulo entre el haz de la radiación del sol y la normal a la superficie, utilizando la siguiente ecuación:

$$\cos\theta = \sin\delta * \sin\phi * \cos\beta - \sin\delta * \sin\phi * \sin\beta * \cos\alpha + \cos\delta * \cos\phi * \cos\beta * \cos\omega + \cos\delta * \sin\phi * \sin\beta * \cos\alpha * \cos\omega + \cos\delta * \sin\beta * \sin\alpha * \sin\omega$$

donde:

- ⇒ θ es el ángulo de incidencia [°]
- ⇒ β es el ángulo de inclinación del PF [°]
- ⇒ ψ es el ángulo de azimut del PF [°]
- ⇒ ϕ es la latitud [°]

- ⇒ δ es la declinación [°]
- ⇒ ω es el ángulo horario [°]

Debido a que una superficie horizontal tiene pendiente cero, se puede encontrar una ecuación para el ángulo cenital fijando $\beta = 0$ en la ecuación anterior, lo que da:

$$\cos\theta_{zs} = \sin\delta * \sin\phi + \cos\phi * \cos\omega * \cos\delta$$

donde:

- ⇒ θ_{zs} es el ángulo cenital [°]
- ⇒ ϕ es la latitud [°]
- ⇒ δ es la declinación [°]
- ⇒ ω es el ángulo horario [°]

1.2.4. ORIENTACIÓN ÓPTIMA DEL PF

Una superficie recibe la mayor cantidad posible de energía si es perpendicular a la dirección del Sol. Como la posición del Sol varía a lo largo del día, la posición óptima de la superficie también es variable.

En el apartado 1.2.1 se ha definido la declinación como el ángulo variable que forma el ecuador con el plano de la eclíptica. Por lo tanto la dirección de la radiación solar incidente sobre la Tierra varía en función de la declinación. La latitud de un lugar A indica el ángulo que forma la vertical de ese lugar con el ecuador (Figura 8). Por lo tanto, a lo largo del año el ángulo cenital θ_{zs} que forma la vertical de un lugar A con la dirección de la radiación solar varía desde $\theta_{zs} = \phi - \delta$ en el solsticio de verano a $\theta_{zs} = \phi + \delta$ en el solsticio de invierno, pasando dos veces por el valor $\theta_{zs} = \phi$ en los equinoccios del año.

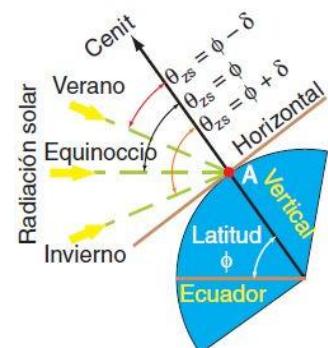


Figura 8. Ángulo cenital

Con todo esto, se deduce que para que una superficie reciba la radiación solar perpendicularmente, se habrá de inclinar la superficie un ángulo β con la horizontal igual al que forma la vertical del lugar con la radiación solar (Figura 9).

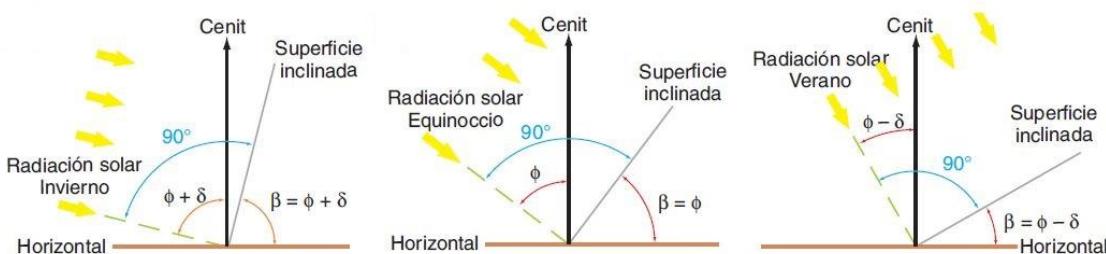


Figura 9. Inclinación del generador fotovoltaico

Aunque hay PF que son capaces de seguir la trayectoria solar, lo habitual es que la superficie del panel sea de orientación fija. La orientación óptima será un valor constante, con una inclinación que va a depender de la latitud del lugar y un acimut que depende del hemisferio en el que está situado el panel.

En el hemisferio Norte el Sol sigue una trayectoria Este-Sur-Oeste. Si se pretende maximizar la captación de energía solar, la superficie tendrá que estar orientada hacia el Sur. Por lo tanto el ángulo de acimut óptimo para que una superficie fija reciba la mayor cantidad posible de energía solar debe ser cero, la superficie se debe orientar hacia el Sur si está situada en el hemisferio Norte o hacia el Norte si es está en el hemisferio Sur.

Para determinar la inclinación óptima de una superficie fija se puede usar una fórmula basada en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * |\phi|$$

donde:

- ⇒ β_{opt} es el ángulo de inclinación óptima [°]
- ⇒ $|\phi|$ es la latitud del lugar, en valor absoluto [°]

La fórmula es válida para aplicaciones de utilización anual que busquen la máxima captación de energía solar a lo largo del año.

En la práctica también se utilizan expresiones, basadas en la experiencia y la observación, que proporcionan la inclinación óptima en función del periodo de tiempo y el uso que se le va a dar al PF (Tabla 1).

Tipo de instalación	Uso	Máxima captación de energía	Inclinación óptima
Conectadas a la red	Anual	Anual	$\beta_{opt} = \phi - 10$
Bombeo de agua	Anual	Verano	$\beta_{opt} = \phi - 20$
Autónomas de consumo anual constante	Anual	Periodo de menor radiación (por ejemplo, invierno)	$\beta_{opt} = \phi + 10$

Tabla 1. Inclinación recomendada según el tipo de instalación

Según esta tabla, para el caso de estudio lo más adecuado será escoger la tercera opción. Sin embargo, algunos autores también recomiendan una pendiente aproximadamente igual a la latitud para maximizar la producción anual de energía. Si es posible hacer un análisis donde se vea la sensibilidad a ciertas variables, se tomará la inclinación como una de ellas incluyendo un valor aproximadamente igual a la latitud, el recomendado por la Tabla 1 ($\beta_{opt} = \phi + 10$) y el obtenido tras aplicar la ecuación. De esta forma se podrá concluir cuál de las tres aproximaciones es más acertada para cada caso de estudio.

1.2.5. OBTENCIÓN DE LOS DATOS CLIMATOLÓGICOS

Los datos climatológicos son la base de partida para el cálculo de la producción diaria del panel fotovoltaico. Se habrá de contar con datos de radiación global sobre la horizontal y temperatura ambiente para llegar a encontrar la producción del panel en cada instante.

Existen diversas fuentes para obtener datos climatológicos, siendo una de las de mayor prestigio internacional la base de datos de METEONORM.

El software METEONORM permite el acceso a un catálogo de datos meteorológicos para aplicaciones solares y diseño de sistemas para cualquier lugar del mundo. Se basa en más de 25 años de experiencia en el desarrollo de bases de datos meteorológicos para aplicaciones de energía.

Contiene datos climatológicos hora a hora de 8.308 estaciones meteorológicas (Figura 10). Presenta valores horarios de la radiación global, temperatura, humedad, precipitación, días con precipitación, velocidad y dirección del viento y las horas de sol. Se puede seleccionar entre los períodos 1961-1990 y 2000-2009 para los datos medios de temperatura, humedad, precipitación y velocidad del viento. Para los datos de radiación global se puede seleccionar entre los períodos 1981-1990 ó 1986-2005.

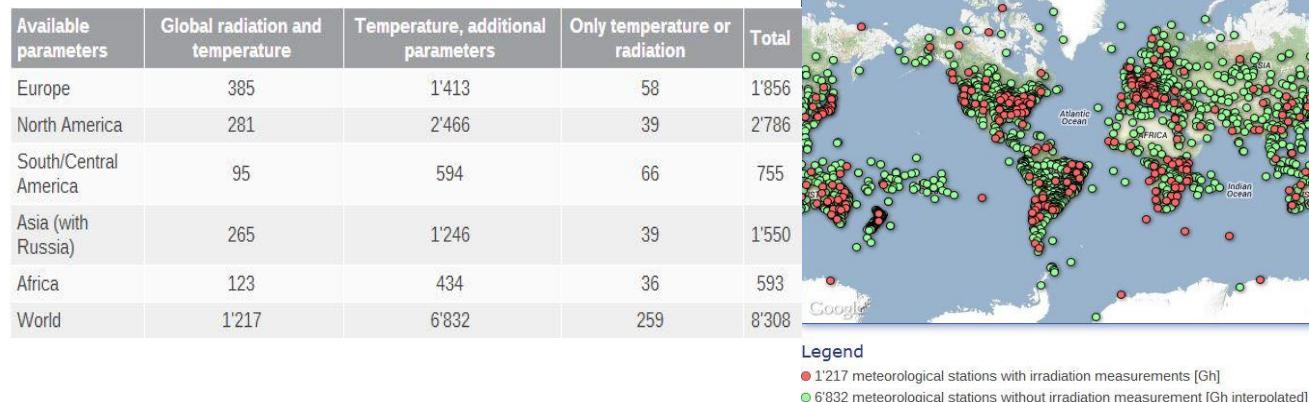


Figura 10. Estaciones de medida del software METEONORM

Como se ve en la Figura 10, sólo algunas localidades tienen datos reales de irradiación, la mayoría están interpolados. La gran mayoría de localizaciones corresponden a países desarrollados de Europa y Norteamérica.

Como ya se ha aclarado con anterioridad, se habrán de extraer los datos de radiación global sobre la horizontal y temperatura ambiente para llegar a encontrar la producción del panel en cada instante.

Los datos pueden extraerse en multitud de formatos, por si se desea tratarlos posteriormente con algún software de cálculo.

1.2.6. IRRADIACIÓN INCIDENTE SOBRE EL PF

Para calcular la cantidad de radiación solar que llega a la parte superior de la atmósfera en un punto determinado de la superficie de la tierra, se asume que la energía saliente del sol es constante en el tiempo. Por otro lado, la cantidad de luz solar que incide sobre la parte superior de la atmósfera varía a lo largo del año debido a que la distancia entre el Sol y la Tierra es variable por la excentricidad de la órbita de la Tierra. Para el cálculo de la radiación normal extraterrestre, que se define como la cantidad de radiación solar que incide sobre una superficie normal (perpendicular) a los rayos del sol en la parte superior de la atmósfera de la tierra, se aplica la siguiente ecuación:

$$G_{on} = G_{sc} * (1 + 0,033 * \cos \frac{360 * n}{365})$$

donde:

- ⇒ G_{on} es la radiación extraterrestre normal [kW/m^2]
- ⇒ G_{sc} es la constante solar [1.367 kW/m^2]
- ⇒ n es el número de día del año, contando desde el 1 de enero

Para calcular la radiación horizontal extraterrestre, que se define como la cantidad de radiación solar que incide sobre una superficie horizontal en la parte superior de la atmósfera, se utiliza la siguiente ecuación:

$$G_o = G_{on} * \cos \theta_{zs}$$

donde:

- ⇒ G_{on} es la radiación extraterrestre normal [kW/m^2]
- ⇒ G_o es la radiación extraterrestre horizontal [kW/m^2]
- ⇒ θ_{zs} es el ángulo cenital [°]

Si se integra la ecuación anterior sobre un intervalo de tiempo para encontrar la radiación horizontal extraterrestre promedio durante ese intervalo de tiempo, se obtiene:

$$\bar{G}_o = \frac{12}{\pi} * G_{on} * [\cos \phi * \cos \delta * (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180} * \sin \phi * \sin \delta]$$

donde:

- ⇒ G_{on} es la radiación extraterrestre normal [kW/m^2]
- ⇒ \bar{G}_o es la radiación extraterrestre horizontal promediada para un intervalo de estudio [kW/m^2]
- ⇒ ω_1 es el ángulo horario al comienzo del intervalo de estudio [°]
- ⇒ ω_2 es el ángulo horario al final del intervalo de estudio [°]

La ecuación anterior muestra la cantidad promedio de radiación solar incidente sobre una superficie horizontal en la parte superior de la atmósfera para cualquier intervalo de tiempo. Los datos de recursos solares dan la cantidad promedio de la radiación solar incide sobre una superficie horizontal en la parte inferior de la atmósfera (en la superficie de la tierra) a intervalos de tiempo. La proporción de la radiación en la superficie respecto a la radiación extraterrestre se denomina el índice de claridad. La siguiente ecuación define el índice de claridad:

$$k_T = \frac{\bar{G}}{\bar{G}_0}$$

donde:

- ⇒ \bar{G}_0 es la radiación extraterrestre horizontal promediada para un intervalo [kW/m²]
- ⇒ \bar{G} es la radiación extraterrestre total promediada para el mismo intervalo [kW/m²]

El índice de claridad es una medida de la claridad de la atmósfera. Es un número adimensional entre 0 y 1, que tiene un valor alto con cielo limpio y despejado, y un valor bajo cuando está nublado o hay mucha contaminación.

La radiación solar que incide en la superficie terrestre puede dividirse en varios componentes. La radiación solar que viaja desde el Sol hacia la superficie de la Tierra sin sufrir ninguna dispersión en la atmósfera se denomina radiación directa. Esta radiación es la que proyecta sombras. El resto de la radiación es la radiación difusa, que se define como la radiación solar cuya dirección ha sido dispersada por la atmósfera. La radiación difusa proviene de todas partes del cielo y no proyecta sombras. La suma de radiación directa y radiación difusa se llama radiación solar global, una relación expresada por la siguiente ecuación:

$$\bar{G} = \bar{G}_b + \bar{G}_d$$

donde:

- ⇒ \bar{G}_b es la radiación directa [kW/m²]
- ⇒ \bar{G}_d es la radiación difusa [kW/m²]
- ⇒ \bar{G} es la radiación global [kW/m²]

La distinción entre radiación directa y radiación difusa es importante en el cálculo de la cantidad de radiación que incide sobre una superficie inclinada. La orientación de la superficie tiene un efecto más fuerte sobre la radiación directa, que proviene de sólo una parte del cielo, que en la radiación difusa, que viene de todas las partes del cielo.

Sin embargo, en la mayoría de los casos se mide solamente la radiación global horizontal y no de forma separada. Eso significa que en cada intervalo de tiempo, se han de separar las dos componentes para encontrar la radiación incidente sobre el generador fotovoltaico. Para ello, se utilizan las expresiones de Erbs et al. (1982), que dan la fracción difusa como una función del índice de claridad de la siguiente manera:

$$\frac{\bar{G}_d}{\bar{G}} \left\{ \begin{array}{ll} 1.0 - 0.09 * k_T & \text{para } k_T \leq 0.22 \\ 0.9511 - 0.1604 * k_T + 4.388 * k_T^2 + 16.638 * k_T^3 + 12.336 * k_T^4 & \text{para } 0.22 < k_T < 0.80 \\ 0.165 & \text{para } k_T > 0.80 \end{array} \right.$$

Para cada intervalo de tiempo, se utilizará la radiación global horizontal promedio para calcular el índice de claridad y con él la radiación difusa. A continuación, se calcula la radiación directa restando la radiación difusa a la radiación sobre la superficie de la Tierra.

Para el cálculo de la radiación solar incidente sobre la superficie inclinada del PF, se utiliza el modelo HDKR desarrollado por Hay et al. (1985), que asume que la radiación difusa tiene tres componentes: una componente isotrópica que viene de todas las partes del cielo por igual, una componente circunsolar que viene de la dirección del sol, y una componente llamada “brillo del horizonte”. Antes de aplicar este modelo se han de definir tres factores más.

La siguiente ecuación define R_b , la proporción de radiación directa en la superficie inclinada respecto a la radiación directa sobre la superficie horizontal:

$$R_b = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_{zs}}$$

donde:

- ⇒ θ es el ángulo de incidencia [°]
- ⇒ θ_{zs} es el ángulo cenital [°]

Como es de suponer, este valor es siempre mayor que la unidad, ya que el PF se inclina para conseguir mayor radiación que la que se obtendría manteniéndolo horizontal.

El índice de anisotropía, A_i , da idea de la transmitancia atmosférica para la radiación directa. Este factor se utiliza para estimar la cantidad de radiación difusa circunsolar, también llamada radiación dispersa hacia el frente. El índice de anisotropía está dado por la siguiente ecuación:

$$A_i = \frac{\bar{G}_b}{\bar{G}_o}$$

donde:

- ⇒ \bar{G}_b es la radiación directa [kW/m^2]
- ⇒ \bar{G}_o es la radiación extraterrestre horizontal [kW/m^2]

El último factor que queda por definir es un factor necesario para contabilizar el “brillo del horizonte”. Este factor da cuenta del hecho de que proviene más radiación difusa del horizonte que desde el resto del cielo. Este término está relacionado con la nubosidad y está dada por la siguiente ecuación:

$$f = \sqrt{\frac{G_d}{\bar{G}}}$$

donde:

- ⇒ \bar{G}_d es la radiación difusa [kW/m^2]
- ⇒ \bar{G} es la radiación global [kW/m^2]

Con todo esto, el modelo HDKR calcula la radiación incidente global sobre el PF de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\bar{G}_T = (\bar{G}_b + \bar{G}_d * A_i) * R_b + \bar{G}_d * (1 - A_i) * \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) * \left[1 + f * \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] + \bar{G} \rho_g * \left(\frac{1 - \cos\beta}{2} \right)$$

donde:

- ⇒ β es el ángulo de inclinación del PF [°]
- ⇒ ρ_g es la reflectancia del suelo, también llamado albedo [%/1]

La reflectancia del suelo, ρ_g , es la fracción de la radiación solar incidente sobre el terreno que se refleja. Un valor típico para en campo abierto es de 0,2. Las áreas cubiertas de nieve pueden tener una reflectancia de hasta un 0,7. Este valor se utiliza en el cálculo de la radiación incidente sobre los paneles fotovoltaicos inclinados, pero tiene un efecto muy discreto.

En este punto resulta interesante hacer un resumen del proceso de cálculo seguido hasta ahora para llegar a obtener la radiación incidente sobre el PF. En la Tabla 2 se muestran todas las variables que han entrado en juego, organizadas por niveles. Cada nivel se basa en niveles anteriores para calcular sus parámetros, partiendo de un Nivel 0 en el que se presentan los valores de entrada.

Nivel	Parámetro	Descripción	Función de:
0	ϕ [°]	Latitud	Localización geográfica
	λ [°]	Longitud	Localización geográfica
	n [h]	Día del año	Intervalo de tiempo
	Z_c [h]	Zona horaria GMT	Localización geográfica
	t_c [h]	Hora civil	Localización, Intervalo de tiempo
	α [°]	Acimut del PF	Criterio de diseño
	β [°]	Inclinación del PF	Criterio de diseño
	\bar{G} [kW/m^2]	Radiación global sobre la superficie	Localización, Intervalo de tiempo
1	ρ_g [%]	Reflectancia del suelo	Localización geográfica
	δ [°]	Declinación	n
	B [°]	Ángulo diario	n
2	G_{on} [kW/m^2]	Radiación extraterrestre normal	n
	E [h]	Ecuación del tiempo	B

3	t_s	[h]	Hora solar	E, t_C, Z_c
4	ω	[°]	Ángulo horario	t_s
	θ	[°]	Ángulo de incidencia de los rayos solares	$\phi, \beta, \alpha, \delta, \omega$
5	θ_{zs}	[°]	Ángulo cenital	ϕ, β, ω
	\bar{G}_o	[kW/m ²]	Radiación extraterrestre	$\phi, \delta, G_{on}, \omega$
6	k_T	[adim]	Índice de claridad	\bar{G}, \bar{G}_o
	R_b	[adim]	Índice radiación sobre superficie inclinada	θ, θ_{zs}
7	\bar{G}_d	[kW/m ²]	Radiación difusa promedio	\bar{G}, k_T
8	\bar{G}_b	[kW/m ²]	Radiación directa promedio	\bar{G}, \bar{G}_d
	f	[adim]	Brillo del horizonte	\bar{G}, \bar{G}_d
9	A_i	[adim]	Índice de anisotropía	\bar{G}_o, \bar{G}_b
10	\bar{G}_T	[kW/m ²]	Radiación incidente global sobre el PF	$\beta, \bar{G}, \rho_g, R_b, \bar{G}_d, \bar{G}_b, f, A_i$

Tabla 2. Proceso de cálculo para la radiación incidente sobre el PF

1.3. CALCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR EL PANEL

Para el cálculo de la energía producida por el panel es necesario tomar varios datos de la ficha técnica, tales como la potencia nominal, el coeficiente de temperatura de la energía, su temperatura nominal de funcionamiento y su rendimiento en condiciones estándar. Por otro lado, es necesario conocer la temperatura ambiente en cada intervalo y aplicar un factor de reducción de potencia según las condiciones de donde se vaya a instalar. Junto con la radiación incidente sobre el panel calculada en el apartado anterior, se tienen todos los datos necesarios para el cálculo de la energía producida en cada intervalo de tiempo.

En los siguientes apartados se van explicando paso a paso los principios teóricos y las ecuaciones de cálculo con los que se llega a determinar la energía producida por el panel en cada intervalo de tiempo. Se empieza explicando cómo se calcula la temperatura que alcanza la célula fotovoltaica. Más adelante se explica el fundamento del coeficiente de temperatura de la energía y por qué se establece un factor de reducción de potencia. Por último se presenta la ecuación con la que se calcula la energía producida y una tabla resumen del proceso de cálculo.

1.3.1. TEMPERATURA DE LA CÉLULA FOTOVOLTAICA

La temperatura de la célula fotovoltaica es la temperatura de la superficie del PF. Durante la noche, es la misma que la temperatura ambiente, pero a pleno sol la temperatura de la célula puede exceder la temperatura ambiente en más de 30 °C.

Se ha de calcular la temperatura de las células en cada intervalo de tiempo y su efecto en la potencia de salida del generador fotovoltaico.

El balance de energía en el generador fotovoltaico, se calcula según la siguiente ecuación:

$$\tau * \alpha * G_T = \eta_C * G_T + U_L * (T_c - T_a)$$

donde:

- ⇒ τ es la transmitancia solar de la cubierta del PF [%]
- ⇒ α es la absorptancia del PF [%]
- ⇒ G_T es la radiación solar incidente sobre el PF [kW/m²]
- ⇒ η_c es la eficiencia de conversión eléctrica del PF [%]
- ⇒ U_L es el coeficiente de transferencia de calor en los alrededores [kW/m²°C]
- ⇒ T_c es la temperatura de las células del PF [°C]
- ⇒ T_a es la temperatura ambiente [°C]

resolviendo la ecuación anterior:

$$T_c = T_a + G_T * \left(\frac{\tau * \alpha}{U_L} \right) * \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau * \alpha} \right)$$

Por la dificultad que tiene obtener el término $(\tau * \alpha / U_L)$ de una forma precisa, los fabricantes proporcionan la Temperatura Nominal de Funcionamiento de la Célula (NOCT, en inglés), que se define como la temperatura de la célula para una radiación incidente de 0,8 kW/m² y una temperatura ambiente de 20 °C. Se puede aproximar de una forma precisa este término aplicando la siguiente equivalencia:

$$\frac{\tau * \alpha}{U_L} = \frac{T_{c,NOCT} - 20}{0,8}$$

donde:

- ⇒ $T_{c,NOCT}$ es la temperatura nominal de funcionamiento de la célula [°C]

Se suele asumir un valor de 0,9 para $(\tau * \alpha)$ en la anterior ecuación, como sugieren Duffie et al. (1991). Ya que el término $(\eta_c / \tau \alpha)$ es pequeño en comparación con la unidad, esta suposición no introduce un error significativo.

