



**Universidad**  
Zaragoza

## Trabajo Fin de Máster

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

**MEMORIA**

**TOMO 1/2**

Autor

**Alfonso Pérez Sáenz**

Director

**Miguel Ángel Lozano Serrano**

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

Diciembre 2013

# ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA LA IMPLANTACIÓN DE SISTEMAS DE ILUMINACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA

## RESUMEN

Este trabajo pretende ser el anteproyecto de un sistema que introduzca la tecnología de las farolas solares en la iluminación nocturna de las ciudades.

Las farolas solares tradicionales están compuestas por uno o varios módulos fotovoltaicos, un regulador de carga, una batería o banco de baterías y una luminaria de tecnología LED. Trabajan de forma totalmente aislada de la red eléctrica, autoabasteciéndose con la energía que captan durante las horas con radiación solar. En general, estos sistemas tienen su nicho de mercado donde los costos de la prestación del servicio de distribución eléctrica son altos y al mismo tiempo no son necesarios elevados niveles de iluminación.

Estas características hacen que el lugar donde más habitual es encontrar estas farolas independientes sea en los países en vías de desarrollo, donde la red eléctrica es de difícil acceso o inexistente. Se diseñan según la localización donde vayan a ser instaladas, de forma que con la energía almacenada en las baterías se cubra el 100% de la demanda durante todos los días del año. Esto hace que el sistema esté sobredimensionado en las épocas de mayor radiación, generándose un exceso de energía que no tiene ninguna vía de utilización.

En este trabajo se proponen los equipos necesarios para transformar una farola convencional conectada a la red eléctrica en una farola alimentada parcialmente con energía solar. Un sistema de control mantendrá la posibilidad de conexión a la red eléctrica para cubrir el cien por cien del consumo en caso de ser insuficiente la energía de origen renovable disponible en los equipos de almacenamiento.

Se tratará de no generar más energía de la necesaria ningún día del año, teniendo un kit de apoyo renovable del que se aproveche la máxima energía generada posible. Se expone con detalle el modelado de los equipos principales para poder analizar el recorrido del flujo de energía desde la captación solar hasta el uso para la iluminación nocturna.

Se presentan una serie de casos realizados con el software de simulación energética "HOMER Energy". Se llevan a cabo análisis dinámicos de la operación anual de diferentes configuraciones de equipos.

El ratio de autonomía de la farola respecto a la red eléctrica es el resultado de dichos análisis. Los estudios a realizar conllevan una valoración económica del proyecto, tomando como base diversas localizaciones de la geografía española, con el fin de investigar bajo qué condiciones de contorno pueden resultar económicamente viables estos sistemas de iluminación solar.

En el trabajo no se aborda el diseño específico del sistema electrónico de control, aunque sí se hace una primera aproximación para tener en cuenta su rendimiento. Tampoco se acomete el diseño de la estructura de sujeción del kit de apoyo solar, pero si se hace una valoración razonable de la factibilidad de ejecución de cada configuración propuesta, desestimando las opciones que no se entiendan realizables o cuya ejecución pudiera presentar complicaciones constructivas que elevaran sustancialmente el coste de la instalación.

## INDICE

1. OBJETIVOS Y ALCANCE .....	1
2. MOTIVACIÓN .....	2
3. SISTEMAS DE ILUMINACIÓN SOLAR .....	4
3.1. COMPONENTES DE LAS FAROLAS SOLARES .....	5
3.1.1. PANELES FOTOVOLTAICOS .....	5
3.1.2. BATERÍAS .....	5
3.1.3. REGULADORES DE CARGA .....	6
3.1.4. LÁMPARAS LED.....	7
3.2. CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMIENTO. REQUISITOS PARA SU INSTALACIÓN .....	8
4. SISTEMA PROPUESTO .....	9
5. MODELADO DE LOS EQUIPOS .....	10
5.1. PANEL FOTOVOLTAICO.....	10
5.2. REGULADOR DE CARGA SOLAR .....	12
5.3. SISTEMA DE CONTROL.....	12
5.4. BATERÍA.....	13
6. FACTURACIÓN DEL CONSUMO DE RED.....	14
7. ELECCIÓN DEL PERFIL DE CARGA .....	15
8. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS .....	18
8.1. CUBRIR TODO EL CONSUMO EN HORAS PICO .....	18
8.1.1. SEVILLA.....	19
8.1.2. BILBAO .....	19
8.1.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	22
8.2. CUBRIR PARCIALMENTE EL CONSUMO EN HORA PICO .....	24
8.2.1. SEVILLA.....	25
8.2.2. BILBAO .....	25
8.2.3. MADRID .....	27
8.2.4. RESUMEN DE RESULTADOS.....	28
9. CONCLUSIONES.....	29
REFERENCIAS .....	30