Se puede calcular la variación de la eficiencia de la célula en función de la radiación, pero se asume que el generador fotovoltaico operará siempre en su punto de máxima potencia, ya que se controlará mediante un regulador especial. En definitiva, esto implica que la eficiencia de la célula es siempre igual a la del punto de máxima eficiencia de energía ($\eta_c = \eta_{mp}$)

Con todo esto la ecuación que da la temperatura queda redefinida de la siguiente manera:

$$T_c = T_a + G_T * \left(\frac{T_{c,NOCT} - 20}{0,8} \right) * \left(1 - \frac{\eta_{mp}}{0,9} \right)$$

Pero η_{mp} también depende de la temperatura de la célula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\eta_{mp} = \eta_{mp,STC} * [1 + \alpha_p(T_c - 25)]$$

donde:

- ⇒ $\eta_{mp,STC}$ es la máxima eficiencia de las células en condiciones nominales STC [%]
- ⇒ α_p es el coeficiente de temperatura de la potencia [%/°C]

Para la eficiencia máxima en condiciones nominales de los paneles policristalinos se sitúa entre el 13.5 y el 15.5%, según el fabricante y el tamaño del panel. Por ello, se puede fijar este valor en 14.5% para los estudios preliminares.

Sustituyendo el valor calculado con la anterior en la expresión, se obtiene la temperatura de la célula para cada intervalo de tiempo.

1.3.2. COEFICIENTE DE TEMPERATURA DEL PF

El coeficiente de temperatura, α_p , indica cómo varía la potencia de salida del PF con el aumento de la temperatura de la célula. Se trata de un número negativo, porque la potencia de salida disminuye con el aumento de temperatura de la célula. Los fabricantes de módulos fotovoltaicos suelen proporcionar este coeficiente en la ficha técnica del producto.

El incremento de temperatura respecto a la T^a nominal de trabajo del panel se multiplica por este factor de degradación lineal (%/°C), para saber de este modo la disminución porcentual de potencia sobre el valor nominal.

Algunos catálogos no especifican el coeficiente de temperatura de la potencia, pero si especifican el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto (V/°C). En ese caso, se puede calcular el coeficiente de temperatura de la energía mediante la siguiente aproximación:

$$\alpha_p = \frac{\alpha_{Voc}}{V_{mp}}$$

Donde:

- ⇒ α_p es el coeficiente de temperatura de la potencia [%/1/°C]
- ⇒ α_{Voc} es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto [V / °C]
- ⇒ V_{mp} es la tensión en el punto de máxima potencia en condiciones de prueba estándar [V]

1.3.3. FACTOR DE DISMINUCIÓN DE POTENCIA DEL PF

El factor de reducción de potencia del PF, f_{PF} , es un factor de escala que se aplica a la energía de salida del PF para dar cuenta de la menor producción obtenida en condiciones reales de funcionamiento en comparación con las condiciones de laboratorio en las que se ensaya el panel para ser calificado.

Este factor de corrección se añade para tener en cuenta factores tales como la suciedad de los paneles, las pérdidas del cableado, el sombreado, el envejecimiento, etc. Su valor puede estar en torno al 80 o 90%.

1.3.4. CALCULO DE LA POTENCIA GENERADA POR EL PF

Se utiliza la siguiente ecuación para calcular la salida del PF:

$$P_{PF} = Y_{PF} * f_{PF} * \left(\frac{\bar{G}_T}{\bar{G}_{T,STC}} \right) * [1 + \alpha_P * (T_c - T_{c,STC})]$$

Donde:

- ⇒ Y_{PF} es la capacidad nominal del generador fotovoltaico, es decir, su potencia en condiciones estándar de prueba [kW]
- ⇒ f_{PF} es el factor de reducción de potencia PF [%]
- ⇒ \bar{G}_T es la radiación solar incidente sobre el generador fotovoltaico en el intervalo de tiempo actual [kW/m²]
- ⇒ $\bar{G}_{T,STC}$ es la radiación incidente en condiciones de prueba estándar [1 kW/m²]
- ⇒ α_P es el coeficiente de temperatura de la energía [% / ° C]
- ⇒ T_c es la temperatura de la célula fotovoltaica en el intervalo de tiempo actual [° C]
- ⇒ $T_{c,STC}$ es la temperatura del PF en condiciones de prueba estándar [25 ° C]

Llegado a este punto, vuelve a ser interesante hacer un resumen del proceso de cálculo que lleva a obtener la potencia de salida del PF. De la misma forma que se ha hecho en la Tabla 2, se presenta aquí la Tabla 3 mostrando jerárquicamente los niveles de cálculo.

Nivel	Parámetro	Descripción	Función de:
-1	\bar{G}_T	[kW/m ²]	Radiación incidente global sobre el PF
0	α_P	[%/°C]	Coeficiente de temperatura de la energía
	Y_{PF}	[kW]	Potencia nominal del generador fotovoltaico
	η_{mp}	[%]	Máxima eficiencia del PF en condiciones STC
	$T_{c,NOCT}$	[°C]	Temp nominal de funcionamiento de la célula
	T_a	[°C]	Temperatura ambiente
	f_{PF}	[%]	Factor de reducción de potencia
1	T_c	[°C]	Temperatura de la célula
2	P_{PF}	[kW]	Potencia del generador fotovoltaico

Tabla 3. Proceso de cálculo para la potencia de salida del PF

2. REGULADOR DE CARGA SOLAR Y SISTEMA DE CONTROL

Como se ha especificado, se asume que el generador fotovoltaico opera siempre en su punto de máxima potencia, ya que se controla mediante un regulador especial llamado Maximum Power Point Tracking (MPPT). En el siguiente apartado se explica el funcionamiento de este dispositivo y cómo se tiene en cuenta su rendimiento, es decir, como se modela su funcionamiento. Más adelante se explica cómo se modela el sistema de control, que incluye un inversor para transformar la corriente continua proveniente de la batería en la corriente alterna que demandará la carga.

2.1. SEGUIDOR DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

El Seguidor del Punto de Máxima Potencia, más conocido como MPPT, es un sistema electrónico que gestiona los módulos fotovoltaicos de tal manera que permite extraer la máxima potencia de éstos. No tiene nada que ver con lo que comúnmente se conoce como un seguidor solar. Es un sistema totalmente electrónico que varía el punto eléctrico de operación del panel y así le permite entregar la máxima potencia extraíble para la radiación incidente. La potencia adicional extraída se convierte en un incremento de la intensidad de carga de las baterías.

Para entender el funcionamiento de un MPPT, es interesante partir primero del funcionamiento de un regulador de carga tradicional (RC). Cuando un RC normal está cargando una batería descargada, lo que hace es simplemente cerrar un circuito que permite conectar el panel con la batería. Esto, fuerza a los paneles a trabajar a la tensión de operación de la batería, lo que normalmente no coincide con la tensión de máxima potencia ideal del panel. Por ejemplo, las curvas Potencia/Tensión/Intensidad para el panel policristalino de marca ZYTECH Solar de 65 Wp (en condiciones STC 25 °C y 1000 W/m² de irradiancia) pueden verse en la Figura 11. Para una irradiancia de 800 W/m², se ha resaltado en color verde el punto de trabajo que entrega la máxima potencia y en color rojo el punto de trabajo de la batería (12 V). El regulador de carga tradicional conectaría la batería con el módulo, y por tanto forzaría a éste a trabajar a 12 V, cargando la batería a un máximo de 3,1 A. Este hecho haría que el módulo de 65 Wp, que en estas condiciones de irradiancia podría entregar unos 50 W, simplemente entregue unos 46 W.

Los reguladores de carga MPPT, lo que hacen es calcular en todo momento la tensión a la cual el módulo es posible que produzca la máxima potencia para las condiciones de contorno. En la Figura 11 se observa que la tensión de máxima potencia (V_{mp}) está cerca de los 15 V, y lo que el regulador de carga con MPPT hace es independizar la tensión de la batería de la del módulo, dejando que el módulo fotovoltaico opere a 15 V independientemente de la tensión de la batería, consiguiendo un aumento de la intensidad de carga de la batería. Esto lo realiza, de forma genérica, con un convertidor DC/DC de alta eficiencia que convierte los 15 V a la entrada del regulador, en los aproximadamente 12 V a los que

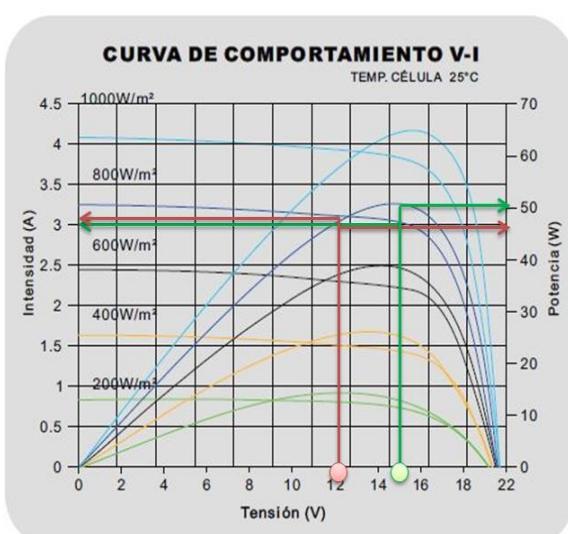


Figura 11. Curva de comportamiento del panel ZT65P
Anexo II- p.19

trabaja la batería en la salida de este. Si suponemos que no hubiese pérdidas y que la eficiencia fuese del 100% entre la salida del módulo y la entrada de la batería, en el caso anterior tendríamos que la intensidad de carga de la batería seria:

$$I_{carga\ batería} = \frac{V_{mp,600W/m^2}}{V_{batería}} * I_{mp,\frac{600W}{m^2}} = \frac{15}{12} * 3 = 3,8\ A$$

Respecto a los 3,1 A con lo que el regulador de carga normal cargaría la batería aquí se observa como gracias al MPPT este valor se aumenta más de un 22%.

Para dar cuenta de la eficiencia del regulador de carga, se ha de reducir en el factor de reducción de potencia del PF. Por ejemplo, si se desea utilizar un factor de reducción del 90% para tener en cuenta las pérdidas en el PF y la eficiencia del regulador de carga es del 95%, se ha de cambiar el factor de reducción de un a un 85,5% ($90\% * 95\% = 85,5\%$.).

2.2. SISTEMA DE CONTROL

Como ya se ha aclarado anteriormente, el diseño específico del sistema de control no se ha considerado objeto de este proyecto. Sin embargo, sí que se pueden adivinar las dos funciones básicas que ha de tener: actuará como un relé normalmente abierto encargado de comutar a la red cuando a la salida del regulador no detecte la suficiente energía y deberá transformar la corriente continua proveniente de la batería en corriente alterna que suministrar a la carga, actuando como inversor.

El inversor DC/AC transformará los $12V_{DC}$ en $220\ V_{AC}$, por lo que sólo actuará con la corriente proveniente de la batería.

Por el relé sólo circulará la corriente proveniente de la red. Entiéndase que no será un relé analógico, sino una combinación de micro controladores y otros dispositivos electrónicos que identifique la ausencia de corriente en la batería.

Dado que los dos caminos son independientes, la forma que se ha estimado más adecuada para tener en cuenta las posibles pérdidas que se den en este dispositivo es sobredimensionar la demanda un 10%. Con este coeficiente de seguridad se garantizará la disponibilidad de energía en la lámpara sea cual sea su origen.

3. BATERÍA

La batería es el equipo más sensible de todo el sistema, ya que son numerosos factores los que reducen su vida útil y sus prestaciones nominales.

En el primer apartado se explican las principales características de las baterías propias de los sistemas fotovoltaicos. En el siguiente apartado se exponen los principales criterios a tener en cuenta para valorar las prestaciones reales de la batería. Por último se explican los fundamentos teóricos y las ecuaciones para el modelado del funcionamiento de la batería.

3.1 BATERÍAS VRLA

Hay muchos tipos diferentes de baterías con muy buenas características, pero para las aplicaciones en sistemas fotovoltaicos y eólicos se usan mayoritariamente las baterías de plomo por su buena relación precio/energía disponible.

A la derecha, la Figura 12 muestra las diferentes tecnologías de baterías comparando su capacidad en relación a su peso (eje vertical) y su volumen (eje horizontal). Las baterías de litio como las usadas en los teléfonos móviles son las superiores. Estos tipos existen también para aplicaciones fotovoltaicas y eólicas, pero su precio es tan alto que sólo se utilizan en casos muy especiales.

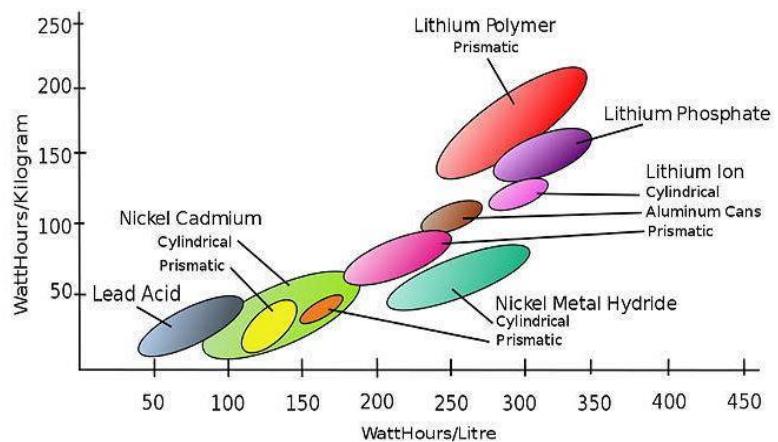


Figura 12. Tipos de baterías

Las baterías que comúnmente se utilizan en las farolas solares son las baterías de plomo ácido denominadas VRLA. Son las siglas de Valve Regulated Lead Acid, lo que significa que la batería está sellada de forma hermética. Las baterías contienen elementos muy contaminantes como plomo o mercurio, así que al ser baterías que no tienen un habitáculo de resguardo como en otras aplicaciones situándose “al aire libre”, el hecho de que estén selladas es imprescindible para garantizar la seguridad de los ciudadanos.

Tan sólo habrá escape de gas en las válvulas de seguridad en caso de sobrecarga o de algún fallo de los componentes. Por ello suele ser más recomendable situarlas en la parte superior de la farola que al pie del poste. No requieren ningún tipo de mantenimiento. Existen dos tipos de tecnologías según se presente el electrolito en estado sólido o en forma de gel.

AGM son las siglas de Absorbent Glass Mat. En estas baterías, el electrólito se absorbe por capilaridad en una estera en fibra de vidrio situada entre las placas. Las baterías AGM resultan más adecuadas para suministrar corrientes muy elevadas durante períodos cortos (arranque) que las baterías de Gel.

Por su parte en las baterías de Gel, tal y como indica su propio nombre, el electrólito se inmoviliza en forma de gel. Las baterías de Gel tienen en la teoría una mayor duración de vida que las baterías AGM.

Las baterías VRLA tienen una buena capacidad de recuperación incluso tras una descarga profunda o prolongada. Sin embargo, se debe recalcar que las descargas profundas frecuentes tienen una influencia muy negativa en la duración de vida de las baterías de plomo/ácido, y las baterías de VRLA no son una excepción.

La experiencia ha demostrado que las prestaciones de las baterías de tecnología Gel y AGM son muy similares en las farolas solares. Por ello, tras hacer un estudio de mercado se ha preferido optar por las AGM por tener un menor precio, aunque esta es una elección subjetiva y cada proyectista puede tener distintos motivos para decantarse por una u otra tecnología. El precio de las baterías AGM puede estimarse en 1,2 €/Ah, mientras que en las baterías de Gel el precio puede ser entre un 40 y un 60% mayor.

3.2 PRINCIPALES FACTORES QUE DETERMINAN LA VIDA ÚTIL DE LA BATERÍA

La vida de una batería se expresa en ciclos, que se definen como el número de ciclos que se produce una carga/descarga. Los factores de que depende la vida de una batería son: el espesor de las placas, el nivel de concentración del electrolito y la profundidad de descarga.

Los dos primeros factores dependen de la calidad de la batería, según el fabricante, por lo que su estudio no se considera objeto de este proyecto. Por ello, el factor más importante ya que es el único que depende del proyectista, es la profundidad de descarga.

Cuanto más profunda sea la descarga, menor será el número de ciclos y por tanto, menor será la vida útil de la batería. Se denomina profundidad de descarga (PD) al porcentaje de la capacidad de la batería que es utilizada durante un ciclo de carga/descarga. Es decir, respecto a la cantidad total de energía susceptible de ser usada que la batería tiene almacenada, la PD es el porcentaje que se le extrae. Una PD del 100% implicará agotar la energía disponible en la batería, mientras que una PD del 30% implicará dejar un 70% de energía útil en la batería.

Los fabricantes presentan la relación PD-número de ciclos mediante curvas o tablas en sus fichas de características.

Se ha de destacar que la cantidad de energía total que puede extraerse de una batería no es siempre la misma. El porcentaje de descarga que se le aplica en cada ciclo influye en la energía total que puede extraerse de la batería durante toda su vida. En el siguiente apartado se explica cómo se modela este proceso de "fatiga" de las baterías.

3.3 MODELADO DE LA BATERÍA

Tal y como presentan Jongerden et al. (2008) existen diversos modelos para la modelización de las baterías, siendo el modelo cinético de batería de Manwell et al. (1993) el más intuitivo y con el que se obtiene una de las mejores aproximaciones para las baterías VRLA. Gracias a este modelo

se consigue determinar la cantidad de energía que puede ser absorbida o retirada del banco de baterías en cada intervalo de tiempo.

3.3.1 FUNDAMENTO DEL MODELO CINÉTICO DE BATERÍA

El modelo cinético de batería, llamado así porque se basa en los conceptos de cinética electroquímica, modela una batería como un sistema de dos tanques. El primer tanque contiene “Energía Disponible”, Q_1 , la energía para la conversión inmediata en electricidad de corriente continua. El segundo tanque contiene “Energía de Base”, Q_2 , o la energía que es químicamente inestable y por tanto no puede retirarse inmediatamente. La Figura 13 ilustra el concepto.

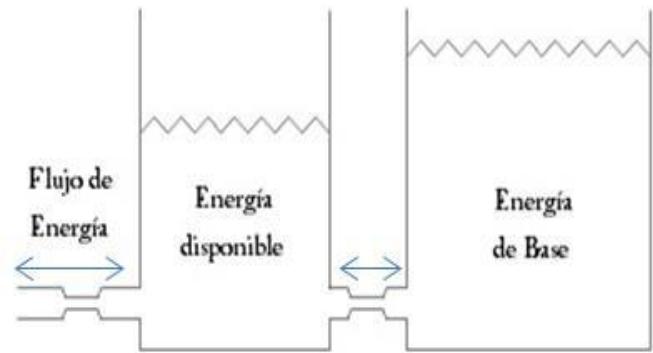


Figura 13. Modelo cinético de batería

La cantidad total de energía almacenada en la batería en cualquier momento es la suma de la energía disponible y la de base, por lo tanto :

$$Q = Q_1 + Q_2$$

donde:

- ⇒ Q es la energía total almacenada en la batería.
- ⇒ Q_1 es la energía disponible.
- ⇒ Q_2 es la energía de base.

Se utilizan tres parámetros para describir este sistema de dos tanques. La capacidad máxima de la batería, Q_{max} , es la cantidad total de energía que los dos tanques pueden contener.

La relación de capacidad, c , es la relación entre el tamaño del depósito de energía disponible y el tamaño conjunto de ambos tanques .

La constante de velocidad, k , se refiere a la conductancia entre los dos tanques , y por lo tanto es una medida de la rapidez con la que batería puede convertir la energía de base en la energía disponible o viceversa.

De forma experimental, se pueden crear Curvas de Capacidad mediante la medición de la capacidad de la batería al someterla a diferentes corrientes de descarga constantes.

Teniendo la batería totalmente llena, se le demanda una carga constante midiendo su tensión en bornes. Cuando esta tensión desciende por debajo de un determinado valor, se cesa la demanda y se toma el tiempo. Multiplicando el tiempo en horas por la corriente de prueba en amperios, se tiene el valor de amperios-hora, es decir, la capacidad de la batería para esa corriente de descarga.

Para cada valor de tensión final, se puede representar una gráfica como la mostrada en la Figura 14. Los fabricantes suelen facilitar una tabla con los resultados de estos ensayos en las fichas de características.

Las dos constantes, c y k , se calculan a partir de estas curvas mediante un proceso iterativo que describe Jongerden et al. (2008). Con estos valores se puede calcular la cantidad máxima de energía que la batería puede cargar y descargar en cada periodo de tiempo, como se muestra en los siguientes párrafos.

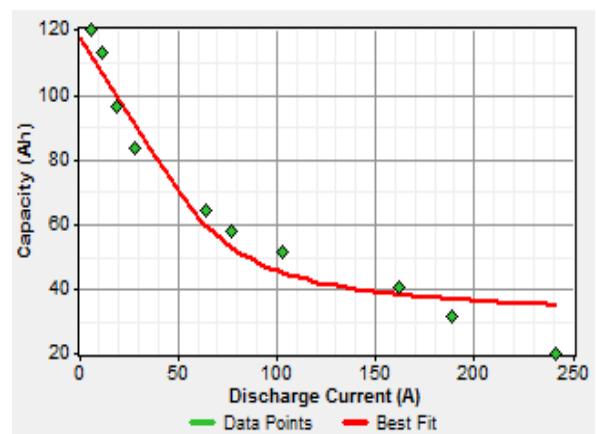


Figura 14. Ejemplo de curva de capacidad de una batería

3.3.2 POTENCIA DE DESCARGA MÁXIMA DE LA BATERÍA

Con ecuaciones diferenciales se puede demostrar que la cantidad máxima de energía que la batería puede descargar durante un periodo específico de tiempo, Δt , se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$P_{bat,dmax,kbm} = \frac{k * Q_1 * e^{-k\Delta t} + Q * k * c * (1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c * (k * \Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})}$$

donde:

- ⇒ $P_{bat,dmax,kbm}$ es la potencia de descarga máxima de la batería según el modelo de batería cinética [mW]
- ⇒ Q_1 es la energía disponible [kWh] al principio del intervalo de tiempo
- ⇒ Q es la energía total almacenada en la batería [kWh] al principio del intervalo de tiempo
- ⇒ c es la relación de capacidad de la batería
- ⇒ k es la constante de velocidad [h^{-1}]
- ⇒ Δt es el intervalo de tiempo [h]

Se ha de tener en cuenta que se producen pérdidas de descarga después de que la energía sale del sistema de dos tanques, por lo tanto, la potencia máxima de descarga de la batería está dada por la siguiente ecuación:

$$P_{bat,dmax} = \eta_{bat,d} * P_{bat,dmax,kbm}$$

donde:

- ⇒ $P_{bat,dmax}$ es la potencia de descarga máxima de la batería [mW]
- ⇒ $\eta_{bat,d}$ es la eficiencia de descarga de la batería

3.3.3. POTENCIA DE CARGA MÁXIMA DE LA BATERÍA

Para el cálculo de la cantidad máxima de energía que la batería puede absorber durante un periodo específico de tiempo, Δt , se imponen tres limitaciones. La primera viene del propio modelo de batería cinética:

$$P_{bat,cmax,kbm} = \frac{-k * c * Q_{max} + k * Q_1 * e^{-k\Delta t} + Q * k * c * (1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c * (k * \Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})}$$

donde:

- ⇒ $P_{bat,cmax,kbm}$ es la potencia de carga máxima de la batería según el modelo de batería cinética [mW]
- ⇒ Q_1 es la energía disponible [kWh] al principio del intervalo de tiempo
- ⇒ Q_{max} es la energía total de la batería [kWh]
- ⇒ Q es la energía total almacenada en la batería [kWh] al principio del intervalo de tiempo
- ⇒ c es la relación de capacidad de la batería
- ⇒ k es la constante de velocidad [h^{-1}]
- ⇒ Δt es el intervalo de tiempo [h]

La segunda limitación se refiere al ratio de carga máxima de la batería, α_c , que es el valor de A/Ah que se introduce al definir la batería. Es un valor proporcionado por el fabricante.