## 1. OBJETIVOS Y ALCANCE

El objetivo principal de este proyecto es valorar la viabilidad de acoplar a las farolas existentes un sistema renovable fotovoltaico que cubra ciertas horas de demanda, contando con la red eléctrica para cubrir el cien por cien del consumo.

Los objetivos específicos del proyecto son:

- Se propondrán los equipos necesarios para transformar una farola convencional conectada a la red eléctrica en una farola alimentada parcialmente con energía solar.
- Se modelará analíticamente los equipos principales para poder analizar el recorrido del flujo de energía desde la captación solar hasta el uso para la iluminación nocturna.
- Se estudiará el funcionamiento de distintos tamaños de equipos en tres localizaciones de la geografía española: Madrid, Sevilla y Bilbao.
- Se estimará qué fracción solar resulta más conveniente, es decir, qué potencia renovable se debe instalar en función de las condiciones de contorno (radiación solar, precio de la electricidad, coste de los equipos) para cada localización estudiada.
- Los estudios se realizarán para una instalación de 100 farolas de tecnología LED, valorando si las instalaciones con apoyo renovable presentan una ventaja económica frente al abastecimiento únicamente de red.

Este trabajo es un estudio previo para la implementación de sistemas que introduzcan la tecnología de las farolas solares para la iluminación nocturna de ciudades españolas, aprovechando las características climáticas de nuestro país, que nos colocan en una posición ventajosa respecto al resto de Europa, y la caída de precio que han experimentado las placas solares.

Se tratará de aportar una solución energéticamente eficiente y técnicamente razonable, sin atender al peaje que impone el nuevo decreto-ley (BOE-A-2013-7705) por el que se adoptan medidas “contra el autoconsumo”.

No se aborda el diseño específico del sistema electrónico de control, aunque sí se hace una primera aproximación para tener en cuenta su rendimiento en el conjunto del sistema.

Tampoco se acomete el diseño de la estructura de sujeción del kit de apoyo solar, pero sí se hace una valoración de la factibilidad de ejecución de cada configuración propuesta, desestimando las opciones que no se entiendan realizables o cuya ejecución pudiera presentar complicaciones constructivas que elevaran sustancialmente su coste.

De entre los distintos tipos de kits de apoyo que se analizan, se obtiene qué configuración de equipos es la que ofrece un mejor rendimiento económico en cada ciudad y cuál es la fracción de energía renovable que queda cubierta del total de la demanda.

De esta forma se evalúa el potencial del sistema de apoyo solar según la localización geográfica, aportando una valiosa base de partida para el desarrollo futuro de kits renovables que ayuden a aliviar la carga eléctrica en el alumbrado público convencional de las ciudades.

## 2. MOTIVACIÓN

En la actualidad la energía solar fotovoltaica se ha convertido en una de las energías renovables de mayor crecimiento y con más expectativas de seguir avanzando. Estos avances están estrechamente relacionados con la disminución en los precios de esta tecnología. Martínez (2013) valora el estudio del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) del Departamento de Energía de Estados Unidos, sobre la tendencia de los precios del sector fotovoltaico. El estudio muestra cómo el precio por vatio de esta tecnología ha pasado (sin contar su instalación) de los 22 dólares en 1980 a menos de 3 dólares en el 2009 encontrándose en la actualidad el precio por debajo de la unidad.

Otro factor de suma importancia en el desarrollo actual y futuro de las energías renovables son las normativas orientadas a su desarrollo. El más claro ejemplo es el autoconsumo con “Balance Neto”, que en la actualidad ha comenzado a ser regulado en diversos países del mundo, siendo una realidad en países como Alemania, Italia, Japón, Australia, Estados Unidos, Canadá, Chile y Brasil, entre otros. La peculiaridad de este mecanismo es, que a diferencia de lo que se entiende estrictamente como autoconsumo, con él sí que se permite el contacto con la red eléctrica.