La variable de máxima velocidad de carga impone un límite en la velocidad a la que el sistema puede cargar la batería. Ese límite es directamente proporcional a la "capacidad libre" de la batería, que se define como la capacidad máxima de la batería menos su estado absoluto de carga.

Por ejemplo, si se considera una batería cuya capacidad máxima es de 350 Ah y cuya máxima velocidad de carga es de 0,4 A/Ah y en algún momento su estado de carga es de 310 Ah, entonces tiene 40 Ah de capacidad libre, por lo que la corriente máxima que podría aceptar sería $40 \text{ Ah} * 0,4 \text{ A/Ah} = 16 \text{ A}$. Si en algún otro momento su estado de carga es 335 Ah, entonces la corriente que podría aceptar sería $15 \text{ Ah} * 0,4 \text{ A/Ah} = 6 \text{ A}$, por lo que la corriente de carga admisible disminuye a medida que aumenta el estado de carga.

La energía de carga de la batería correspondiente a esta tasa de carga máxima viene dada por la siguiente ecuación:

$$P_{bat,cmax,mcr} = \frac{(Q_{max} - Q) * (1 - e^{-\alpha_c \Delta t})}{\Delta t}$$

donde:

- ⇒ $P_{bat,cmax,mcr}$ es la potencia de carga máxima de la batería según el criterio ratio de carga máxima [mW]
- ⇒ Q_{max} es la energía total de la batería [kWh]
- ⇒ Q es la energía total almacenada en la batería [kWh] al principio del intervalo de tiempo

- ⇒ α_c es la velocidad máxima de carga [A/Ah]
- ⇒ Δt es el intervalo de tiempo [h]

La tercera limitación se refiere a la corriente de carga máxima, que también es una característica propia de la batería. Es un valor proporcionado por el fabricante en la ficha de características.

Esta variable impone un límite superior a la corriente de carga permisible, independientemente del estado de carga. Si la batería de 350 Ah que se ha puesto como ejemplo anteriormente está vacía, la variable máxima velocidad de carga implicaría que podría aceptar una corriente de carga de $350 \text{ Ah} * 0,4 \text{ A/Ah} = 140 \text{ A}$. Sin embargo, una corriente tan alta podría ser muy perjudicial para la batería. Si la corriente máxima de carga es de 25 A, entonces habrá de asegurar que la corriente de carga no supere los 25 A, sin importar su estado de carga.

La potencia de carga máxima correspondiente a esta corriente de carga máxima viene dada por la siguiente ecuación:

$$P_{bat,cmax,mcc} = \frac{I_{max} * V_{nom}}{1000}$$

donde:

- ⇒ $P_{bat,cmax,mcc}$ es la potencia de carga máxima de la batería según el criterio corriente máxima [mW]
- ⇒ I_{max} es la corriente máxima de la batería [kWh]
- ⇒ V_{nom} es el voltaje nominal de la batería [V]

La potencia de carga máxima de la batería se calcula entonces con el más restrictivo de los tres valores anteriores:

$$P_{bat,cmax} = \frac{\text{MIN}(P_{bat,cmax,kbm}, P_{bat,cmax,mcr}, P_{bat,cmax,mcc})}{\eta_{bat,c}}$$

donde:

- ⇒ $P_{bat,cmax}$ es la potencia de carga máxima de la batería [mW]
- ⇒ $\eta_{bat,c}$ es la eficiencia de carga de la batería

En el recorrido que hace la energía desde la salida del regulador, su almacenaje y su vuelta al regulador, se sufren pérdidas que se definen como el rendimiento carga-descarga de la batería, o la fracción de la energía puesta en la batería que se puede recuperar. Típicamente, este valor está alrededor del 80%.

Se asume que la eficiencia de carga de la batería y la eficiencia de descarga de la batería son ambas iguales a la raíz cuadrada de esta eficiencia de ida y vuelta.

3.3.4. CANTIDAD RESULTANTE DE ENERGÍA

Como resumen, las ecuaciones anteriores establecen el rango de energía posible para la batería o el banco de baterías en cualquier intervalo de tiempo. Una vez se ha calculado la potencia real de carga o descarga, se calcula la cantidad resultante de la energía disponible y de energía de base al final del intervalo de tiempo utilizando las dos ecuaciones siguientes:

$$Q_{1,final} = Q_1 * e^{-k\Delta t} + \frac{(Q * k * c + P) * (1 - e^{-k\Delta t})}{k} + \frac{P * c * (k * \Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})}{k}$$

$$Q_{2,final} = Q_2 * e^{-k\Delta t} + Q * (1 - c) * (1 - e^{-k\Delta t}) + \frac{P * (1 - c) * (k * \Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})}{k}$$

donde:

- ⇒ Q_1 es la energía disponible [kWh] al principio del intervalo de tiempo
- ⇒ Q_2 es la energía de base [kWh] al principio del intervalo de tiempo
- ⇒ $Q_{1,final}$ es la energía disponible [kWh] al final del intervalo de tiempo
- ⇒ $Q_{2,final}$ es la energía de base [kWh] al final del intervalo de tiempo
- ⇒ c es la relación de capacidad de la batería
- ⇒ k es la constante de velocidad [h^{-1}]
- ⇒ P es la potencia [kW] de entrada (positiva) o de salida (negativa) en el banco de baterías
- ⇒ Δt es el intervalo de tiempo [h]

Con todo lo anterior queda definido el proceso de cálculo que se sigue para calcular la energía disponible en la batería en cada intervalo de tiempo.

3.3.5. VIDA ÚTIL DE LA BATERÍA

Por último, respecto a la vida de la batería se puede escoger si la batería habrá de ser reemplazada después de un determinado período de tiempo, después de haber entregado una cierta cantidad de energía, o cuando cualquiera de las dos situaciones ocurra primero.

Si se opta por limitar la duración de la batería a un cierto número de años, este valor es la “vida en flotación”(float life, en inglés). Este valor lo proporciona el fabricante en su ficha de características.

Si se opta por limitar la duración de la batería a una cierta cantidad de energía, estos son los valores de “vida en uso” (lifetime throughput, en inglés). Este último caso es el que está relacionado con la PD. Los fabricantes de baterías suelen dar esta curva en las hojas de características. Se calcula la correspondiente energía para cada punto de la curva de tiempo de vida, usando la siguiente ecuación de Manwell et al. (1993):

$$Q_{vida,i} = f_i * d_i * \left(\frac{q_{max} * V_{nom}}{1000 \text{ W/kW}} \right)$$

donde:

- ⇒ $Q_{vida,i}$ es la energía entregada con una profundidad de descarga d_i durante un número de ciclos f_i [kWh]
- ⇒ d_i es la profundidad de descarga [%]
- ⇒ f_i es el número de ciclos
- ⇒ V_{nom} es la tensión nominal de la batería [V]
- ⇒ q_{max} es la capacidad máxima de la batería [Ah]

En la Figura 15 se muestra un ejemplo para una batería AGM. En rombos amarillos se representan los valores de número de ciclos según PD y en rombos negros la energía entregada(Q_{vida}) correspondiente. Cuanto mayor sea la energía extraída de la batería en cada ciclo , menor será la cantidad de energía total que se le podrá extraer a la batería a lo largo de su vida útil.

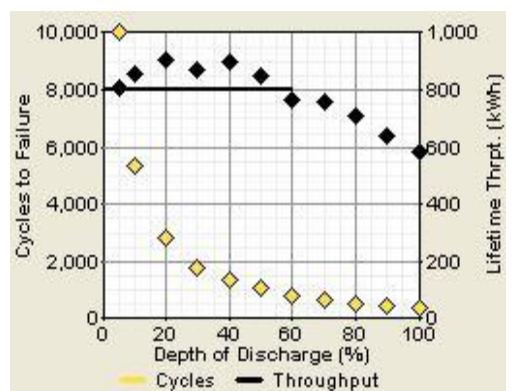


Figura 15. Energía entregada y número de ciclos frente a la PD

Anexo III

HOMER Energy. Guía de Usuario.

Alfonso Pérez Sáenz

El objetivo de este anexo es mostrar el modo de trabajar con el software escogido para realizar las simulaciones, HOMER Energy.

En primer lugar se presenta una breve guía de usuario del programa, explicándose sus principales características y cómo se introducen los datos de entrada.

A continuación, a modo de ejemplo, se detalla el proceso llevado a cabo en la ciudad de Sevilla, previo a la elección de los sistemas que finalmente se han simulado para las tres ciudades.

Se explica paso por paso el proceso seguido y cómo se interpretan los resultados de cada simulación. De esta forma se tiene un ejemplo de aplicación para saber cómo simular e interpretar los resultados que va dando el programa en el proceso de diseño.

Este anexo se ha redactado con la intención de servir de apoyo a futuros proyectistas que quieran valorar la implementación de sistemas similares bien sea cambiando la carga, la localización o cualquiera de las condiciones de contorno.

1. HOMER ENERGY. GUÍA DE USUARIO

1.1 INTRODUCCIÓN A HOMER ENERGY

HOMER Energy se define como un software de optimización de micro energía que simplifica la tarea de evaluación de diseños tanto de sistemas de energía aislados como conectado a la red. Ofrece la posibilidad de implementar sistemas híbridos de energía que contengan tanto generadores convencionales o conexión a red, como turbinas eólicas, energía solar fotovoltaica, baterías, pilas de combustible o biomasa. HOMER ayuda a determinar cómo los sistemas energéticos provenientes de recursos variables, como la energía eólica o la solar, pueden ser integrados en los sistemas híbridos. Este programa proviene del National Renewable Energy Laboratory (NREL) del Departamento de Energía y Recursos Energéticos de los Estados Unidos y está disponible comercialmente desde 2009.

Cuando se diseña un sistema de energía, se deben tomar muchas decisiones acerca de la configuración del mismo: ¿Qué componentes tiene sentido incluir en el diseño del sistema?, ¿Cuántos y de qué tamaño serán cada componente a utilizar? ¿Qué sucede con los aspectos económicos del proyecto si cambian los costes, los recursos renovables o las cargas? ¿Es el recurso renovable adecuado para este proyecto? El gran número de opciones tecnológicas, la variación de los costes de la tecnología y la disponibilidad de recursos energéticos hacen difíciles estas decisiones. Los algoritmos de análisis sensible y de optimización de HOMER hacen más fácil evaluar las posibles configuraciones del sistema.

HOMER simula la operación de un sistema llevando a cabo cálculos del balance de energía en cada intervalo de tiempo que se desee. Se puede importar datos de cargas y de recursos con intervalos de hasta un minuto. HOMER detecta el intervalo de tiempo al importarle el archivo de datos. Por ejemplo, si el archivo de datos contiene 8.760 líneas, HOMER asumirá que contiene los datos de hora en hora. Si el archivo de datos contiene 52.560 líneas, HOMER asumirá que contiene datos de 10 minutos. Para cada intervalo, HOMER compara la demanda con la energía que el sistema pueda suministrar y calcula los flujos de energía desde cada componente del sistema. Para los sistemas que incluyen baterías o generadores a base de combustible, HOMER también decide para cada hora como operan los generadores y si se cargan o descargan las baterías.

Cuando se quiere valorar el efecto que pueden tener sobre la rentabilidad de diferentes configuraciones del sistema los cambios en factores tales como la disponibilidad del recurso energético o las condiciones económicas, se puede realizar un análisis sensible. Para llevar a cabo un análisis sensible, hay que proporcionarle al programa los valores variables o sensibles que describen el rango de disponibilidad de los recursos y sus costes. HOMER simula cada configuración de sistema en el rango de valores que se le indique. Los resultados de un análisis sensible pueden servir para identificar los factores que tienen un impacto más grande en el diseño y funcionamiento de un sistema de energía. HOMER realiza los cálculos de balance de energía para todas las configuraciones posibles y determina si son o no factibles, es decir, si pueden o no satisfacer la demanda eléctrica bajo las condiciones que se especifican y estima cada coste de instalación y operación de los sistemas durante el tiempo de vida del proyecto. Se pueden ver los

flujos de energía horaria para cada componente, así como los costes anuales y un resumen del comportamiento.

Para el análisis de sensibilidad, HOMER tiene una ventana llamada “Espacio de Búsqueda” (Search Space, en inglés) en la que se muestra el conjunto de todos los tamaños y cantidades posibles de cada componente. También se puede especificar esta información por separado en cada una de las ventanas de entrada de cada componente, pero esta ventana permite un cómodo y rápido acceso a todo el conjunto de variables.

En su proceso de optimización, HOMER evalúa la combinación de todas las posibilidades y clasifica cada opción de acuerdo con el “Coste Actual Neto Total” (Total NPC, en inglés). Lo más importante es cerciorarse de que el espacio de búsqueda sea lo suficientemente amplio como para abarcar el óptimo, esto es, comprobar que el resultado que el programa da como óptimo no contiene ningún componente en su valor máximo o mínimo (a no ser que este mínimo sea cero, claro está). HOMER otorga resultados de simulación con una amplia variedad de tablas y gráficos que ayudan a comparar las configuraciones y evaluarlas en base a sus ventajas económicas y técnicas.

La página Web de HOMER, www.nrel.gov/homer, contiene la última información del software así como archivos de ejemplos, datos de recursos energéticos en multitud de localidades de los Estados Unidos de América.

1.2. DATOS DE ENTRADA PARA LA SIMULACIÓN

Para utilizar HOMER, se han de proporcionar datos de entrada que describan las opciones tecnológicas, costes de los componentes y la disponibilidad de recursos. A continuación se detallan brevemente los pasos a seguir para la preparar la simulación del sistema híbrido.

1.2.1 SELECCIÓN DE COMPONENTES

Con “Añadir/Quitar” (Add/Remove, en inglés) se seleccionan los componentes que se desee que HOMER considere. Cada diseño de sistema debe incluir al menos una carga primaria, una carga diferida, o estar conectada a una red.

Para simular el sistema híbrido se deberán introducir carga primaria, panel FV, conversor AC/DC y batería. También se debe seleccionar la casilla que indica que el sistema está conectado a red.

La Figura 1 muestra la ventana de selección de componentes y el esquema tras la selección.

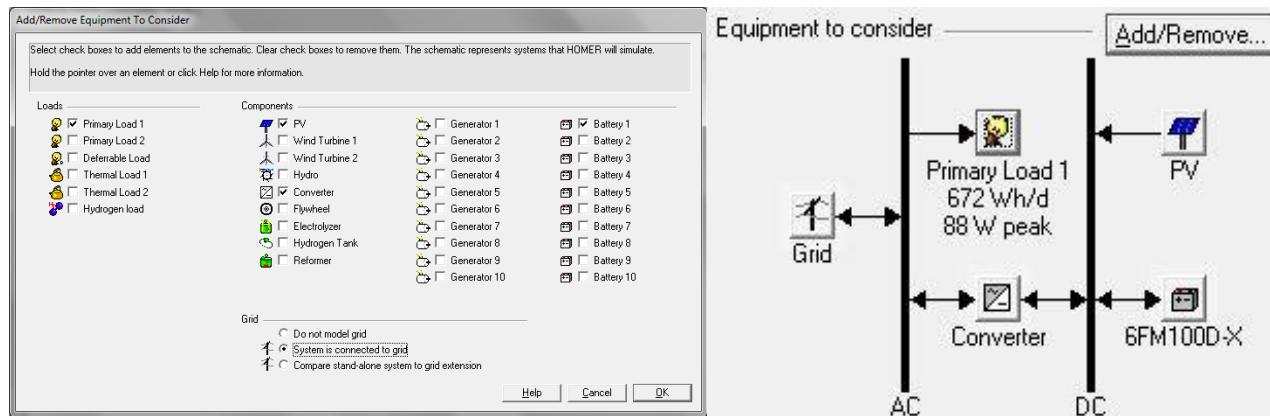


Figura 1. A la izquierda selección de componentes en HOMER. A la derecha esquema tras la selección

1.2.2 DATOS CLIMÁTICOS

En la sección de Recursos HOMER despliega los botones para los recursos que cada componente utiliza. En el caso de estudio es la pestaña para el Recurso Solar.

Se han de introducir las coordenadas geográficas, la zona horaria e importar el archivo con los valores de datos climatológicos generado con METEONORM, del que HOMER extraerá la radiación global horizontal. El formato de salida de los datos debe ser TMY3. Este es un tipo de archivo .csv preparado especialmente para ser reconocido por HOMER.

En la pestaña de Temperatura se ha de volver a introducir el archivo con los valores climatológicos del que HOMER extraerá la Temperatura de Bulbo Seco.

La Figura 2 muestra ambas ventanas de entrada de datos.

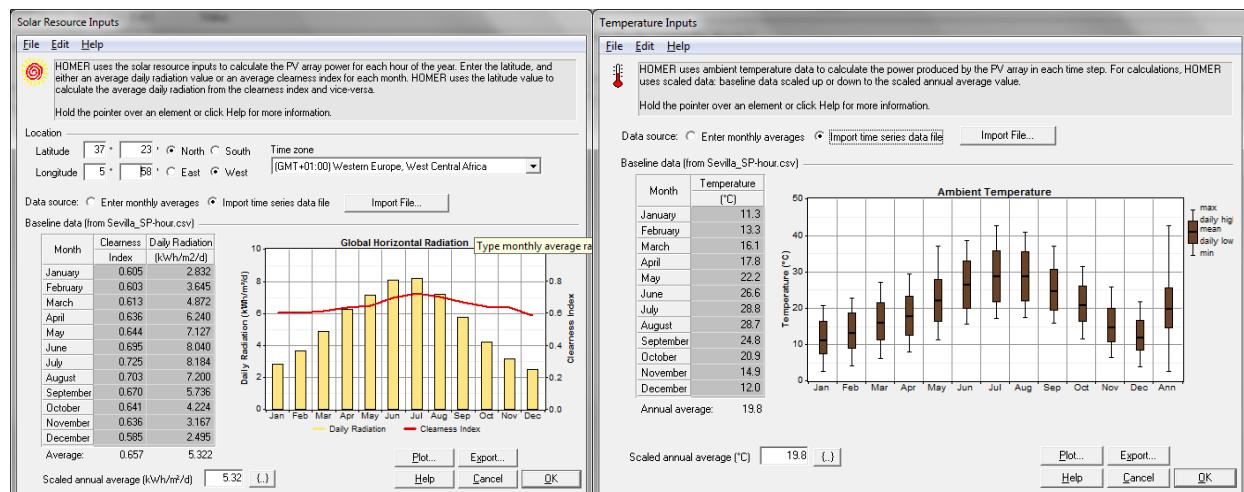


Figura 2. A la izquierda ventana de datos de entrada de radiación. A la derecha ventana de datos de entrada de Temperatura

1.2.3 PERFIL DE CARGA

Los datos de entrada de la carga, describen la demanda que el sistema debe abastecer. Entrando en la pestaña de la carga se selecciona si la carga es en corriente continua o alterna (alterna en este caso) y se importa el archivo que describe la carga hora a hora para un año completo.

Para determinar en qué horas debe estar encendida la farola, se ha escogido el criterio de tomar como base los valores de nivel de iluminación sobre el plano horizontal (I_x) del archivo de datos climáticos. En las horas cuyo valor es nulo se entiende que la farola deberá estar encendida, demandando la carga en kW correspondiente al nivel de iluminación que se desee tener. Se ha de crear entonces un archivo .txt con 8.760 líneas, con valor cero en las horas en las que el nivel de iluminación es mayor que cero y con valor positivo en el resto de horas.

La Figura 3 muestra la ventana de entrada de datos y el archivo con formato de texto que describe el perfil de carga.

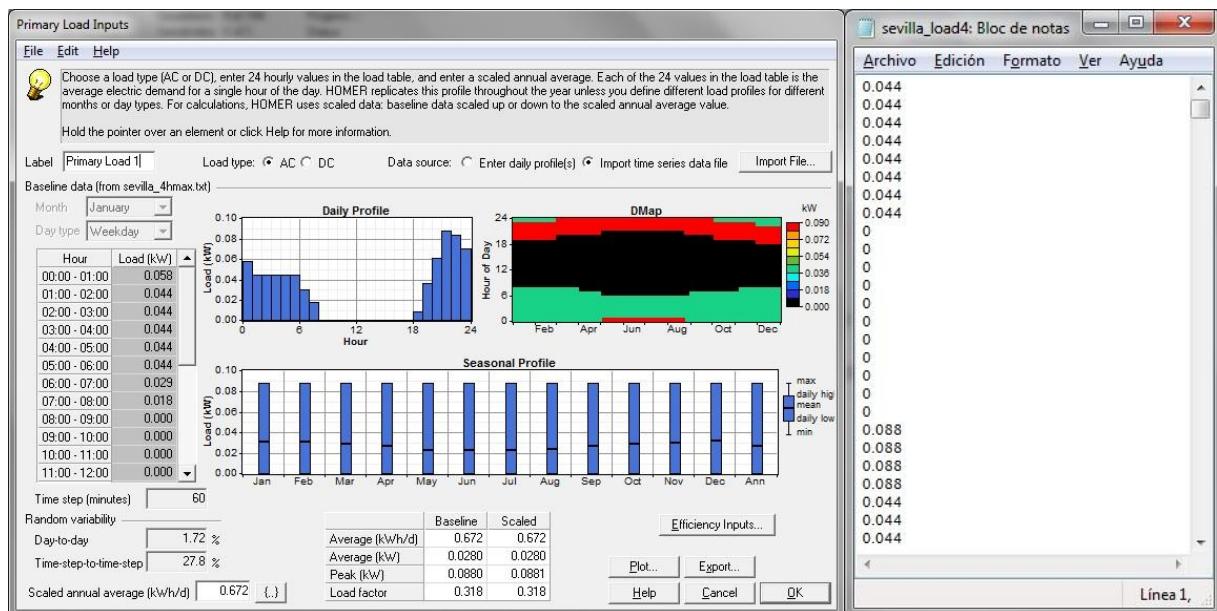


Figura 3. A la izquierda ventana de entrada de datos de carga. A la derecha archivo .txt de entrada de datos

1.2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS COMPONENTES

A continuación se han de introducir las características tanto técnicas como económicas de los componentes: la batería, el conversor AC/DC y el panel fotovoltaico.

En cuanto al plano económico, HOMER pide que se le introduzca el coste o bien por unidad (caso de la batería) o bien por kW (caso del conversor y el PF). Además se ha de introducir el coste del reemplazo para cada componente (si se prevé una caída con el paso de los años se introducirá un coste menor y si no se mantendrá el mismo) y el coste de mantenimiento anual. Estos datos no tienen mayor relevancia en este punto, ya que los datos se tratan posteriormente para hacer un análisis económico más realista.

Respecto a las características técnicas, en el caso del conversor tan sólo tiene importancia introducir las características de vida útil y eficiencia cuando actúa como inversor, ya que no se le permite actuar como rectificador cargando la batería.

En el caso del panel fotovoltaico se han de introducir: la vida útil, el factor de disminución de potencia, el coeficiente de temperatura, la temperatura nominal de operación, la eficiencia en condiciones estándar de utilización, los ángulos de inclinación y acimut y la reflectancia del suelo. Además hay que marcar la casilla para tener en cuenta la temperatura.

La Figura 4 muestra la venta de entrada de datos del panel y del conversor.

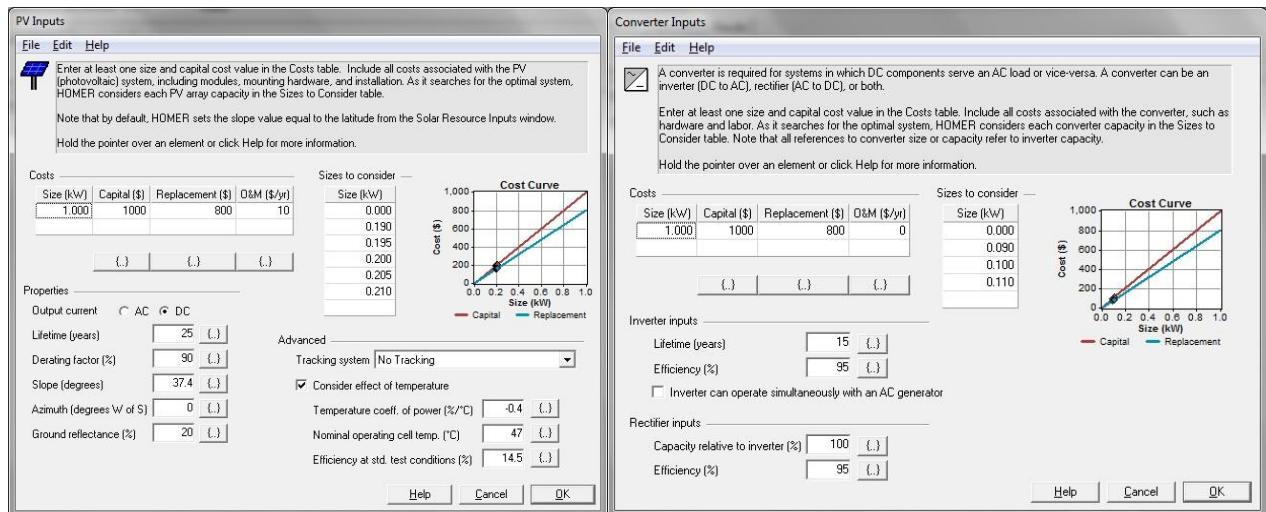


Figura 4. A la izquierda ventana de entrada del panel fotovoltaico. A la derecha ventana de entrada del conversor

En la ficha general de la batería, en la primera pestaña se han de especificar las propiedades básicas: su nombre, el fabricante, la tensión nominal, el rendimiento carga-descarga, la profundidad de descarga máxima, la velocidad máxima de carga y las corrientes máximas de carga y descarga.

A continuación se introduce la capacidad nominal y la curva de capacidad. Los fabricantes suelen facilitar una tabla con estos valores en las fichas de características, aunque en la mayor parte de los casos dan una tabla de amperios para tiempo de descarga, por lo que hay que calcular el valor de Ah multiplicando. La Figura 5 muestra cómo se han de tratar los datos de la ficha técnica de la batería para crear la curva de capacidad que solicita HOMER para modelar el comportamiento de la batería.

Discharge Constant Current (Amperes at 77°F25°C)

End Point Volts/Cell	5min	10min	15min	30min	45min	1h	3h	5h	10h	20h
1.60V	298	220	180	105	78.9	65.2	27.6	18.9	9.75	5.20
1.65V	281	212	173	101	77.1	61.6	27.4	18.2	9.70	5.15
1.70V	257	192	159	93.6	71.5	60.6	26.9	17.9	9.65	5.10
1.75V	220	159	140	68.7	60.0	56.6	26.4	17.4	9.50	5.05
1.80V	210	168	139	88.7	68.6	56.5	25.1	17.1	9.50	5.00

Discharge Constant Power (Watts at 77°F25°C)

End Point Volts/Cell	5min	10min	15min	30min	45min	1h	2h	3h	5h
1.60V	520	376	311	194	147	122	69.7	52.3	35.6
1.65V	491	364	306	183	143	116	66.9	50.7	35.2
1.70V	454	346	290	178	134	112	65.9	50.4	34.8
1.75V	419	339	285	173	131	109	63.7	48.6	34.2
1.80V	394	316	271	167	128	102	61.7	48.0	33.8

(Note)The above characteristics data are average values obtained within three charge/discharge cycles not the minimum values.

time (min)	time (h)	A	Ah
5	0,08	210	17,5
10	0,17	168	28
15	0,25	139	34,75
30	0,5	88,7	44,35
45	0,75	68,6	51,45
	1	56,5	56,5
	3	25,1	75,3
	5	17,1	85,5
	10	9,5	95
	20	5	100

Figura 5. A la derecha extracto de la hoja de características de una batería. A la izquierda cálculo de la curva que se debe introducir

Se ha de aclarar en este punto que la razón de escoger los datos correspondientes al valor de tensión final mayor (1,80V) es para ser más conservador en el modelado, ya que al no trabajar siempre la batería al mismo ritmo de carga descarga, el valor de tensión final no será constante. Por ello se escoge la fila con la que se obtienen los menores valores de capacidad y de esta forma

se es más conservador en el modelado, sabiendo que en el funcionamiento real la batería está podrá dar mejores prestaciones.

HOMER calcula las tres constantes, para el modelo de batería cinética que mejor se ajusten a la curva de capacidad que se le introduce.

Se puede escoger si la batería habrá de ser reemplazada después de un determinado período de tiempo, después de haber entregado una cierta cantidad de energía, o cuando cualquiera de las dos situaciones ocurra primero.

Si se opta por limitar la duración de la batería a un cierto número de años, se ha de introducir ese número de años en la “vida en flotación” (float life, en inglés). Este valor lo proporciona el fabricante en su ficha de características.

Si se opta por limitar la duración de la batería a una cierta cantidad de energía, se ha de introducir ese valor en la “vida en uso” (lifetime throughput, en inglés). En este último caso, lo más habitual es introducir una curva de tiempo de vida, que muestra el número de ciclos hasta el fallo frente a la profundidad de descarga. Los fabricantes de baterías suelen dar esta curva en las hojas de características. HOMER calcula la correspondiente energía para cada punto de la curva de tiempo de vida, tal y como se ha detallado en el Anexo II.

La Figura 6 muestra la ficha de la batería una vez se han introducido todos los parámetros necesarios.

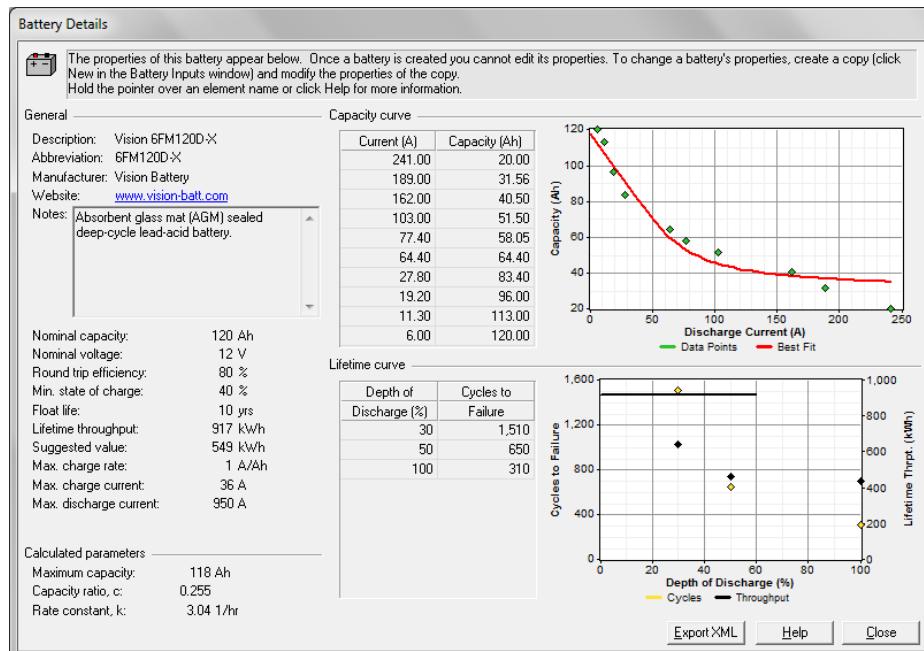


Figura 6. Ejemplo de ficha de una batería creada por el usuario

1.2.5. MODELADO DE LA RED

Para el modelado de la red, los parámetros básicos que han de introducirse son el precio de compra de la electricidad a la red, en \$/kWh y el precio de venta por la energía que se vende a la red, dado el caso. Si el sistema nunca produce tanta energía como para cargar la batería y tener energía sobrante, este valor es irrelevante. En cambio, cuando el sistema de energía solar produce

más electricidad de la que se necesita, el exceso se puede vender a la red general mediante el procedimiento llamado "balance neto" (Net Metering, en inglés). El contador eléctrico funciona al revés cuando se está vendiendo el excedente de energía a la red. Al final del período de facturación se cobrará la cantidad neta comprada, es decir, compras menos ventas. Si el valor de la compra neta es negativo, significa que se vendió más de lo que se compró, y es entonces cuando la empresa distribuidora paga de acuerdo al precio fijado.

En el caso de estudio se bloqueará la posibilidad de ventas a la red, ya que como se ha explicado en el Anexo I, actualmente el gobierno español no remunera esta práctica, y el tenerla en cuenta podría falsear el balance económico en alguno de los sistemas evaluados.

Se puede optar por especificar las tasas de la red, ya sea con un régimen de tasas regulares o mediante la importación de un archivo de datos que se especifican los precios en cada intervalo de tiempo, en caso de que el precio de la energía varíe con un calendario muy complicado para los tipos de entradas que HOMER propone. Según la tarifa que se ha escogida el precio de la energía sigue un patrón constante todos los días del año, así que se utiliza el diagrama horario para indicar cuándo se aplica cada tasa (Figura 7).

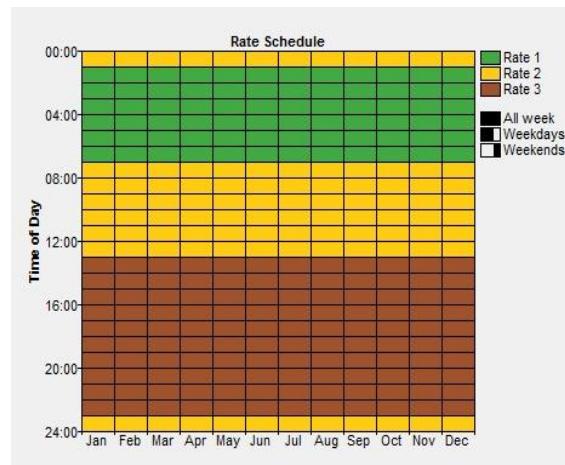


Figura 7. Distribución horaria de las tasas según periodo tarifario

Para introducir los términos que determina el sistema tarifario español en HOMER se ha de hacer un tratamiento previo, ya que el programa no ofrece la posibilidad de hacerlo directamente.

El término de energía no requiere ningún tratamiento especial (salvo la conversión \$/€), ya que como ya se ha dicho, HOMER permite introducir el precio de la energía comprada en [\$/kWh]. Si a este precio en se le carga el impuesto de electricidad y el IVA ya se puede introducir como precio de compra de la energía.

Sin embargo, al no ofrecer HOMER la posibilidad de introducir un término de potencia, éste se deberá añadir como gasto fijo anual, aplicándole también los impuestos de IVA y de electricidad. Este término se introduce en la pestaña de opciones avanzadas, en la que además se han de hacer otros ajustes tal y como se muestra en la Figura 8.

Por último, el alquiler de los equipos de medida también se debe añadir como un gasto fijo anual, añadiéndole el IVA. Se considerará en el estudio que no se tendrá penalización por potencia reactiva, ya que las lámparas LED escogidas tienen el factor de potencia compensado para que no supere el 0,95 fijado como límite para la penalización.

Los término de energía y potencia se extraen del BOE-A-2013-8562 como. El coste de alquiler de los equipos, se tasa en 12€/mes para toda la instalación.

Así pues, los costes para modelar la red se calculan de la siguiente manera:

- ⇒ TEvalle = (0,050522[€/kWh] + 5,1%[imp. electricidad] + 21%[IVA]) *1,3225[\$/€] = 0,085 \$/kW
- ⇒ TEllano = (0,068148[€/kWh] + 5,1%[imp. electricidad] + 21%[IVA]) *1,3225[\$/€] = 0,115 \$/kW
- ⇒ TEpunta = (0,149838[€/kWh] + 5,1%[imp. electricidad] + 21%[IVA]) *1,3225[\$/€] = 0,252 \$/kW
- ⇒ TP = (35,6495 [€/kW/año] + 5,1%[imp. electricidad] + 21%[IVA])*0,088[kW] *1,3225[\$/€] = 4,796 \$/año
- ⇒ ALQ = ((12 [€/mes] + 21%[IVA])*12[meses/año] *1,3225[\$/€]) / 100[farolas] = 2,304 \$/farola al año

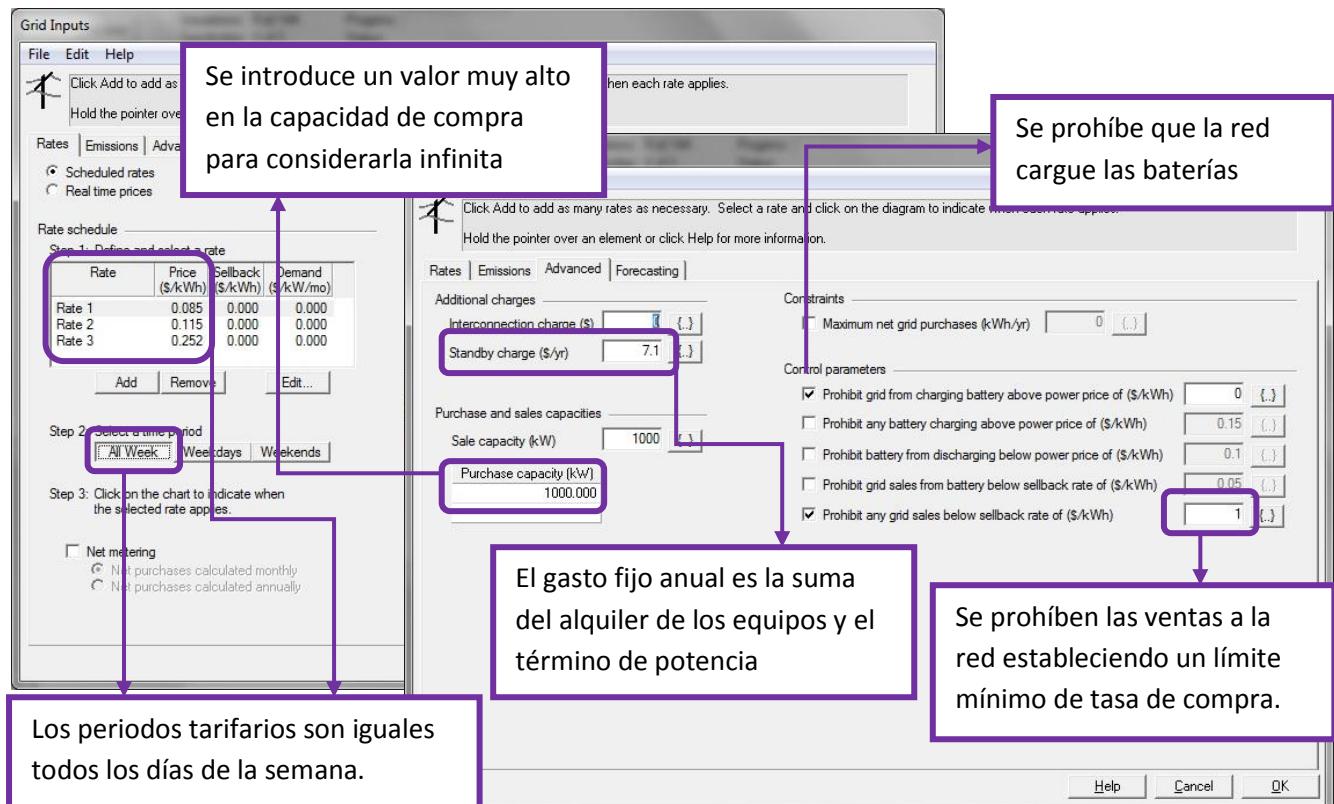


Figura 8. Introducción de los datos que modelan la red en HOMER

En la Figura 8 se muestran capturas de las ventanas de entrada de datos de red, con algunas aclaraciones que no se han expuesto hasta ahora.

Con todo esto ya se tienen los datos de entrada suficientes para simular el sistema híbrido.

2. EJEMPLO DE APLICACIÓN PASO A PASO

En este apartado se muestra paso a paso la serie de simulaciones previas llevadas a cabo en la ciudad de Sevilla, con la intención de que sirva como ejemplo para los futuros investigadores que quieran hacer simulaciones de sistemas similares.

2.1. OBTENCIÓN DE DATOS CLIMATOLÓGICOS CON METEONORM

El primer paso para realizar la simulación es la obtención de los datos climatológicos con el software METEONORM. La Figura 9 muestra extractos del programa donde se ven las opciones que se han de ir escogiendo para obtener el archivo de datos en el formato y características adecuadas para las simulaciones con HOMER Energy.

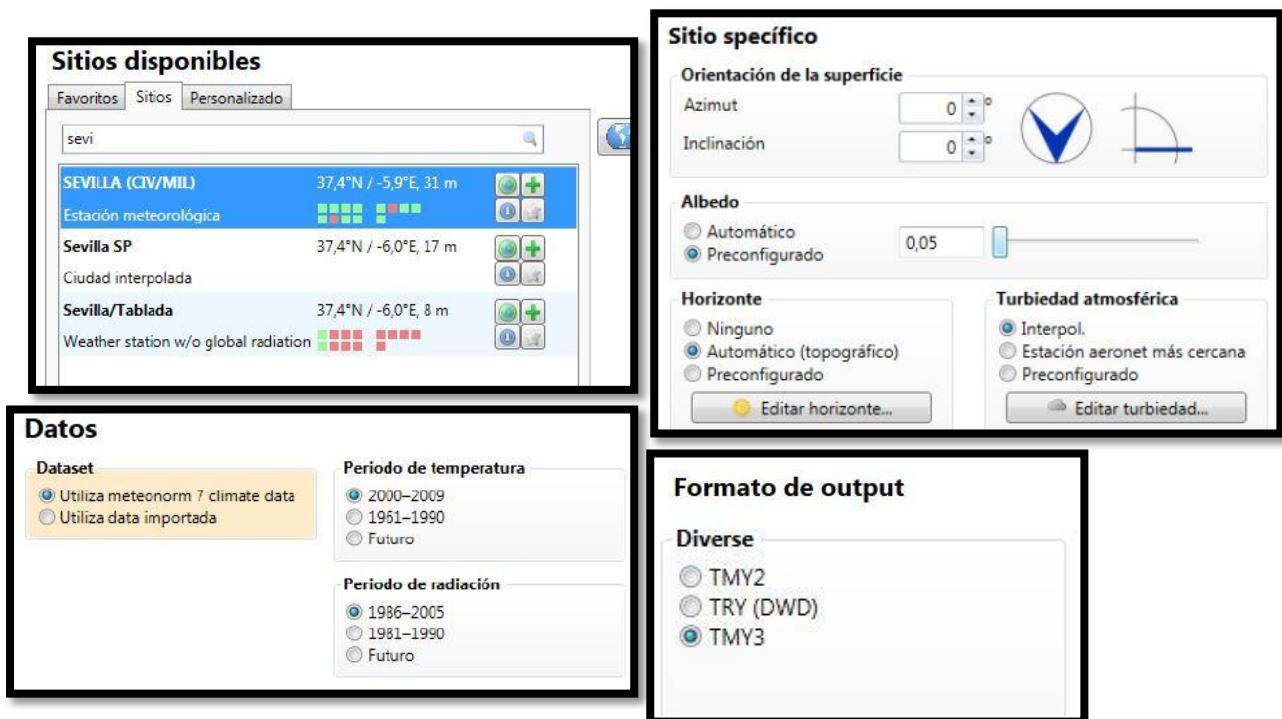


Figura 9. Extractos del software METEONORM con los pasos para obtener el archivo de datos climatológicos

Este es un tipo de archivo .csv preparado especialmente para ser reconocido por HOMER. La Figura 10 muestra la ubicación exacta de los estudios que se van a llevar a cabo en la ciudad de Sevilla.

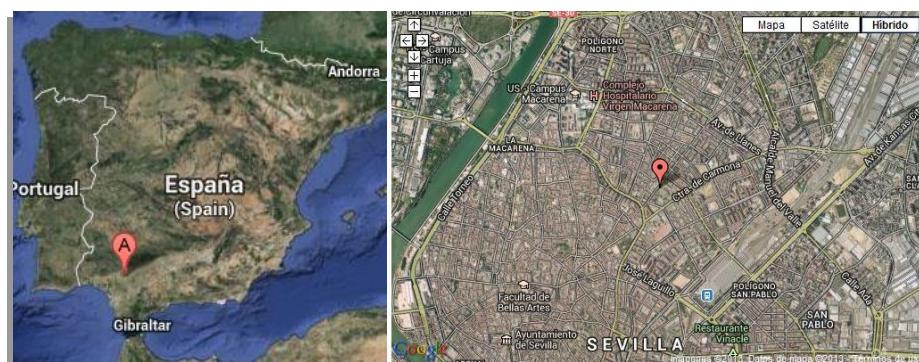


Figura 10. Ubicación exacta de la base meteorológica de Sevilla

2.2. SIMULACIONES EN SEVILLA

En los siguientes apartados se va viendo el proceso seguido en la ciudad para llegar a obtener los datos para hacer el análisis financiero comparativo de las tres opciones: el sistema únicamente conectado a red, el sistema totalmente aislado y el sistema híbrido.

2.2.1 SIMULACIÓN PREVIA. PERFIL DE CARGA LOAD23

PARÁMETROS DE ENTRADA <i>Recurso Solar</i>		
ϕ	[°]	Latitud
λ	[°]	Longitud
Z_c	[h]	Zona horaria GMT
G	[kW/m ²]	Radiación global sobre la superficie horizontal
		SEVILLA (CIV/MIL)*
PARÁMETROS DE ENTRADA <i>Temperatura</i>		
T_a	[°C]	Temperatura ambiente
		SEVILLA (CIV/MIL)*
PARÁMETROS DE ENTRADA <i>PF</i>		
α	[°]	Acimut del PF
β	[°]	Inclinación del PF
<i>Life</i>	[años]	Vida útil del PF
ρ_g	[%]	Reflectancia del suelo
α_p	[%/°C]	Coeficiente de temperatura de la energía
Y_{PF}	[kW]	Potencia nominal del generador fotovoltaico
η_{mp}	[%]	Máxima eficiencia del PF en condiciones STC
$T_{C,NOCT}$	[°C]	Temp nominal de funcionamiento de la célula
f_{PF}	[%]	Factor de reducción de potencia
$\$_{PF}$	[\$/kW]	Coste por kW para el PF. Incluye MPPT
PARÁMETROS DE ENTRADA <i>Batería</i>		
<i>Bat</i>	[núm]	Batería AGM Vision 6FM55TD-X
$\$_{BAT}$	[\$]	Coste por Ah para estas baterías
$\$_{rBAT}$	[\$]	Coste de reemplazo por Ah para estas baterías
<i>String</i>	[núm]	Número de baterías en serie (12V)
Q_0	[%]	Estado de carga inicial
PARÁMETROS DE ENTRADA <i>Conversor</i>		
Y_{CV}	[kW]	Potencia nominal del conversor
$\$_{CV}$	[\$/kW]	Coste por kW para el conversor
$\$_{rCV}$	[\$/kW]	Coste de reemplazo para el conversor
$\$_{O\&M}$	[\$/yr]	Coste por año en operación y mantenimiento
<i>Life</i>	[años]	Vida útil del inversor
η_{inv}	[%]	Eficiencia trabajando como inversor
PARÁMETROS DE ENTRADA <i>Carga</i>		
<i>Load</i>	[kW]	Carga horaria
		Load23_Sevilla**

*Se importa el archivo de datos climáticos con formato TMV3 desde METEONOM

**Se importa el archivo de datos de carga creado previamente

Tabla 1. Datos de entrada para la primera simulación

La Tabla 1 muestra los datos de entrada al programa para la primera simulación. A continuación se hacen algunas aclaraciones.