En las horas de mayor radiación o viento, los sistemas renovables producen más energía que la que necesitan para cubrir su demanda. Este sistema consiste en ofrecer a los consumidores la posibilidad de verter el sobrante de energía a la red eléctrica y detraer a lo largo del año una cantidad equivalente a la vertida. Esto es, se permite utilizar la red eléctrica como una batería de la que extraer o verter energía según las necesidades de la demanda.

Conocido el gran potencial solar en España, a finales de 2012 la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) presentó algunos datos de estimaciones acerca de la futura evolución anual de la potencia fotovoltaica instalada para autoconsumo con el mecanismo de balance neto de energía. La evolución esperada es que crecerá anualmente de forma ordenada hasta alcanzar los 1.459 MW acumulados en 2016. Desde 2017 y hasta 2020 se instalaría una potencia anual prácticamente constante, para decrecer después gradualmente y estabilizarse en 2025 en 400 MW anuales (Sercobe, 2013).

Esto nos muestra claramente como el balance neto de energía es una de las legislaciones más importantes para el fomento de la utilización y el desarrollo de las energías renovables, específicamente de la energía solar fotovoltaica.

La paridad en la red es un proceso que se irá dando poco a poco en todos los países del mundo. Por ejemplo en Japón o Hawái los precios de electricidad de la red son tan elevados que los sistemas fotovoltaicos son una alternativa hoy día económicamente viable.

En referencia a la paridad de red en España, Anta (2012) expuso el desarrollo del precio de la energía fotovoltaica versus el precio del abastecimiento por la red eléctrica, pronosticando la paridad para el año 2016.

En el mercado eléctrico los precios no los determina sólo la variación en la demanda, sino que también dependen del concierto al que llegan las empresas distribuidoras y la administración pública, que es quien determina sus remuneraciones.

Este hecho se ha manifestado de forma acentuada en España durante la actual crisis económica mundial. El precio de la electricidad se ha elevado desde 2006, según Eurostat, un 60% para los consumidores industriales y un 88% para los domésticos, en contraste con otros sectores como la alimentación o las telecomunicaciones en los que la mayor competencia ha forzado a reducirlos. Se ha llegado así en 2013 a una situación en la que el precio de la electricidad supera en España a la media de la UE-27 en un 32% para el consumo doméstico y en un 21% para el industrial (Gallego, 2013).

La evolución de los precios de la electricidad de red hace pensar que tanto las farolas solares como todos los sistemas de autoconsumo han de cobrar una mayor importancia dada la drástica reducción de los costes de la tecnología fotovoltaica unida al potencial solar del territorio español, con el resultado de obtenerse una electricidad más barata en el periodo de crisis económica actual.

Pero el último paso dado hacia la reforma energética ha supuesto un duro golpe para el sector de las energías renovables. La presentación de un decreto-ley (9/2013) de autoconsumo, las convierte en una alternativa inviable económicamente al provocar que su instalación sea sustancialmente más cara que el coste del suministro convencional de electricidad.

La propuesta establece una tasa para la producción autónoma de electricidad. El sector lleva meses esperando que se apruebe el balance neto para incentivar la instalación de paneles fotovoltaicos o mini turbinas eólicas en las terrazas y tejados de propiedades privadas. No sólo no se establece esta ventaja económica, sino que ahora se plantea que las personas acogidas al autoconsumo se hagan cargo de los costes del sistema eléctrico como cualquier otro cliente, a pesar de que parte o toda la energía que utilizan la consumen de forma instantánea producida por ellos mismos, sin utilizar la red de transporte.

A la luz de este nuevo decreto-ley se está caminando en dirección opuesta a tantos otros países que sí están fomentando el uso de las energías renovables. En este proyecto se trata de aportar una solución energéticamente eficiente y razonable, sin atender a las razones que hacen que actualmente se haya impulsado la implantación de la ley contra el autoconsumo.

Se entiende que antes o después esta ley será modificada y que en los próximos años se fomentará el uso de las energías limpias e independientes, por lo que se considera interesante la valoración del escenario de implantación de estos sistemas dentro de un marco regulatorio racional, sin primas ni tasas, sólo valorando la posibilidad de utilización de los recursos energéticos y el coste de los equipos necesarios para su aprovechamiento.