Comentarios de los datos de entrada

- ⇒ Los datos de latitud y longitud se obtienen del archivo exportado del METEONOM.
- ⇒ Para el PF, los valores de coeficiente de temperatura de la energía, temperatura nominal de funcionamiento de la célula, vida útil y máxima eficiencia en condiciones STC, se han fijado en valores estándar para un panel policristalino común (ver Anexo IV)
- ⇒ Para los valores de factor de reducción de potencia del PF y reflectancia del suelo se han tomado los propuestos por HOMER.
- ⇒ El estado inicial de carga de la batería se ha fijado en el 100% por entenderse que en condiciones normales las baterías se suministran llenas.
- ⇒ Para el conversor AC/DC no se han fijado las características de vida útil y eficiencia cuando actúa como inversor, ya que en ningún caso se le permite actuar como rectificador cargando la batería. Estos datos se han fijado en valores estándar para un inversor tipo de esta potencia.
- ⇒ El periodo de estudio se ha fijado en 25 años, por ello no se ha incluido ningún valor específico para el coste de reposición del PF.
- ⇒ Para todos los valores de coste de los equipos, de reemplazo y de mantenimiento se han introducido valores orientativos. En un análisis financiero posterior se afinará en los costes concretos de cada una de las partidas.

Análisis de resultados

PV (kW)	6FM55D (kW)	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
0.2	3	0.10	\$ 498	33	\$ 1,330	0.519	1.00

Figura 11. Captura de los resultados de HOMER para la primera simulación

Tras realizar este primer ensayo se puede analizar qué inclinación del PF es la que produce una mayor cantidad de energía a lo largo del año en esta localidad, gracias al análisis sensible. Mostrando gráficamente el coste de la energía respecto a la inclinación se obtiene la gráfica de la Figura 12.

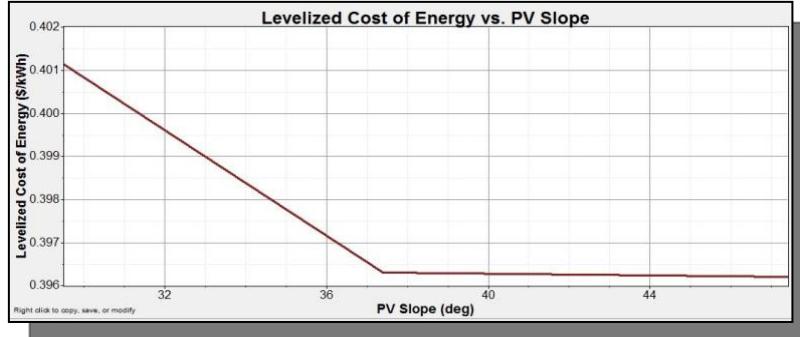


Figura 12. Coste de la energía según el valor de ángulo de inclinación

La primera impresión en este punto es que de las 3 posibles inclinaciones que se plantean en el apartado 6, resulta igualmente acertada la elección de la inclinación proveniente de la Tabla 1 como la elección de una inclinación igual a la latitud del lugar. Para aclarar esta situación se ha de valorar cuál de estas inclinaciones produce una mayor cantidad de energía a lo largo del año. La Figura 13 muestra conjuntamente la producción anual y el coste de energía, observándose que para una inclinación igual a la latitud ($37,4^\circ$) se produce una mayor energía siendo el coste el mismo. Este valor será con el que se hagan las simulaciones en adelante.

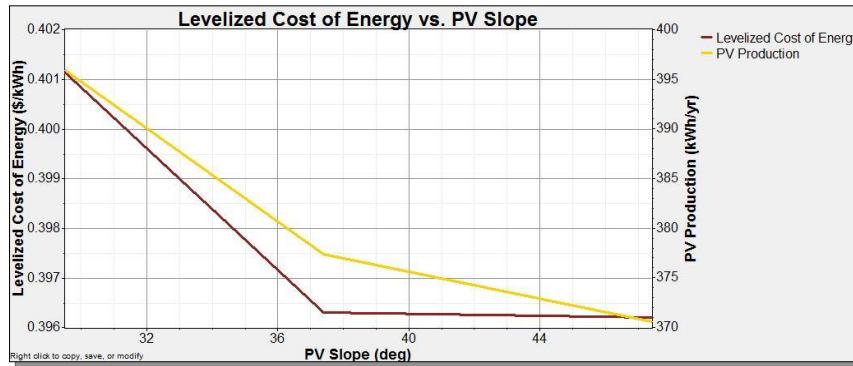


Figura 13. Coste de la energía y producción anual para cada ángulo de inclinación

Ahora se ha de concretar qué modelo batería es más adecuada. El objetivo inicial es colocar sólo una. Los resultados de esta simulación indican que será necesario incluir 3 baterías 6FM55D (Figura 11, p.12). Entrando en el detalle de los resultados (Figura 14), se ve que se está aprovechando un 60% de la capacidad nominal.

Simulation Results									
System Architecture: 1,000 kW Grid 0.2 kW PV 3 Vision 6FM55D					0.09 kW Inverter 0.09 kW Rectifier				
					Total NPC: \$ 1,386 Leveled COE: \$ 0.226/kWh Operating Cost: \$ 39/yr				
Cost Summary Cash Flow Electrical PV Battery Converter Grid Emissions Time Series									
Quantity	Value	Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units		
String size	1	Nominal capacity	1.98	kWh	Energy in	304	kWh/yr		
Strings in parallel	3	Usable nominal capacity	1.19	kWh	Energy out	244	kWh/yr		
Batteries	3	Autonomy	42.4	hr	Storage depletion	1	kWh/yr		
Bus voltage (V)	12	Lifetime throughput	768	kWh	Losses	59	kWh/yr		
		Battery wear cost	0.146	\$/kWh	Annual throughput	273	kWh/yr		
		Average energy cost	0.000	\$/kWh	Expected life	2.82	yr		

Figura 14. Extracto de los resultados de la batería en la primera simulación

Así pues, parece lógico pensar que con una batería que tuviese un 60% de la capacidad nominal del anterior banco de baterías podría ser suficiente: $60\% * 55 * 3 = 60\% * 165 = 99$ Ah. Recurriendo al catálogo de este fabricante se pueden ver los distintos modelos de baterías AGM de descarga profunda (Figura 15):

Type	Nominal Voltage(V)	Nominal Capacity (20hr/Ah)	Length		Width		Height		Total Height	Terminal	Weight(Aprox)		
			mm	in	mm	in	mm	in			Kg	Pound	
3FM180D-X	6	180	306	12.05	168	6.61	220	8.66	225	8.86	F12	28.6	63.05
3FM200D-X	6	200	240	9.45	185	7.28	275	10.83	275	10.83	F12	32.5	71.65
3FM225D-X	6	225	320	12.60	176	6.93	225	8.86	230	9.06	F16	30.5	67.24
6FM33D-X	12	33	195	7.68	130	5.12	155	6.10	168	6.61	F11	11	24.25
6FM40D-X	12	40	197.5	7.78	165.5	6.52	170	6.69	170	6.69	F11	14.7	32.41
6FM45D-X	12	45	197.5	7.78	165.5	6.52	170	6.69	170	6.69	F11	14.6	32.19
6FM55STD-X	12	55	229	9.02	138	5.43	208	8.19	213	8.39	F11	18.5	40.79
6FM60D-X	12	60	258	10.16	166	6.54	206	8.11	215	8.46	F11	24	52.91
6FM65D-X	12	65	350	13.78	167	6.57	179	7.05	179	7.05	F5	23.4	51.59
6FM75STD-X	12	75	258	10.16	166	6.54	206	8.11	211	8.31	F21	24	52.91
6FM80D-X	12	80	350	13.78	167	6.57	179	7.05	179	7.05	F11	22.5	49.60
6FM90STD-X	12	90	306	12.05	169	6.65	210	8.27	215	8.46	F21	29	63.90
6FM100D-X	12	100	330	12.99	171	6.73	215	8.46	220	8.66	F12	32	70.55
6FM120D-X	12	120	410	16.14	176	6.93	224	8.94	224	8.94	F12	36	80.50
6FM134D-X	12	134	341	13.43	173	6.81	283	11.14	287	11.30	F12	40	88.18
6FM150D-X	12	150	482	18.98	170	6.69	240	9.45	240	9.45	F12	47	103.62
6FM200D-X	12	200	522	20.55	238	9.37	218	8.58	223	8.78	F12	65	143.30
6FM230D-X	12	230	520	20.47	269	10.59	203	7.99	208	8.19	F12	72.6	160.06

Figura 15. Extracto del catálogo general de productos de Vision Battery

Puesto que este fabricante posee una batería de 100Ah se procede a probar con ella. Ya que HOMER no cuenta con este modelo en su biblioteca se habrán de aplicar los pasos para introducirla. Recurriendo a la hoja de características de la batería (Figura 16) se pueden extraer los datos necesarios:

Nombre	6FM100D-X
Fabricante	Vision Battery
Tensión nominal [V]	12
Corriente máxima de descarga [A]	900
Corriente máxima de carga [A]	30
Capacidad nominal [Ah]	100
Curva de capacidad	Discharge Constant Current*
Curva de vida	Cycle service life in relation to depth of discharge
Vida en flotación [años]	10
Velocidad máxima de carga [A/Ah]	1**
Rendimiento carga-descarga [%]	80**
Mínimo estado de carga [%]	40***

*Se usa la última fila de esta tabla

**Valores estándar para las baterías AGM

***Criterio de diseño

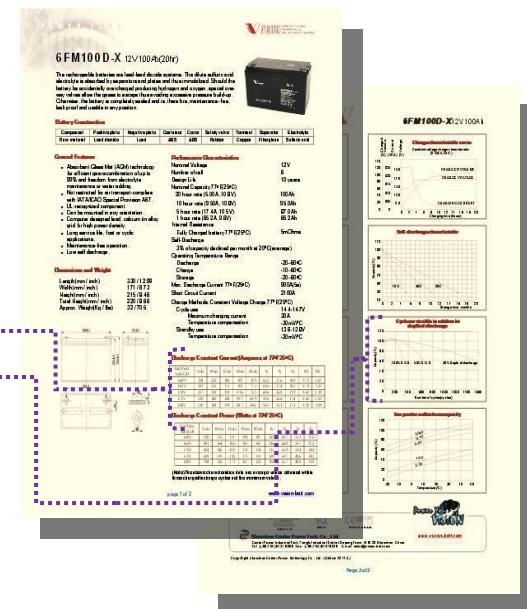


Figura 16. Hoja de características de la 6FM100D-X

Se simula el mismo caso con esta batería y se obtienen los siguientes resultados:

	PV (kW)	6FM100... (kW)	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	0.2	2	0.10	\$ 540	33	\$ 1,367	0.533	1.00

Figura 17. Captura de los resultados de HOMER para la segunda simulación

Los resultados señalan que son necesarias dos baterías de este modelo (Figura 17), por lo que se procede a probar con el modelo inmediatamente superior, la batería 6FM120D-X. Estos son los datos de entrada que se extraen de su ficha técnica (Figura 18):

Nombre	6FM120D-X
Fabricante	Vision Battery
Tensión nominal [V]	12
Corriente máxima de descarga [A]	950
Corriente máxima de carga [A]	36
Capacidad nominal [Ah]	120
Curva de capacidad	Discharge Constant Current*
Curva de vida	Cycle service life in relation to depth of discharge
Vida en flotación [años]	10
Velocidad máxima de carga [A/Ah]	1**
Rendimiento carga-descarga [%]	80**
Mínimo estado de carga [%]	40***

*Se usa la última fila de esta tabla

**Valores estándar para las baterías AGM

***Criterio de diseño

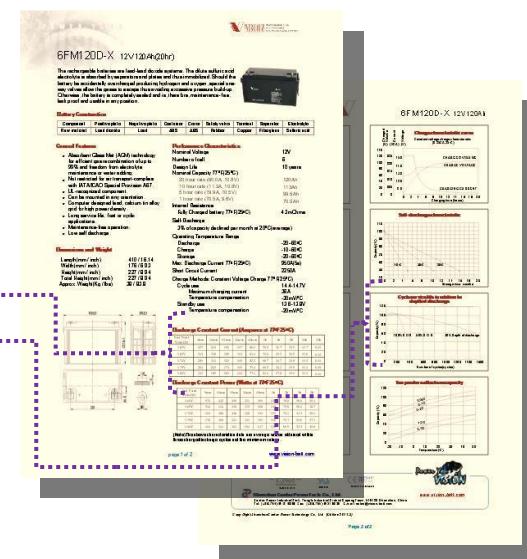


Figura 18. Hoja de características de la 6FM100D-X

Se simula el mismo caso con esta batería y se obtienen los resultados que se muestran en la Figura 19:

	PV (kW)	6FM120...	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	0.2	1	0.10	\$ 444	25	\$ 1,074	0.419	1.00

Figura 19. Captura de los resultados de HOMER para la tercera simulación

Esta batería resulta ser la idónea para este caso. Para validar que la potencia fotovoltaica necesaria que ha dado como resultado (Figura 11, p.12) es la óptima, se vuelve a lanzar la simulación con valores próximos a este resultado, tanto mayores como menores: $Y_{PF} = [0,18 ; 0,19 ; 0,2 ; 0,21; 0,22]$. Casualmente, el valor obtenido en la anterior simulación resulta ser el óptimo global.

2.2.2 SIMULACIÓN SISTEMA HIBRIDO Y SISTEMA TOTALMENTE CONECTADO CON PERFIL DE CARGA LOAD4

A continuación se procede a simular el perfil de carga Load4. La Tabla 2 muestra los parámetros de entrada:

PARÁMETROS DE ENTRADA Recurso Solar			
<i>No cambian respecto a la anterior simulación</i>			
PARÁMETROS DE ENTRADA Temperatura			
<i>No cambian respecto a la anterior simulación</i>			
PARÁMETROS DE ENTRADA PF			
β	[°]	Inclinación del PF	37,4
Y_{PF}	[kW]	Potencia nominal del generador fotovoltaico	[0 ; 0,2]
<i>El resto de parámetros no cambian respecto a la anterior simulación</i>			
PARÁMETROS DE ENTRADA Batería			
Bat	[núm]	Batería Vision 6FM120D	[0; 1]
<i>El resto de parámetros no cambian respecto a la anterior simulación</i>			
PARÁMETROS DE ENTRADA Conversor			
Y_{CV}	[kW]	Potencia nominal del conversor	0,1
<i>El resto de parámetros no cambian respecto a la anterior simulación</i>			
PARÁMETROS DE ENTRADA Carga			
$Load$	[kW]	Carga horaria	Load4_Sevilla*
PARÁMETROS DE ENTRADA Red			
$Rate1$	[\$/kWh]	Término de energía en periodo valle	0,085
$Rate2$	[\$/kWh]	Término de energía en periodo llano	0,115
$Rate3$	[\$/kWh]	Término de energía en periodo punta	0,252
$Stdby$	[\$/yr]	Cargo fijo anual	7,1

*Se importa el archivo de datos de carga creado previamente

Tabla 2. Datos de entrada para la simulación con el perfil de carga Load 4

Análisis de resultados

	PV (kW)	6FM120...	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
				1000	\$ 0	39	\$ 983	0.160	0.00
	0.2	1	0.1	1000	\$ 396	35	\$ 1,274	0.208	0.41

Figura 20. Captura de los resultados de HOMER para la simulación definitiva

Según los resultados que ofrece el programa (Figura 20), el coste de la energía es menor cuando la carga se alimenta únicamente de la red eléctrica que cuando cuenta con el apoyo del sistema renovable. Pero viendo el detalle de los resultados, se ve que los cálculos económicos no son realistas (Figura 21).

Viendo que para todos los años HOMER considera el mismo coste de la electricidad comprada no se pueden considerar sus resultados realistas. Los datos de consumo energético si lo son, y trabajando con ellos se puede solucionar este problema financiero.

Si se atiende al desglose anual de la energía suministrada por la red (Figura 22):

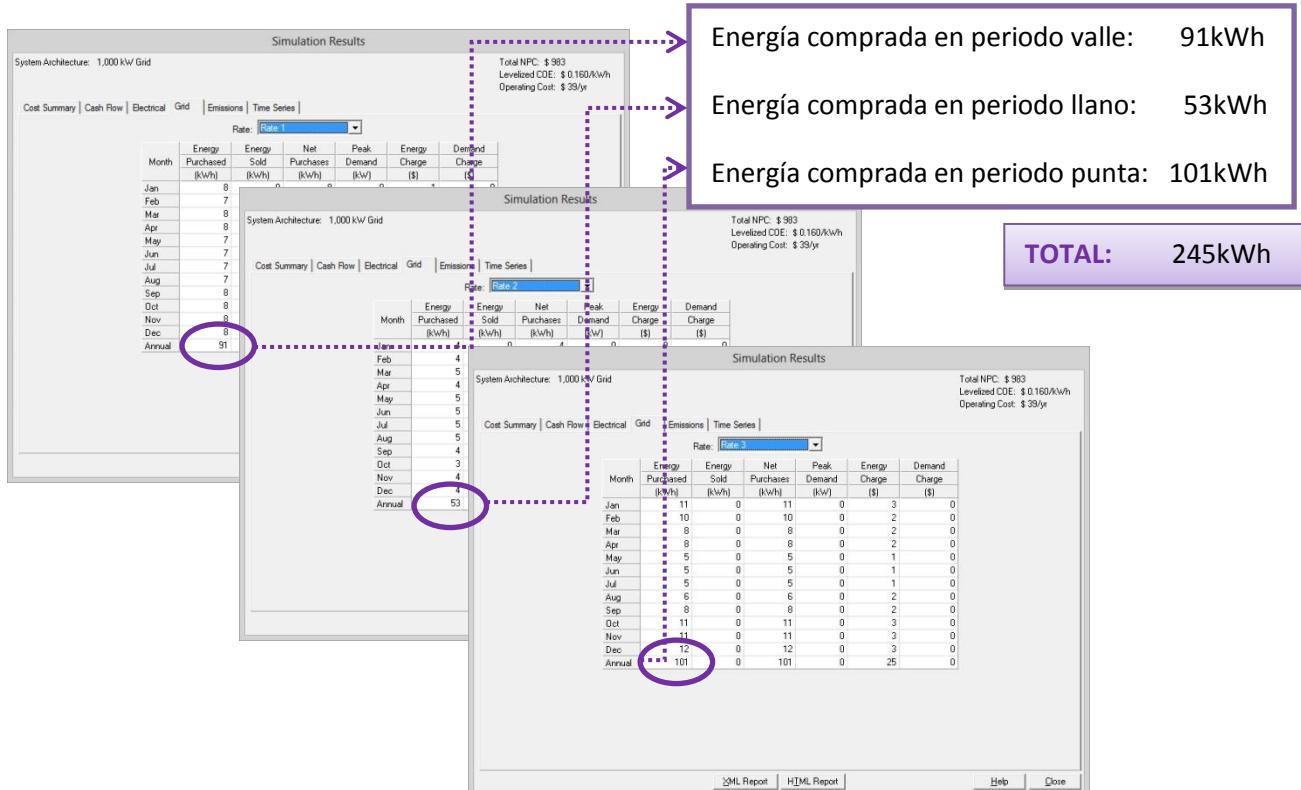


Figura 22. Extractos de los resultados de la energía comprada a la red en el caso sin apoyo renovable

El coste en el año 1 es:

- ⇒ Periodo valle: $91\text{ kWh} * 0,085\$/\text{kWh} = 7,735 \$$
- ⇒ Periodo llano: $53\text{ kWh} * 0,115\$/\text{kWh} = 6,095 \$$
- ⇒ Periodo valle: $101\text{ kWh} * 0,252\$/\text{kWh} = 25,452 \$$
- ⇒ TP: 4,796 \$
- ⇒ ALQ: 2,304 \$

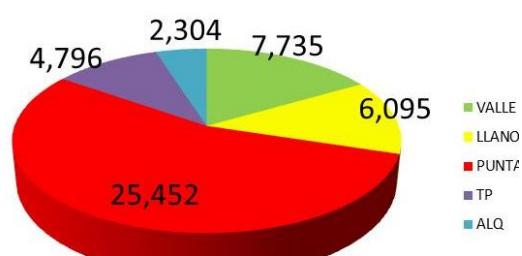


Figura 23. Costes del suministro de red sin apoyo renovable

El gráfico de sectores que muestra la Figura 23 se ve como el término de energía en el periodo punta representa más del cincuenta por ciento del total del coste del suministro anual.

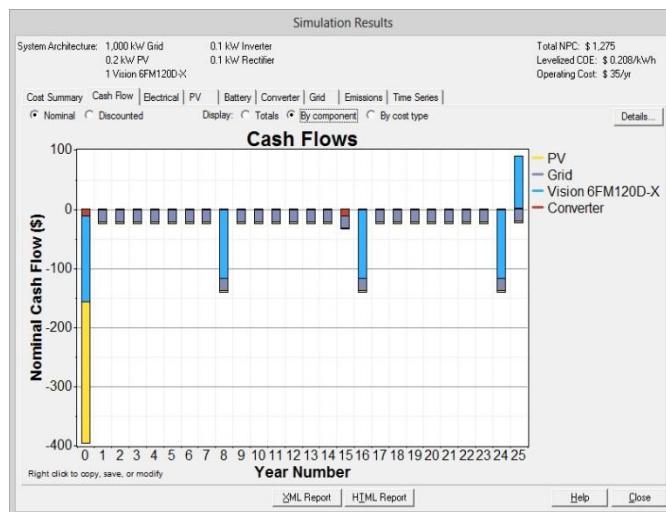


Figura 24. Cash flow de HOMER para el caso con apoyo renovable

Por otro lado, atendiendo a los resultados del sistema con apoyo renovable (Figura 24), se presenta el cash-flow que se muestra a la izquierda.

La vida útil de la batería son 7,71 años y del conversor es 15 años. Estos datos son necesarios para hacer el cash flow comparativo posterior.

La energía suministrada por la red anualmente es:

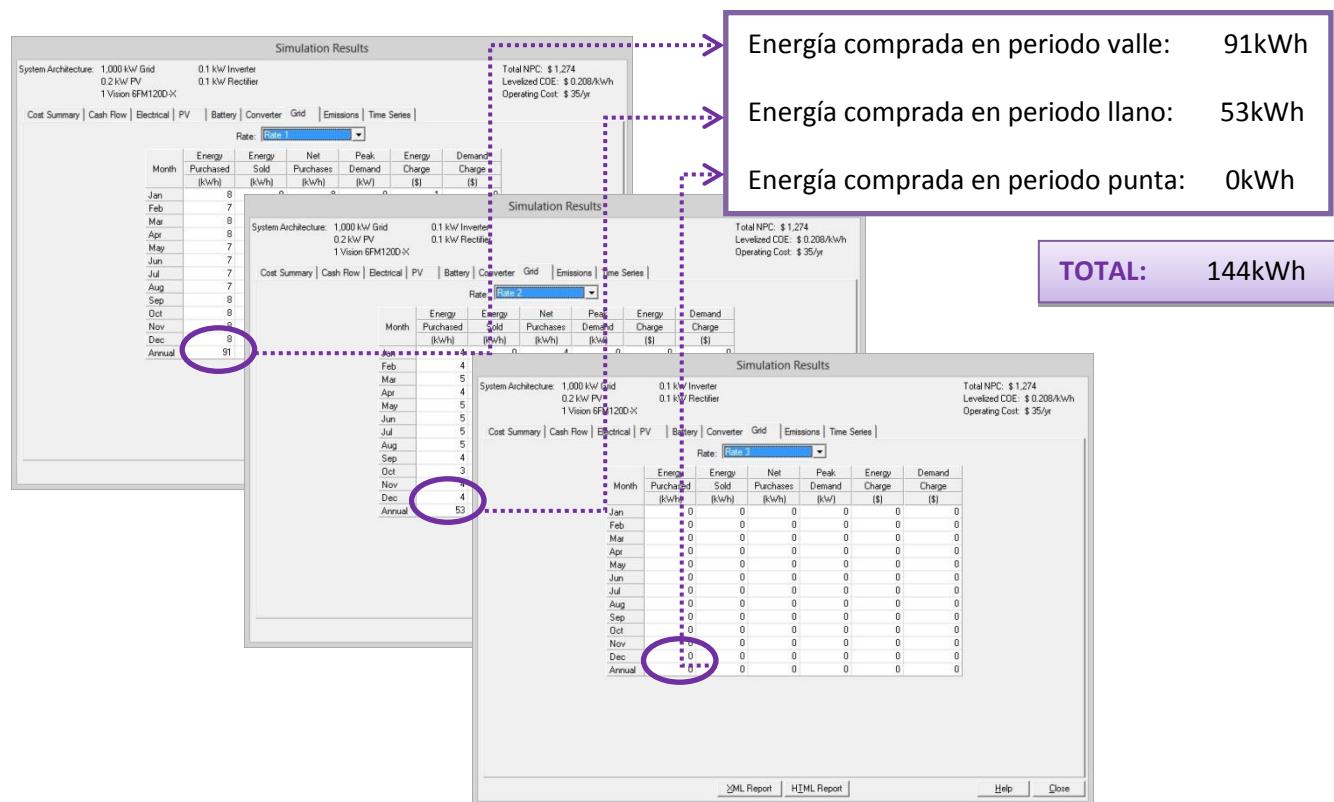


Figura 25. Extractos de los resultados de la energía comprada a la red en el caso con apoyo renovable

Tal y como muestra la Figura 25, la facturación en el periodo punta desaparece, manteniéndose las de los períodos llano y valle en el mismo valor que en el caso sin ningún apoyo renovable.

A continuación, la Figura 26 muestra extractos de los resultados donde se ve cómo trabajan los principales componentes del sistema:

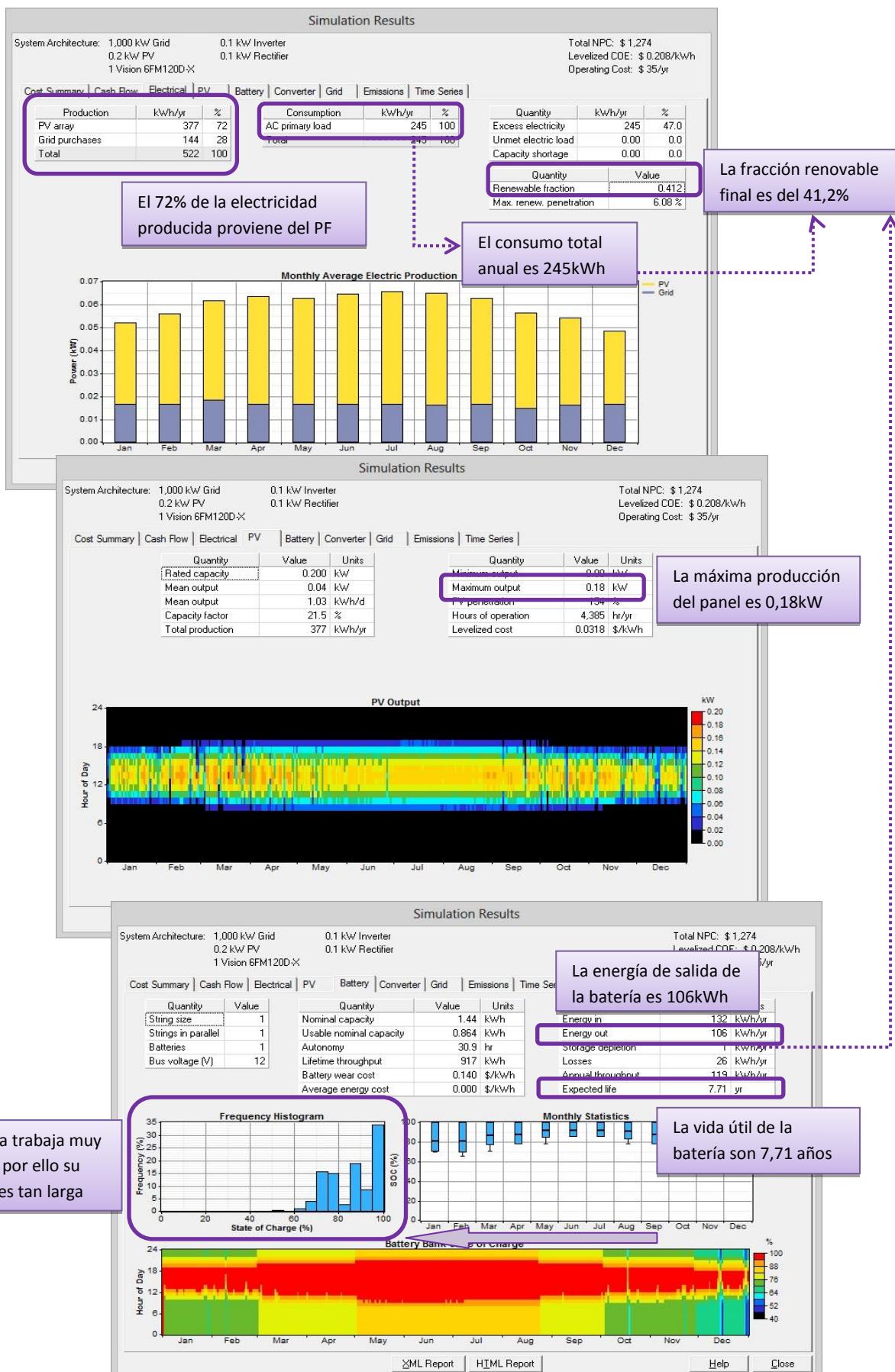


Figura 26. Captura de los resultados de HOMER para la simulación híbrida

2.2.3 SIMULACIÓN SISTEMA AISLADO CON PERFIL DE CARGA LOAD4

En este punto se acomete la simulación del perfil Load4 en un sistema totalmente aislado de red, es decir, se diseña un sistema solar autónomo para cubrir este perfil de carga. Así, más adelante se podrá hacer un cash flow comparativo de las tres opciones.

PV (kW)	6FM150... (kW)	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
0.27	2	0.10	\$ 710	41	\$ 1,724	0.281	1.00

Figura 27. Captura de los resultados de HOMER para la simulación offgrid

Tal y como se ve en los resultados que ofrece el programa (Figura 27), la solución óptima pasa por el uso de dos baterías de 150Ah y un panel de 270W.

Tras haber simulado el sistema con la batería de mayor capacidad de tecnología AGM (230 Ah), se comprueba que no es suficiente, y tras varias pruebas se llega al resultado óptimo siguiendo un proceso similar al seguido en las páginas 13 y 14.

El programa muestra el cash flow que se muestra en la Figura 28. La vida útil de la batería son 6,4 años y la del conversor 15 años.

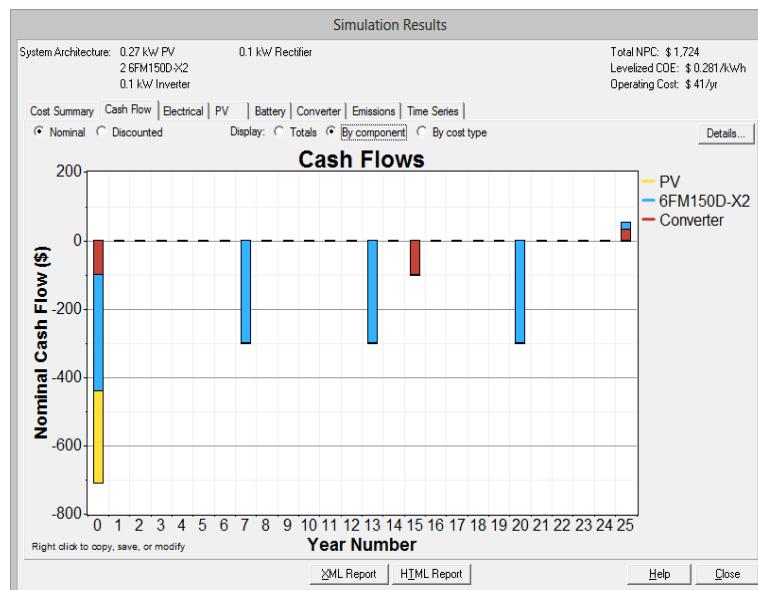


Figura 28. Cash flow del sistema autónomo

Con esta simulación, ya se tienen todos los datos técnicos para hacer la estimación económica a 25 años de las tres alternativas: sistema totalmente conectado, sistema híbrido y sistema totalmente aislado.

Anexo IV

Fichas técnicas de los equipos
utilizados en el proyecto



Con este anexo se completa el trabajo, presentando las fichas técnicas de los equipos que se han ido utilizando en las simulaciones a lo largo del proyecto.

En primer lugar, se presenta una tabla con los paneles fotovoltaicos policristalinos del fabricante Zyttech Solar, donde se ven las distintas referencias ordenadas según la potencia nominal. En esta tabla se pueden ver las características principales de los módulos. A continuación se adjuntan las fichas técnicas completas de los tres paneles con los que se han llevado a cabo las simulaciones principales del proyecto.

En segundo lugar se presentan las fichas técnicas de las baterías AGM del fabricante Vision que han sido utilizadas en las distintas simulaciones del proyecto.

Por último se adjunta la ficha técnica de la luminaria LED de doble nivel sobre la que se han hecho todas las simulaciones.



Características de módulos FV policristalinos Zytech de producción asiática.

Wp (W)	Módelo	Voc (V)	Isc (A)	Vmp (V)	Imp (A)	Dimensiones L×W×H (mm)	Peso (kg)	Alineación células	Dimensión células L×W (mm)	Eficiencia
65	ZT65P	21.82	4.03	18.10	3.59	992×528×35	6.5	6×6	156×78	12.41 %
85	ZT85P	14.40	7.90	11.88	7.15	1006×671×30	7.5	4×6	156×156	12.59 %
90	ZT90P	14.62	8.10	12.12	7.43	1006×671×30	7.5	4×6	156×156	13.33 %
110	ZT110P	18.12	8.00	15.00	7.33	850×992×40	10.5	6×5	156×156	13.05 %
115	ZT115P	18.42	8.21	15.33	7.50	850×992×40	10.5	6×5	156×156	13.64 %
120	ZT120P	19.49	8.10	16.16	7.43	1324×671×40	11.0	4×8	156×156	13.51 %
130	ZT130P	21.64	7.95	17.89	7.27	1482×671×40	12.5	4×9	156×156	13.07 %
135	ZT135P	21.92	8.10	18.18	7.43	1482×671×40	12.5	4×9	156×156	13.58 %
140	ZT140P	22.18	8.25	18.47	7.58	1482×671×40	12.5	4×9	156×156	14.08 %
145	ZT145P	22.39	8.40	18.72	7.75	1482×671×40	12.5	4×9	156×156	14.58 %
150	ZT150P	22.54	8.59	18.86	7.95	1482×671×40	12.5	4×9	156×156	15.08 %
155	ZT155P	25.45	8.05	21.13	7.34	1166×992×40	14.0	6×7	156×156	13.40 %
165	ZT165P	25.96	8.30	21.67	7.61	1166×992×40	14.0	6×7	156×156	14.27 %
170	ZT170P	28.80	7.90	23.76	7.15	1324×992×40	15.5	6×8	156×156	12.94 %
180	ZT180P	29.23	8.10	24.24	7.43	1324×992×40	15.5	6×8	156×156	13.70 %
185	ZT185P	29.47	8.21	24.53	7.54	1324×992×40	15.5	6×8	156×156	14.09 %
195	ZT195P	32.45	7.95	26.84	7.27	1486×992×50	18.0	6×9	156×156	13.23 %
205	ZT205P	33.05	8.15	27.43	7.47	1486×992×50	18.0	6×9	156×156	13.91 %
210	ZT210P	33.26	8.21	27.70	7.58	1486×992×50	18.0	6×9	156×156	14.25 %
225	ZT225P	36.54	8.10	30.30	7.43	1652×992×50	20.0	6×10	156×156	13.73 %
230	ZT230P	36.84	8.21	30.66	7.50	1652×992×50	20.0	6×10	156×156	14.03 %
235	ZT235P	37.08	8.30	30.96	7.59	1652×992×50	20.0	6×10	156×156	14.34 %
240	ZT240P	37.20	8.34	31.14	7.71	1652×992×50	20.0	6×10	156×156	14.65 %
245	ZT245P	37.44	8.45	31.32	7.82	1652×992×50	20.0	6×10	156×156	14.95 %
250	ZT250P	37.56	8.59	31.44	7.95	1652×992×50	20.0	6×10	156×156	15.26 %
260	ZT260P	43.27	7.95	35.78	7.27	1966×992×50	22.0	8×9	156×156	13.33 %
265	ZT265P	43.63	8.05	36.22	7.32	1966×992×50	22.0	8×9	156×156	13.59 %
270	ZT270P	43.85	8.10	36.36	7.43	1966×992×50	22.0	8×9	156×156	13.84 %
275	ZT275P	44.21	8.21	36.79	7.47	1966×992×50	22.0	8×9	156×156	14.10 %
280	ZT280P	44.35	8.25	36.94	7.58	1966×992×50	22.0	8×9	156×156	14.36 %
285	ZT285P	44.50	8.43	37.01	7.70	1966×992×50	22.0	8×9	156×156	14.61 %
290	ZT290P	44.57	8.48	37.15	7.81	1966×992×50	22.0	8×9	156×156	14.87 %
295	ZT295P	44.78	8.50	37.37	7.89	1966×992×50	22.0	8×9	156×156	15.13 %
300	ZT300P	45.07	8.59	37.73	7.95	1966×992×50	22.0	8×9	156×156	15.38 %

ZT 65P poly

ZYTECH MÓDULOS



Células

Tecnología	Polycrystalline silicon
Número de células por módulo	36
Dimensiones	156 × 7.8 mm

Características estructurales

Dimensiones L × W × H	992 × 528 × 35 mm
Peso	6.5 kg

Características eléctricas

ZT 65P	
Potencia máxima	P _{max}
Tensión a circuito abierto	V _{oc}
Tensión punto máx. potencia	V _{mpp}
Intensidad de cortocircuito	I _{sc}
Intensidad punto máx. Potencia	I _{mpp}

* En condiciones estándar (STC) Irradiancia 1000 W/m², AM 1.5, temperatura de la célula 25 °C.

Características térmicas

TONC	47°C ± 2°C
Coeficiente de temperatura de V _{oc}	- (70 ± 5) mV / °C
Coeficiente de temperatura de I _{sc}	+ 0.04 % / °C
Coeficiente de temperatura de P _m	- 0.38 % / °C

* TONC: Temperatura de Operación Nominal de la Célula

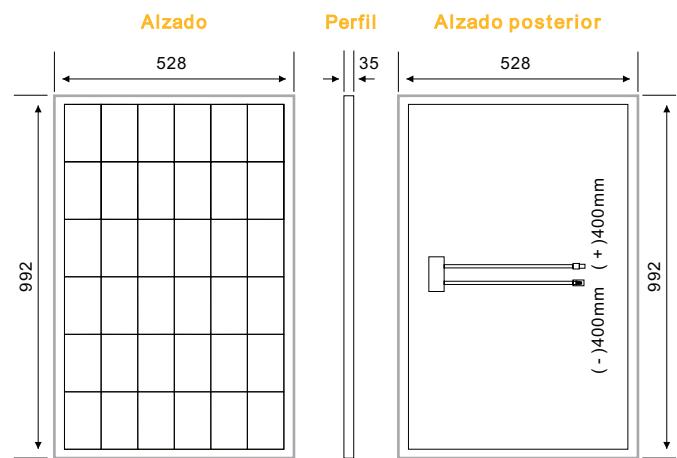
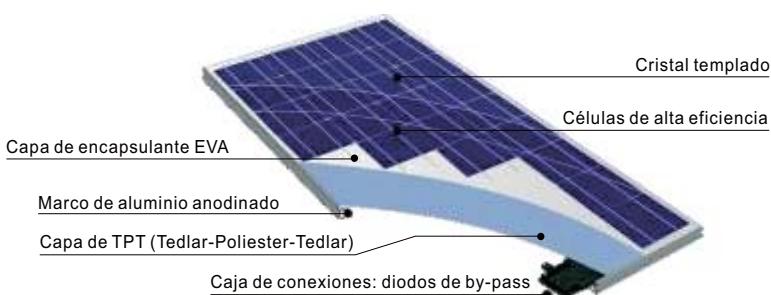
Parámetros del sistema

Tensión máxima del sistema	600 VDC
Máxima intensidad inversa	No aplicar a los módulos tensiones mayores a V _{oc}

Características adicionales

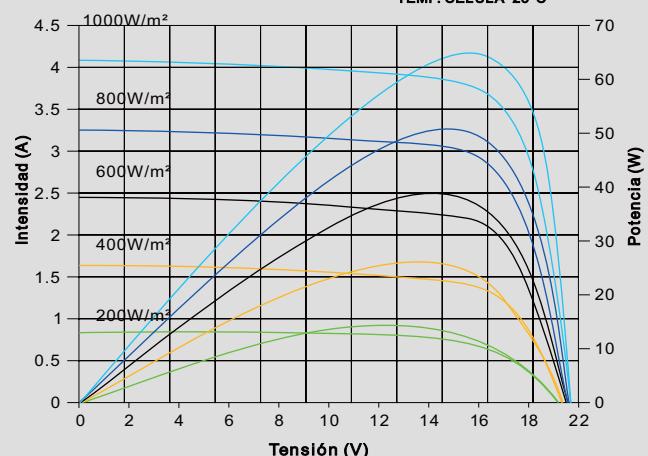
Caja de conexiones	1000 VDC
Conector	Plug type 4
Tolerancia	± 3%
Cable	4 mm ²
Longitud del cable	400 mm
Número de diodos de by-pass	3 pieces

PARTES DEL MÓDULO



CURVA DE COMPORTAMIENTO V-I

TEMP. CÉLULA 25°C



Zytech Solar se reserva el derecho de modificar las especificaciones sin previo aviso.

ZYTECH SOLAR - Zueco Y Technology S.L.
P. Industrial Centrovía - C/R. Janeiro, 12
50198 La Muela (Zaragoza) SPAIN
Tel: +34 976 141819 / Fax: +34 976 141818
info@zytechsolar.com / www.zytechsolar.com

ZT 85P/90P poly

ZYTECH MÓDULOS



Células

Tecnología	Silicon polycrystalline
Número de células por módulo	24
Dimensiones	156 × 156 mm

Características estructurales

Dimensiones L × W × H	1006 × 671 × 30 mm
Peso	7.5 kg

Características eléctricas

		ZT 85P	ZT 90P
Potencia máxima	P_{max}	85 W	90 W
Tensión a circuito abierto	V_{oc}	14.40 V	14.62 V
Tensión punto máx. potencia	V_{mpp}	11.88 V	12.12 V
Intensidad de cortocircuito	I_{sc}	7.90 A	8.10 A
Intensidad punto máx. Potencia	I_{mpp}	7.15 A	7.43 A
Factor FF		74.72 %	76.00 %
Eficiencia del módulo		12.59 %	13.33 %

* En condiciones estándar (STC) Irradiancia 1000 W/m², AM 1.5, temperatura de la célula 25 °C.

Características térmicas

TONC	47°C ± 2°C
Coeficiente de temperatura de V_{oc}	- (45 ± 5) mV / °C
Coeficiente de temperatura de I_{sc}	+ 0.04 % / °C
Coeficiente de temperatura de P_m	- 0.35 % / °C

* TONC: Temperatura de Operación Nominal de la Célula

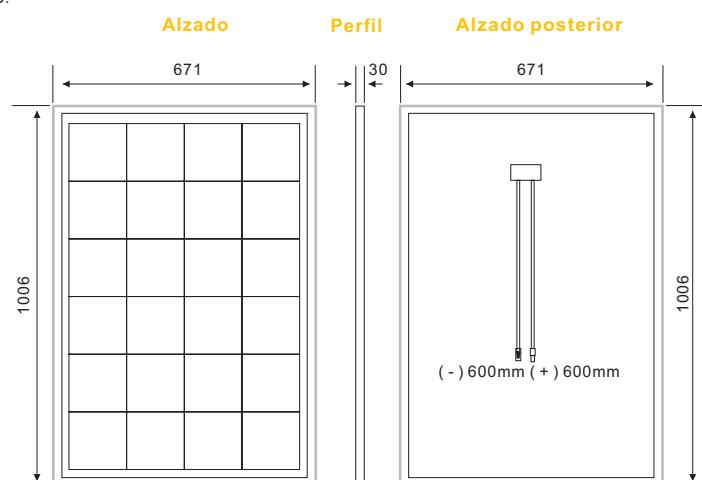
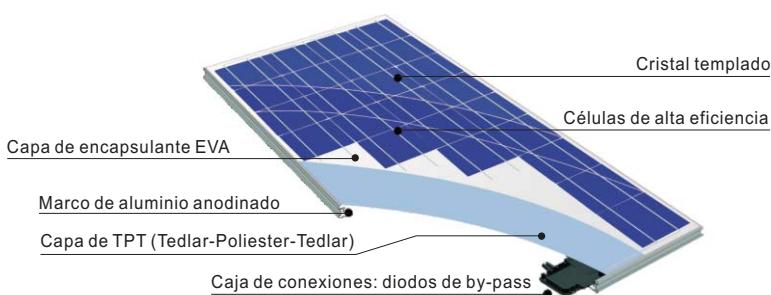
Parámetros del sistema

Tensión máxima del sistema	600 VDC
Máxima intensidad inversa	No aplicar a los módulos tensiones mayores a V_{oc}

Características adicionales

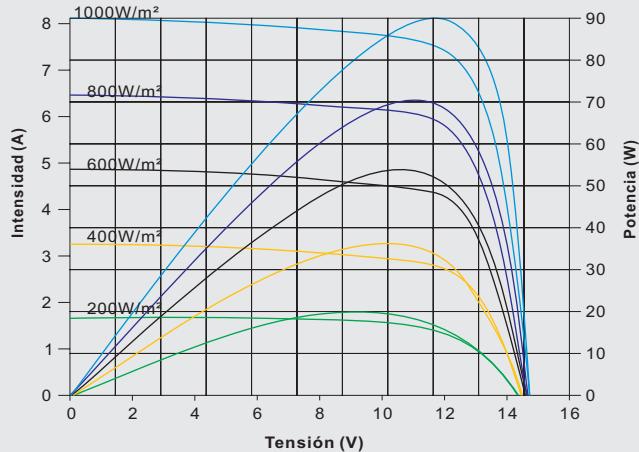
Caja de conexiones	1000 VDC
Conector	Plug type 4
Tolerancia	± 3%
Cable	4 mm ²
Longitud del cable	600 mm
Número de diodos de by-pass	2 pieces

PARTES DEL MÓDULO



CURVA DE COMPORTAMIENTO V-I

TEMP. CÉLULA 25°C



Zytech Solar se reserva el derecho de modificar las especificaciones sin previo aviso.