El actual modelo energético es insostenible, tanto desde la óptica medioambiental como desde la óptica de seguridad en el suministro e independencia energética. La inestabilidad geopolítica de algunos de los principales países productores y el agotamiento de los recursos fósiles, llevan necesariamente a pensar en un futuro panorama energético más racional, con un creciente peso de energías limpias y propias de cada país, en el que además la transición se lleve a cabo de un modo ordenado.

### 3. SISTEMAS DE ILUMINACIÓN SOLAR

Actualmente los sistemas fotovoltaicos aislados de la red eléctrica tienen diversas aplicaciones, tales como torres de telecomunicaciones en lugares remotos o viviendas aisladas en las que la energía fotovoltaica es la fuente para todos los tipos de cargas eléctricas, sustituyendo integralmente el servicio de la red eléctrica.

Algunos ejemplos de aplicaciones de la energía solar fotovoltaica para iluminación se ven en señales de tráfico en tramos de carretera lejos de la red eléctrica, carteles publicitarios que desean ser iluminados, señales portátiles para situaciones de emergencia o tramos obras que interrumpen o desvían la circulación. En el Anexo I se presentan numerosas fotografías con ejemplos ejecutados de las mismas.

Los dispositivos de iluminación solar constituyen en sí mismos pequeñas centrales fotovoltaicas. Durante el día la radiación solar incide sobre los paneles solares fotovoltaicos, que la transforman en energía eléctrica. Esta energía eléctrica se dirige hasta baterías donde queda almacenada para su posterior uso. Llegado el momento, la energía almacenada en las baterías sirve para encender las luminarias.

La aplicación estrella de estos sistemas de iluminación fotovoltaica son las farolas solares autónomas. Cada vez es más habitual ver autopistas, calles y jardines con farolas alimentadas por energía solar, sobre todo en los países en vías de desarrollo que reciben una fuerte y constante radiación. Estos dispositivos empiezan ya a formar parte del paisaje urbano.

Varias son las razones que pueden explicar el importante crecimiento que está experimentando este tipo de iluminación.

En primer lugar los avances de la técnica, que logra paneles, baterías y luminarias cada vez más eficientes y a un menor coste, lo que se refleja en modelos de farolas solares mejores y más accesibles. El desarrollo de la tecnología LED ha sido el factor más relevante, ya que la energía que demanda la lámpara es de dos a cuatro veces menor que con otras tecnologías de iluminación (vapor de sodio y vapor de mercurio habitualmente), consiguiendo un nivel de iluminación similar. Esto hace que los equipos de recepción y acumulación de energía no hayan de ser tan potentes, grandes y caros. Así mismo la alta fiabilidad de estos componentes y su reducido riesgo de averías son factores clave.

En segundo lugar el continuo crecimiento urbanístico y de infraestructuras que choca con la creciente toma de conciencia de la urgencia de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera. La opción de las farolas solares se ve como una manera de armonizar ambas tendencias.

Otro factor de gran importancia que hace que arquitectos e ingenieros opten cada vez más por estos elementos de iluminación alimentados por energía solar es que pueden llegar a ser más económicos en su instalación que las farolas convencionales. Las farolas solares son en sí mismas más caras que las convencionales, sin embargo en nuevas instalaciones alejadas de núcleos urbanos puede resultar más interesante optar por estos sistemas. Las farolas solares funcionan de manera autónoma siendo sólo necesaria en su instalación la obra de cimentación del poste. En cambio las farolas convencionales requieren de la planificación e instalación de todo un sistema de

interconexiones (zanjas, cableado, y dispositivos de transformación de la corriente) que elevan el coste mucho más allá del de la propia farola.

Estas características hacen que el lugar donde más habitual es encontrar estas farolas independientes sea en los países en vías de desarrollo, donde la red eléctrica es de difícil acceso o inexistente y donde además no se tienen unas necesidades de iluminación muy exigentes, teniendo un impacto menor el hecho de que algún día del año el suministro de energía pudiera verse reducido o interrumpido.

En el siguiente punto se expondrá el principio de funcionamiento, los componentes y las características de operación de las farolas solares autónomas que a día de hoy se comercializan.

### 3.1. COMPONENTES DE LAS FAROLAS SOLARES

Las farolas solares están compuestas por uno o varios paneles fotovoltaicos (PF), un regulador de carga, una batería o banco de baterías y una luminaria de tecnología LED.