ZYTECH SOLAR - Zueco Y Technology S.L.
 P. Industrial Centrovía - C/R. Janeiro, 12
 50196 La Muela (Zaragoza) SPAIN
 Tel: +34 976 141819 / Fax: +34 976 141818
 info@zytechsolar.com / www.zytechsolar.com

ZT 115P poly

ZYTECH MÓDULOS



Células

Tecnología	Silicon polycrystalline
Número de células por módulo	30
Dimensiones	156 × 156 mm

Características estructurales

Dimensiones L × W × H	850 × 992 × 40 mm
Peso	10.5 kg

Características eléctricas

		ZT 115P
Potencia máxima	P_{max}	115 W
Tensión a circuito abierto	V_{oc}	18.42 V
Tensión punto máx. potencia	V_{mpp}	15.33 V
Intensidad de cortocircuito	I_{sc}	8.21 A
Intensidad punto máx. Potencia	I_{mpp}	7.50 A
Factor FF		76.04 %
Eficiencia del módulo		13.64 %

* En condiciones estándar (STC) Irradiancia 1000 W/m², AM 1.5, temperatura de la célula 25 °C.

Características térmicas

TONC	47°C ± 2°C
Coeficiente de temperatura de V_{oc}	- (60 ± 5) mV / °C
Coeficiente de temperatura de I_{sc}	+ 0.04 % / °C
Coeficiente de temperatura de P_m	- 0.35 % / °C

* TONC: Temperatura de Operación Nominal de la Célula

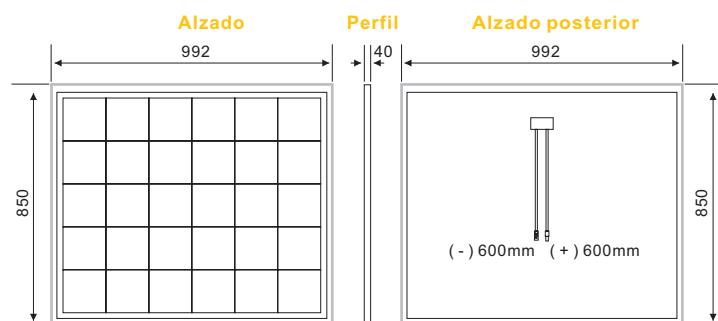
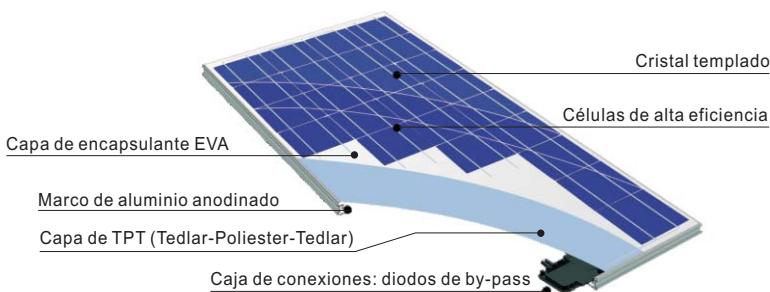
Parámetros del sistema

Tensión máxima del sistema	600 VDC
Máxima intensidad inversa	No aplicar a los módulos tensiones mayores a V_{oc}

Características adicionales

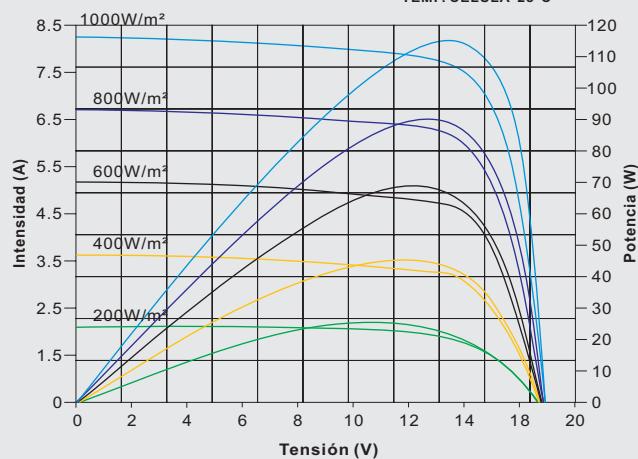
Caja de conexiones	1000 VDC
Conector	Plug type 4
Tolerancia	± 3%
Cable	4 mm ²
Longitud del cable	600 mm
Número de diodos de by-pass	3 pieces

PARTES DEL MÓDULO



CURVA DE COMPORTAMIENTO V-I

TEMP. CÉLULA 25°C



Zytech Solar se reserva el derecho de modificar las especificaciones sin previo aviso.

ZYTECH SOLAR - Zueco Y Technology S.L.

P. Industrial Centrovía - C/R. Janeiro, 12

50196 La Muela (Zaragoza) SPAIN

Tel: +34 976 141819 / Fax: +34 976 141818

info@zytechsolar.com / www.zytechsolar.com

6FM33D-X 12V 33Ah(20hr)

The rechargeable batteries are lead-lead dioxide systems. The dilute sulfuric acid electrolyte is absorbed by separators and plates and thus immobilized. Should the battery be accidentally overcharged producing hydrogen and oxygen, special one-way valves allow the gases to escape thus avoiding excessive pressure build-up. Otherwise, the battery is completely sealed and is, therefore, maintenance-free, leak proof and usable in any position.



Battery Construction

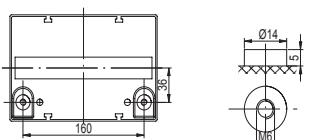
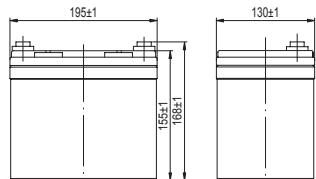
Component	Positive plate	Negative plate	Container	Cover	Safety valve	Terminal	Separator	Electrolyte
Raw material	Lead dioxide	Lead	ABS	ABS	Rubber	Pb	Fiberglass	Sulfuric acid

General Features

- Absorbent Glass Mat (AGM) technology for efficient gas recombination of up to 99% and freedom from electrolyte maintenance or water adding.
- Not restricted for air transport-complies with IATA/ICAO Special Provision A67.
- UL-recognized component.
- Can be mounted in any orientation.
- Computer designed lead, calcium tin alloy grid for high power density.
- Long service life, float or cyclic applications.
- Maintenance-free operation.
- Low self discharge.

Dimensions and Weight

Length(mm / inch)	195 / 7.68
Width(mm / inch)	130 / 5.12
Height(mm / inch)	155 / 6.10
Total Height(mm / inch)	168 / 6.61
Approx. Weight(Kg / lbs)	11.0 / 24.3



Performance Characteristics

Nominal Voltage	12V
Number of cell	6
Design Life	10 years
Nominal Capacity 77°F(25°C)	
20 hour rate (1.65A, 10.8V)	33.0Ah
10 hour rate (3.14A, 10.8V)	31.4Ah
5 hour rate (5.55A, 10.5V)	27.75Ah
1 hour rate (22.0A, 9.6V)	22.0Ah
Internal Resistance	
Fully Charged battery 77°F(25°C)	10mOhms
Self-Discharge	
3% of capacity declined per month at 20°C(average)	
Operating Temperature Range	
Discharge	-20~60°C
Charge	-10~60°C
Storage	-20~60°C
Max. Discharge Current 77°F(25°C)	330A(5s)
Short Circuit Current	850A
Charge Methods: Constant Voltage Charge 77°F(25°C)	
Cycle use	14.4-14.7V
Maximum charging current	9.9A
Temperature compensation	-30mV/°C
Standby use	13.6-13.8V
Temperature compensation	-20mV/°C

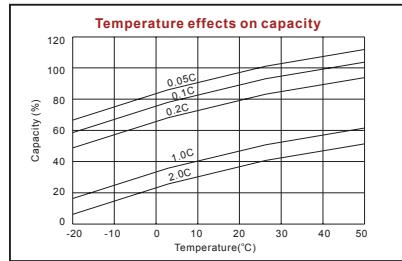
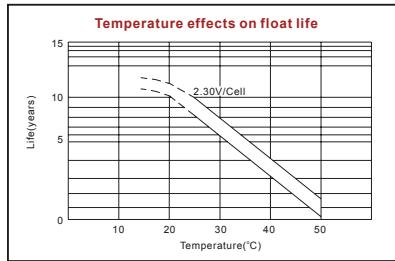
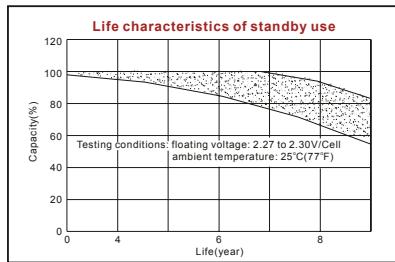
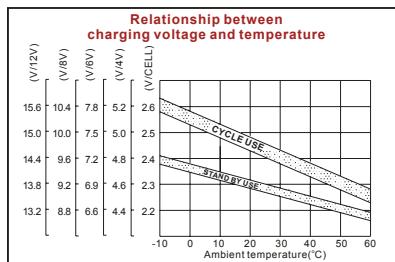
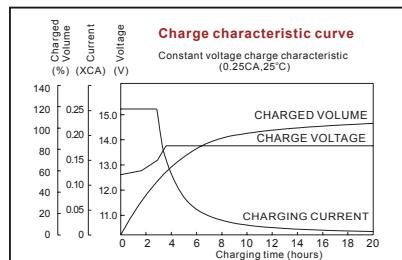
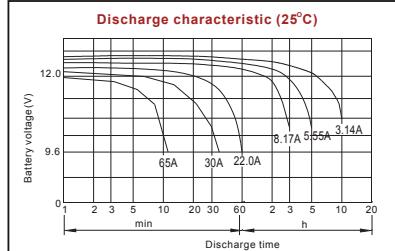
Discharge Constant Current (Amperes at 77°F25°C)

End Point Volts/Cell	5min	10min	15min	30min	45min	1h	3h	5h	10h	20h
1.60V	109	77.0	59.7	36.1	26.4	22.0	8.99	6.27	3.28	1.74
1.65V	101	74.2	57.6	35.4	26.4	21.6	8.88	6.22	3.25	1.72
1.70V	94.1	70.1	52.9	32.4	24.7	20.9	8.37	6.12	3.22	1.70
1.75V	83.4	66.2	50.4	32.0	24.0	20.0	8.17	5.55	3.18	1.68
1.80V	75.5	57.6	48.0	31.1	23.3	19.5	8.10	5.47	3.14	1.65

Discharge Constant Power (Watts at 77°F25°C)

End Point Volts/Cell	5min	10min	15min	30min	45min	1h	2h	3h	5h
1.60V	204	144	114	70.6	52.7	40.3	23.0	17.2	12.1
1.65V	197	139	107	67.6	52.1	39.9	22.8	17.1	11.8
1.70V	176	131	104	62.9	50.2	39.3	22.3	16.6	11.4
1.75V	162	127	99.9	61.1	48.1	38.5	21.5	15.8	11.2
1.80V	147	111	95.0	59.5	47.8	37.7	20.7	15.1	11.0

(Note)The above characteristics data are average values obtained within three charge/discharge cycles not the minimum values.



6FM40D-X 12V 40Ah(20hr)

The rechargeable batteries are lead-lead dioxide systems. The dilute sulfuric acid electrolyte is absorbed by separators and plates and thus immobilized. Should the battery be accidentally overcharged producing hydrogen and oxygen, special one-way valves allow the gases to escape thus avoiding excessive pressure build-up. Otherwise, the battery is completely sealed and is, therefore, maintenance-free, leak proof and usable in any position.



Battery Construction

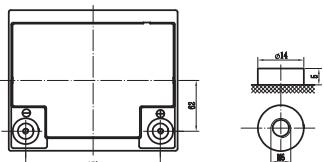
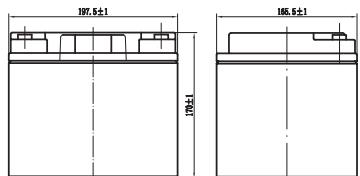
Component	Positive plate	Negative plate	Container	Cover	Safety valve	Terminal	Separator	Electrolyte
Raw material	Lead dioxide	Lead	ABS	ABS	Rubber	Copper	Fiberglass	Sulfuric acid

General Features

- Absorbent Glass Mat (AGM) technology for efficient gas recombination of up to 99% and freedom from electrolyte maintenance or water adding.
- Not restricted for air transport-complies with IATA/ICAO Special Provision A67.
- UL-recognized component.
- Can be mounted in any orientation.
- Computer designed lead, calcium tin alloy grid for high power density.
- Long service life, float or cyclic applications.
- Maintenance-free operation.
- Low self discharge.

Dimensions and Weight

Length(mm / inch)	197.5 / 7.78
Width(mm / inch)	165.5 / 6.52
Height(mm / inch)	170 / 6.69
Total Height(mm / inch)	170 / 6.69
Approx. Weight(Kg / lbs)	14.7 / 32.4



Performance Characteristics

Nominal Voltage	12V
Number of cell	6
Design Life	10 years
Nominal Capacity 77°F(25°C)	
20 hour rate (2.0A, 10.8V)	40Ah
10 hour rate (3.88A, 10.8V)	38.8Ah
5 hour rate (6.97A, 10.5V)	34.85Ah
1 hour rate (25.5A, 9.6V)	25.5Ah
Internal Resistance	
Fully Charged battery 77°F(25°C)	9.5mOhms
Self-Discharge	
3% of capacity declined per month at 20°C(average)	
Operating Temperature Range	
Discharge	-20~60°C
Charge	-10~60°C
Storage	-20~60°C
Max. Discharge Current 77°F(25°C)	400A(5s)
Short Circuit Current	900A
Charge Methods: Constant Voltage Charge 77°F(25°C)	
Cycle use	14.4-14.7V
Maximum charging current	12A
Temperature compensation	-30mV/°C
Standby use	13.6-13.8V
Temperature compensation	-20mV/°C

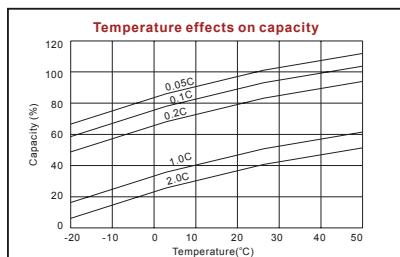
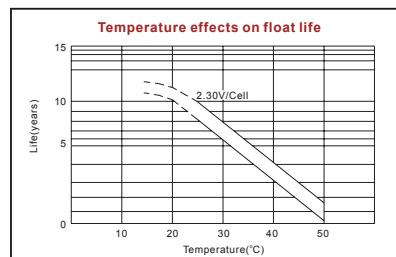
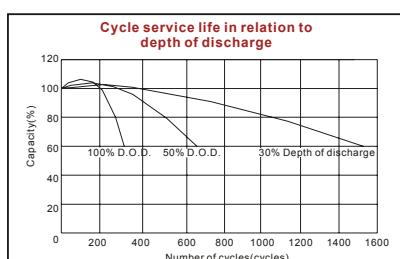
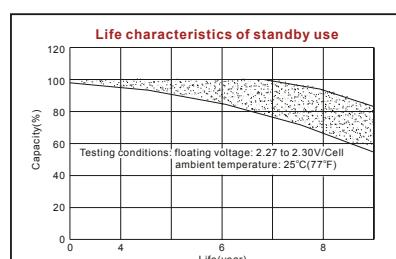
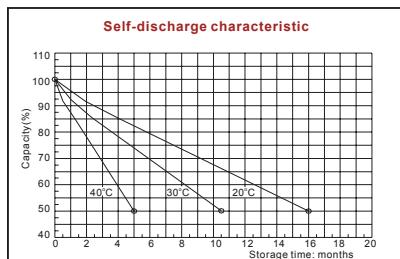
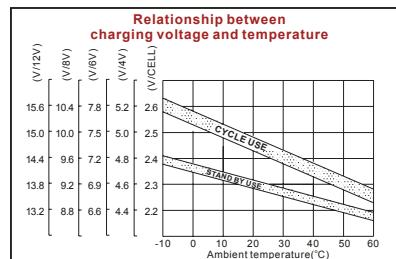
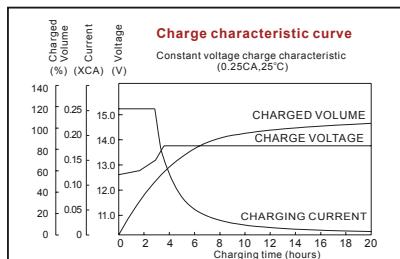
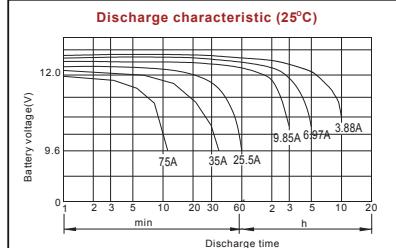
Discharge Constant Current (Amperes at 77°F25°C)

End Point Volts/Cell	5min	10min	15min	30min	45min	1h	3h	5h	10h	20h
1.60V	125	89.4	71.2	41.0	30.7	25.5	10.6	7.32	4.14	2.08
1.65V	118	85.0	66.9	39.7	30.0	25.2	10.3	7.20	4.08	2.06
1.70V	113	80.5	64.8	38.0	29.9	24.8	10.1	7.07	4.02	2.04
1.75V	105	76.1	63.0	37.1	28.7	24.5	9.85	6.97	3.95	2.02
1.80V	96.2	69.1	57.0	35.4	28.3	23.4	9.62	6.77	3.88	2.00

Discharge Constant Power (Watts at 77°F25°C)

End Point Volts/Cell	5min	10min	15min	30min	45min	1h	2h	3h	5h
1.60V	239	170	137	90.6	68.6	54.8	30.8	22.8	14.9
1.65V	222	157	124	80.9	62.5	50.4	28.7	21.5	14.0
1.70V	205	149	120	78.3	59.3	49.6	27.9	20.7	13.8
1.75V	189	142	117	75.8	58.1	48.8	27.4	20.4	13.6
1.80V	177	135	113	73.2	56.9	47.9	26.9	20.0	13.5

(Note)The above characteristics data are average values obtained within three charge/discharge cycles not the minimum values.



6FM55TD-X 12V 55Ah(20hr)

The rechargeable batteries are lead-lead dioxide systems. The dilute sulfuric acid electrolyte is absorbed by separators and plates and thus immobilized. Should the battery be accidentally overcharged producing hydrogen and oxygen, special one-way valves allow the gases to escape thus avoiding excessive pressure build-up. Otherwise, the battery is completely sealed and is, therefore, maintenance-free, leak proof and usable in any position.



Battery Construction

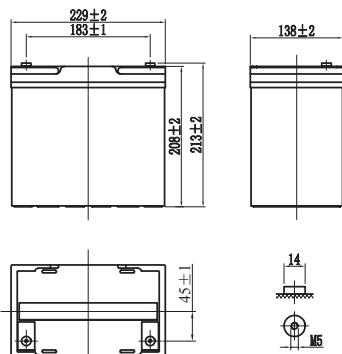
Component	Positive plate	Negative plate	Container	Cover	Safety valve	Terminal	Separator	Electrolyte
Raw material	Lead dioxide	Lead	ABS	ABS	Rubber	Pb	Fiberglass	Sulfuric acid

General Features

- Absorbent Glass Mat (AGM) technology for efficient gas recombination of up to 99% and freedom from electrolyte maintenance or water adding.
- Not restricted for air transport-complies with IATA/ICAO Special Provision A67.
- UL-recognized component.
- Can be mounted in any orientation.
- Computer designed lead, calcium tin alloy grid for high power density.
- Long service life, float or cyclic applications.
- Maintenance-free operation.
- Low self discharge.

Dimensions and Weight

Length(mm / inch)	229 / 9.01
Width(mm / inch)	138 / 5.43
Height(mm / inch)	208 / 8.18
Total Height(mm / inch)	213 / 8.38
Approx. Weight(Kg / lbs)	18.5 / 40.8



Performance Characteristics

Nominal Voltage	12V
Number of cell	6
Design Life	10 years
Nominal Capacity 77°F(25°C)	
10 hour rate (5.13A, 10.8V)	51.3Ah
5 hour rate (9.13A, 10.5V)	45.65Ah
1 hour rate (34.6A, 9.6V)	34.6Ah
Internal Resistance	
Fully Charged battery 77°F(25°C)	5.8mOhms
Self-Discharge	
3% of capacity declined per month at 20°C(average)	
Operating Temperature Range	
Discharge	-20~60°C
Charge	-10~60°C
Storage	-20~60°C
Max. Discharge Current 77°F(25°C)	550A(5s)
Short Circuit Current	1400A
Charge Methods: Constant Voltage Charge 77°F(25°C)	
Cycle use	2.30-2.35VPC
Maximum charging current	16.5A
Temperature compensation	-30mV/°C
Standby use	2.23-2.27VPC
Temperature compensation	-20mV/°C

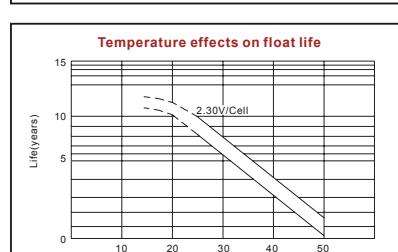
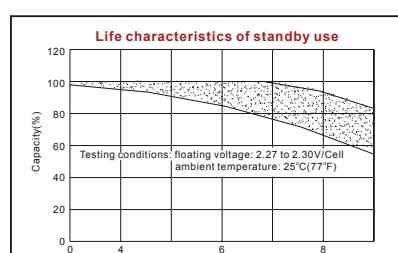
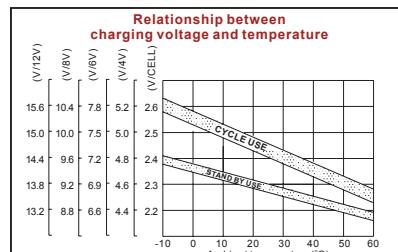
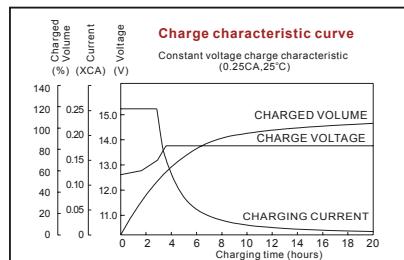
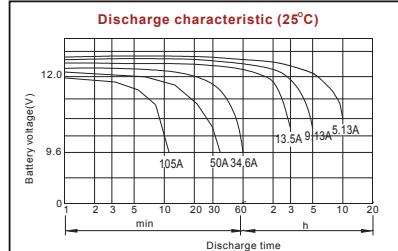
Discharge Constant Current (Amperes at 77°F25°C)

End Point Volts/Cell	5min	10min	15min	30min	1h	3h	5h	10h	20h
1.60V	172	127	97.4	58.2	34.6	14.4	9.72	5.33	2.76
1.65V	162	122	93.4	56.4	33.7	14.0	9.47	5.28	2.76
1.70V	152	113	88.6	54.6	32.8	13.7	9.30	5.23	2.76
1.75V	142	104	83.8	52.8	32.0	13.4	9.13	5.18	2.75
1.80V	131	97.8	77.5	50.9	31.2	13.1	8.96	5.13	2.75

Discharge Constant Power (Watts at 77°F25°C)

End Point Volts/Cell	5min	10min	15min	30min	45min	1h	2h	3h	5h
1.60V	313	233	181	109	83.9	67.9	40.6	28.8	18.6
1.65V	295	220	173	107	82.5	66.3	39.7	28.2	18.4
1.70V	276	213	165	105	80.8	64.8	38.9	27.6	18.0
1.75V	256	195	158	103	79.0	63.3	37.9	27.0	17.8
1.80V	243	181	150	102	76.9	62.6	36.9	26.4	17.7

(Note)The above characteristics data are average values obtained within three charge/discharge cycles not the minimum values.



6FM100D-X 12V 100Ah(20hr)

The rechargeable batteries are lead-lead dioxide systems. The dilute sulfuric acid electrolyte is absorbed by separators and plates and thus immobilized. Should the battery be accidentally overcharged producing hydrogen and oxygen, special one-way valves allow the gases to escape thus avoiding excessive pressure build-up. Otherwise, the battery is completely sealed and is, therefore, maintenance-free, leak proof and usable in any position.



Battery Construction

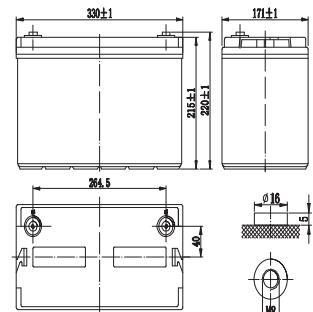
Component	Positive plate	Negative plate	Container	Cover	Safety valve	Terminal	Separator	Electrolyte
Raw material	Lead dioxide	Lead	ABS	ABS	Rubber	Copper	Fiberglass	Sulfuric acid

General Features

- Absorbent Glass Mat (AGM) technology for efficient gas recombination of up to 99% and freedom from electrolyte maintenance or water adding.
- Not restricted for air transport-complies with IATA/ICAO Special Provision A67.
- UL-recognized component.
- Can be mounted in any orientation.
- Computer designed lead, calcium tin alloy grid for high power density.
- Long service life, float or cyclic applications.
- Maintenance-free operation.
- Low self discharge.

Dimensions and Weight

Length(mm / inch)	330 / 12.99
Width(mm / inch)	171 / 6.73
Height(mm / inch)	215 / 8.46
Total Height(mm / inch)	220 / 8.66
Approx. Weight(Kg / lbs)	32 / 70.5



Performance Characteristics

Nominal Voltage	12V
Number of cell	6
Design Life	10 years
Nominal Capacity 77°F(25°C)	
20 hour rate (5.00A, 10.8V)	100Ah
10 hour rate (9.50A, 10.8V)	95.0Ah
5 hour rate (17.4A, 10.5V)	87.0Ah
1 hour rate (65.2A, 9.6V)	65.2Ah
Internal Resistance	
Fully Charged battery 77°F(25°C)	5mOhms
Self-Discharge	
3% of capacity declined per month at 20°C(average)	
Operating Temperature Range	
Discharge	-20~60°C
Charge	-10~60°C
Storage	-20~60°C
Max. Discharge Current 77°F(25°C)	900A(5s)
Short Circuit Current	2100A
Charge Methods: Constant Voltage Charge 77°F(25°C)	
Cycle use	14.4-14.7V
Maximum charging current	30A
Temperature compensation	-30mV/°C
Standby use	13.6-13.8V
Temperature compensation	-20mV/°C

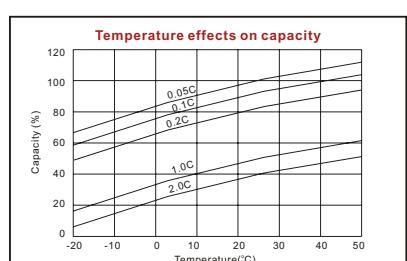
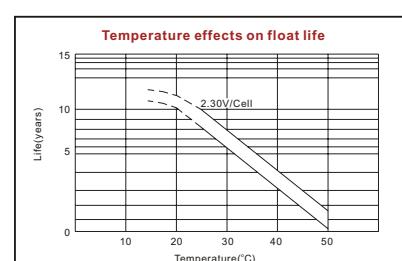
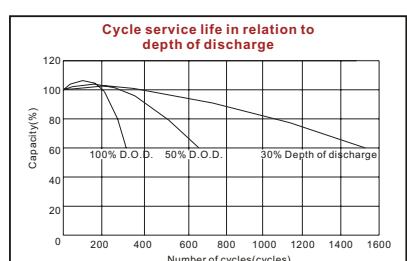
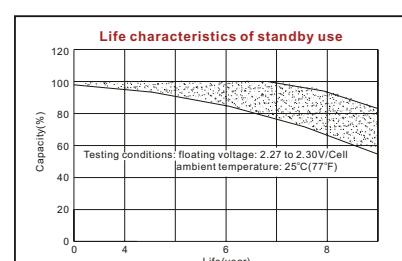
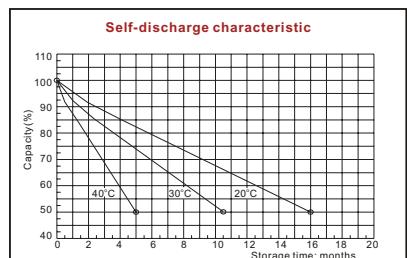
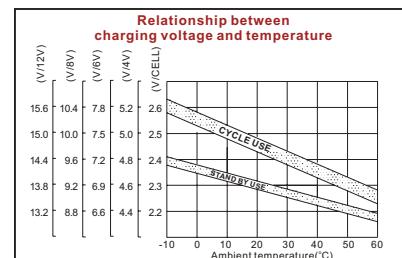
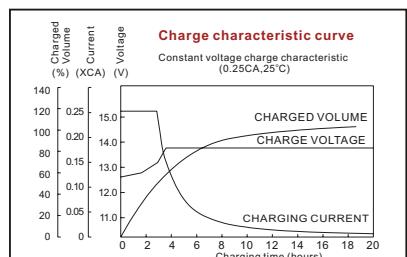
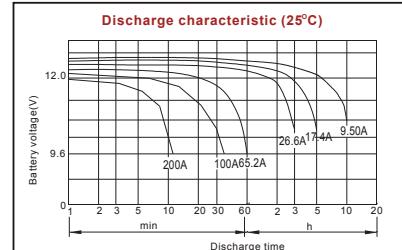
Discharge Constant Current (Amperes at 77°F25°C)

End Point Volts/Cell	5min	10min	15min	30min	45min	1h	3h	5h	10h	20h
1.60V	298	220	180	105	78.9	65.2	27.6	18.9	9.75	5.20
1.65V	281	212	173	101	77.1	61.6	27.4	18.2	9.70	5.15
1.70V	257	192	159	93.6	71.5	60.6	26.9	17.9	9.65	5.10
1.75V	230	180	148	90.7	69.9	59.6	26.6	17.4	9.60	5.05
1.80V	210	168	139	88.7	68.6	56.5	25.1	17.1	9.50	5.00

Discharge Constant Power (Watts at 77°F25°C)

End Point Volts/Cell	5min	10min	15min	30min	45min	1h	2h	3h	5h
1.60V	520	376	311	194	147	122	69.7	52.3	35.6
1.65V	491	364	306	183	143	116	66.9	50.7	35.2
1.70V	454	346	290	178	134	112	65.9	50.4	34.8
1.75V	419	339	285	173	131	109	63.7	48.6	34.2
1.80V	394	316	271	167	128	102	61.7	48.0	33.8

(Note)The above characteristics data are average values obtained within three charge/discharge cycles not the minimum values.



6FM120D-X 12V 120Ah(20hr)

The rechargeable batteries are lead-lead dioxide systems. The dilute sulfuric acid electrolyte is absorbed by separators and plates and thus immobilized. Should the battery be accidentally overcharged producing hydrogen and oxygen, special one-way valves allow the gases to escape thus avoiding excessive pressure build-up. Otherwise, the battery is completely sealed and is, therefore, maintenance-free, leak proof and usable in any position.



Battery Construction

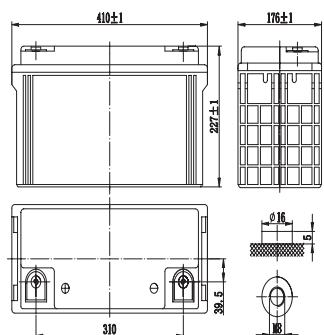
Component	Positive plate	Negative plate	Container	Cover	Safety valve	Terminal	Separator	Electrolyte
Raw material	Lead dioxide	Lead	ABS	ABS	Rubber	Copper	Fiberglass	Sulfuric acid

General Features

- Absorbent Glass Mat (AGM) technology for efficient gas recombination of up to 99% and freedom from electrolyte maintenance or water adding.
- Not restricted for air transport-complies with IATA/ICAO Special Provision A67.
- UL-recognized component.
- Can be mounted in any orientation.
- Computer designed lead, calcium tin alloy grid for high power density.
- Long service life, float or cyclic applications.
- Maintenance-free operation.
- Low self discharge.

Dimensions and Weight

Length(mm / inch)	410 / 16.14
Width(mm / inch)	176 / 6.93
Height(mm / inch)	227 / 8.94
Total Height(mm / inch)	227 / 8.94
Approx. Weight(Kg / lbs)	38 / 83.8



Performance Characteristics

Nominal Voltage	12V
Number of cell	6
Design Life	10 years
Nominal Capacity 77°F(25°C)	
20 hour rate (60.0A, 10.8V)	120Ah
10 hour rate (11.3A, 10.8V)	113Ah
5 hour rate (19.9A, 10.5V)	99.5Ah
1 hour rate (70.5A, 9.6V)	70.5Ah
Internal Resistance	
Fully Charged battery 77°F(25°C)	4.3mOhms
Self-Discharge	
3% of capacity declined per month at 20°C(average)	
Operating Temperature Range	
Discharge	-20~60°C
Charge	-10~60°C
Storage	-20~60°C
Max. Discharge Current 77°F(25°C)	950A(5s)
Short Circuit Current	2250A
Charge Methods: Constant Voltage Charge 77°F(25°C)	
Cycle use	14.4~14.7V
Maximum charging current	36A
Temperature compensation	-30mV/°C
Standby use	13.6~13.8V
Temperature compensation	-20mV/°C

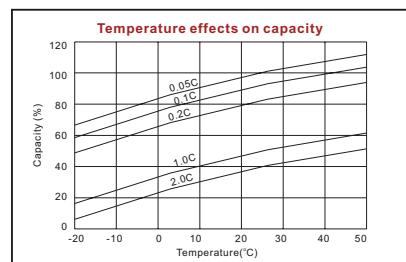
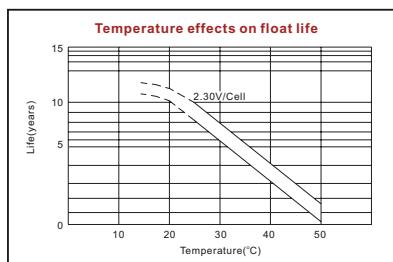
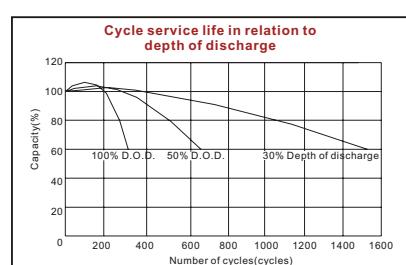
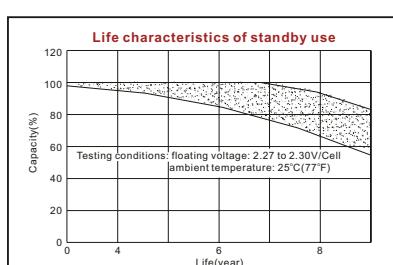
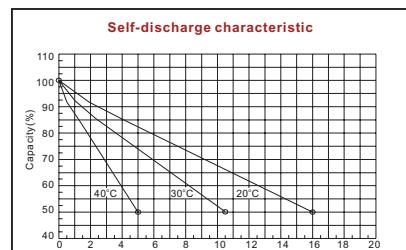
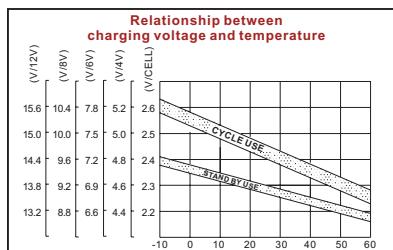
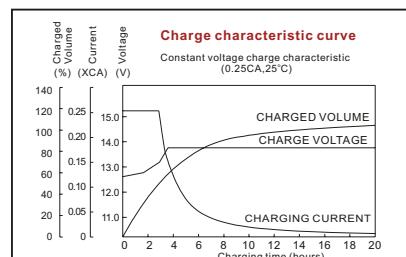
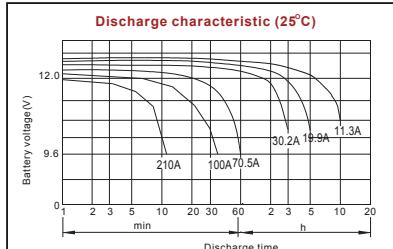
Discharge Constant Current (Amperes at 77°F25°C)

End Point Volts/Cell	5min	10min	15min	30min	45min	1h	3h	5h	10h	20h
1.60V	327	240	190	117	86.0	70.5	31.7	20.9	11.7	6.20
1.65V	313	236	189	113	84.4	70.0	31.2	20.9	11.6	6.15
1.70V	289	214	182	109	82.2	68.7	30.7	20.6	11.5	6.10
1.75V	264	202	174	105	79.4	66.5	30.2	19.9	11.4	6.05
1.80V	241	189	162	103	77.4	64.4	27.8	19.2	11.3	6.00

Discharge Constant Power (Watts at 77°F25°C)

End Point Volts/Cell	5min	10min	15min	30min	45min	1h	2h	3h	5h
1.60V	574	432	359	221	169	139	78.6	58.6	39.3
1.65V	540	410	348	215	168	135	75.8	56.0	38.7
1.70V	505	388	336	208	154	129	73.1	54.5	38.1
1.75V	470	368	324	201	151	126	71.7	53.6	37.2
1.80V	444	344	301	194	147	122	69.9	52.5	36.8

(Note)The above characteristics data are average values obtained within three charge/discharge cycles not the minimum values.



6FM150D-X 12V 150Ah(20hr)

The rechargeable batteries are lead-lead dioxide systems. The dilute sulfuric acid electrolyte is absorbed by separators and plates and thus immobilized. Should the battery be accidentally overcharged producing hydrogen and oxygen, special one-way valves allow the gases to escape thus avoiding excessive pressure build-up. Otherwise, the battery is completely sealed and is, therefore, maintenance-free, leak proof and usable in any position.



Battery Construction

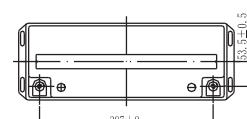
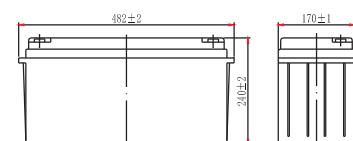
Component	Positive plate	Negative plate	Container	Cover	Safety valve	Terminal	Separator	Electrolyte
Raw material	Lead dioxide	Lead	ABS	ABS	Rubber	Copper	Fiberglass	Sulfuric acid

General Features

- Absorbent Glass Mat (AGM) technology for efficient gas recombination of up to 99% and freedom from electrolyte maintenance or water adding.
- Not restricted for air transport-complies with IATA/ICAO Special Provision A67.
- UL-recognized component.
- Can be mounted in any orientation.
- Computer designed lead, calcium tin alloy grid for high power density.
- Long service life, float or cyclic applications.
- Maintenance-free operation.
- Low self discharge.

Dimensions and Weight

Length(mm / inch)	482 / 19.0
Width(mm / inch)	170 / 6.69
Height(mm / inch)	240 / 9.45
Total Height(mm / inch)	240 / 9.45
Approx. Weight(Kg / lbs)	47 / 103.6



Performance Characteristics

Nominal Voltage	12V
Number of cell	6
Design Life	10 years
Nominal Capacity 77°F(25°C)	
20 hour rate (7.50A, 10.8V)	150Ah
10 hour rate (14.3A, 10.8V)	143Ah
5 hour rate (26.9A, 10.5V)	134.5Ah
1 hour rate (100A, 9.6V)	100Ah
Internal Resistance	
Fully Charged battery 77°F(25°C)	3.7mOhms
Self-Discharge	
3% of capacity declined per month at 20°C(average)	
Operating Temperature Range	
Discharge	-20~60°C
Charge	-10~60°C
Storage	-20~60°C
Max. Discharge Current 77°F(25°C)	1000A(5s)
Short Circuit Current	2700A
Charge Methods: Constant Voltage Charge 77°F(25°C)	
Cycle use	14.4-14.7V
Maximum charging current	45A
Temperature compensation	-30mV/°C
Standby use	13.6-13.8V
Temperature compensation	-20mV/°C

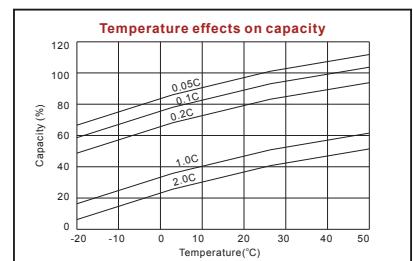
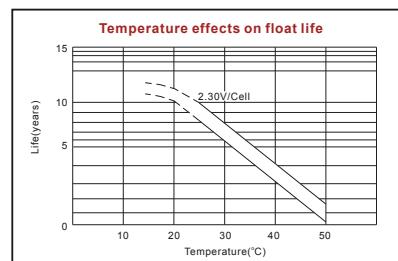
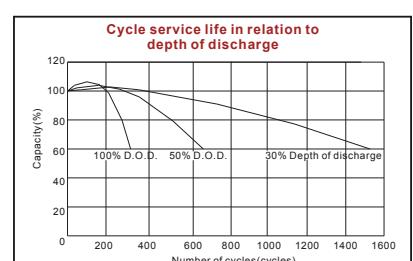
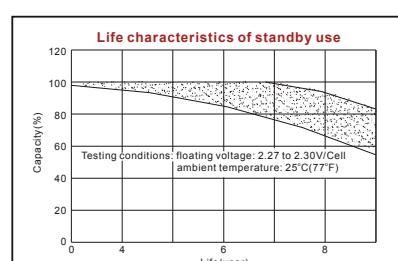
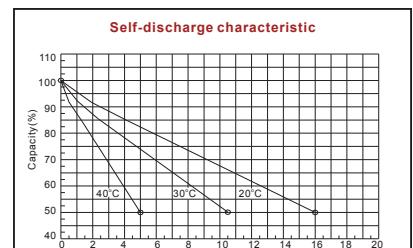
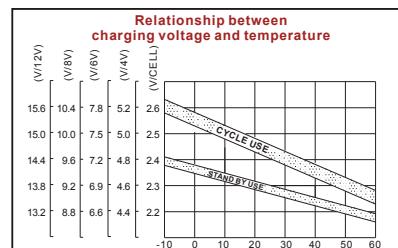
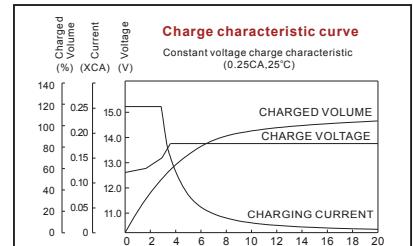
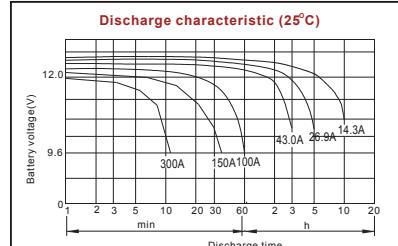
Discharge Constant Current (Amperes at 77°F25°C)

End Point Volts/Cell	5min	10min	15min	30min	45min	1h	3h	5h	10h	20h
1.60V	434	346	280	165	121	100	44.1	28.7	14.7	7.70
1.65V	403	314	259	158	118	97.5	43.8	28.1	14.6	7.65
1.70V	383	301	251	156	116	94.9	43.4	27.5	14.5	7.60
1.75V	361	277	233	152	112	92.0	43.0	26.9	14.4	7.55
1.80V	324	254	216	146	108	89.2	41.0	26.4	14.3	7.50

Discharge Constant Power (Watts at 77°F25°C)

End Point Volts/Cell	5min	10min	15min	30min	45min	1h	2h	3h	5h
1.60V	773	613	526	325	238	189	110	83.7	55.1
1.65V	714	590	489	297	230	183	108	83.1	53.8
1.70V	692	544	455	293	225	178	107	82.5	52.9
1.75V	668	512	431	287	220	174	105	81.3	51.8
1.80V	611	479	413	282	217	172	103	80.0	50.7

(Note)The above characteristics data are average values obtained within three charge/discharge cycles not the minimum values.





ZYLED Street Light

ZYLED-SLAC6-80W Series

Feature & Benefits

- Cree inside: high quality, over 50,000 operating hours reduces maintenance burden and equipment replacement costs.
- Patent technology of heat dissipation: long lifetime, 35,000 hours @Ta 45degree.
- Significant energy savings up to 60%.
- High uniformity and excellent vertical light distribution.
- Anti glare, use patented reflector to reach protection angle as 45°.
- Offers a choice of dedicated high-quality optics, fill the space with a gentle, comfortable light.
- For wet locations and enclosure classified IP66.
- Modular design accommodates varies lighting output from high brightness.

Installation

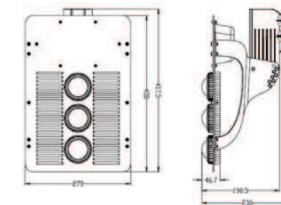
- Rotation: Not adjustable
- Height & Distance: 6~10M.
- Wiring Connection: Three-ply cable conductor.
- Installation Method: Parallel Bars installation, the length should be ordered to the request.

Application

- Manufacturing
- Warehouses
- Cold storage
- Shopping centers
- Supermarkets
- Toll-gate
- Gymnasium
- Garage

ZYLED Street Light Series

Related products



SLAC6, Street Light, Outdoor

Product

SLAC6-80W AC 86~264V

General Characteristics

Full product name	IP Rating	Power Factor	Dimmable	Rated Avg.Life (Hours)
ZYLED-SLAC6-80W	IP66	≥0.95	No	50,000

Electrical Characteristics

Full product name	Wattage (W)	Voltage (V)	Line Frequency (Hz)	CRI
ZYLED-SLAC6-80W	80	AC 86~264	50/60	70 ± 5

Electrical Characteristics

Full product name	Beam Angle (°)	Color	Lumens (lm)	Color Temp.(Kelvin)
ZYLED-SLAC6-80W	135° x 75°	Warm White Natural white Cool white	6000lm ± 10% 7200lm± 10% 7200lm± 10%	2700~3700 3700~5300 5300~7040



ZYTECH LEDS Company Limited.
Pol. Ind. Centrovia. C/ R. Janeiro, 12. E-50198 La Muela (Zaragoza), SPAIN
Tel. +34 976 141819 / Fax +34 976 141818 / info@zytechled.com / www.zytechled.com



ZYTECH LEDS Company Limited.
Pol. Ind. Centrovia. C/ R. Janeiro, 12. E-50198 La Muela (Zaragoza), SPAIN
Tel. +34 976 141819 / Fax +34 976 141818 / info@zytechled.com / www.zytechled.com