#### 3.1.1. PANELES FOTOVOLTAICOS

Los paneles fotovoltaicos (Figura 1) son los elementos encargados de captar la energía del Sol y transformarla en electricidad. Se colocan en lo alto de la estructura para así lograr una mayor captación de la energía solar. Los paneles deben estar siempre orientados hacia el ecuador terrestre y con la inclinación adecuada en función de la latitud.

Los paneles solares son del todo similares a los empleados para otras aplicaciones fotovoltaicas, pero adaptados en tamaño y colocación para crear una estructura resistente a las cargas de viento. Normalmente se emplean paneles de células de silicio mono cristalino o poli cristalino. En el primer apartado del Anexo II se hace un breve repaso de los distintos tipos de tecnologías para la fabricación de paneles fotovoltaicos y se aclara por qué hoy en día la mayor parte de los proyectistas eligen célula policristalina, dado su menor precio y buenas prestaciones.

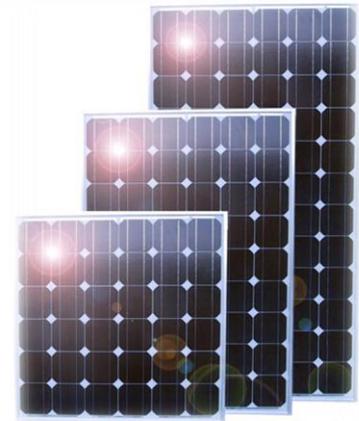


Figura 1. Paneles solares fotovoltaicos

#### 3.1.2. BATERÍAS



Figura 2. Baterías

La batería (Figura 2) es el elemento encargado de almacenar la energía captada por los paneles durante el día para emplearla en la noche en el encendido de las luminarias. En las farolas, la ubicación de este componente depende del fabricante. La mayoría la sitúan en la zona alta del poste, bajo el panel. Otros fabricantes optan en cambio por colocarla en la parte baja donde es más fácil manipularla, sin embargo queda expuesta a que personas no autorizadas tengan acceso a ella.

Aquí rigen los mismos principios que en el resto de las instalaciones de energía solar fotovoltaica, necesitándose baterías recargables que toleren una gran profundidad de descarga. Al funcionar estos componentes con una baja tensión de 12 voltios, el riesgo de accidentes graves es muy reducido. Las baterías más comúnmente utilizadas en la actualidad son las baterías selladas de tecnología VRLA, bien sean de electrolito gelificado o sólido (AGM).

La experiencia ha demostrado que las prestaciones de las baterías de tecnología Gel y AGM son muy similares en las farolas solares. Por ello, la mayor parte de los proyectistas optan por las AGM dado que su precio es más reducido.

La batería es el equipo más sensible de todo el sistema. La vida de una batería se expresa 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 (PD).

En el tercer punto del Anexo III se amplía la información acerca de los distintos tipos de baterías y los factores de los que depende su vida útil.

### 3.1.3. REGULADORES DE CARGA

Los reguladores de carga (Figura 3) racionalizan la utilización de la energía almacenada. Son los encargados de cargar las baterías a través de los paneles y de extraer la energía cuando se necesita.



Figura 3. Regulador de carga solar

Además se emplean para automatizar el encendido y el apagado de las luminarias evitando un gasto innecesario de luz y consiguiendo además que se alargue la vida de los componentes. Esta regulación se consigue bien programando el dispositivo o mediante una célula fotoeléctrica que detecta el nivel de luminosidad.

Los reguladores de carga habituales incorporan sistemas de apagado de seguridad de las luminarias. Cuando tras varios días nublados no se haya podido recargar la batería adecuadamente y esta se encuentre a un nivel de carga muy bajo debe existir este sistema que impida que las luminarias se enciendan para evitar que la descarga de la batería continúe. Una excesiva descarga en la batería puede provocar que esta quede incapaz de recargarse y por lo tanto inservible. Este sistema debe asegurar asimismo que en el momento en que vuelva a haber suficiente radiación para recargar la batería el ciclo se restituya normalmente.

Por otro lado, los reguladores actuales suelen ser seguidores del punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracking, en inglés) más conocidos como MPPTs. Un MPPT es un sistema electrónico que gestiona los paneles 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 que esté recibiendo. La potencia adicional extraída se convierte en un incremento de la intensidad de carga de las baterías. En el segundo apartado del Anexo II se explica en mayor detalle el funcionamiento de este tipo de regulador.

### 3.1.4. LÁMPARAS LED

Las luminarias transforman la energía eléctrica en luz. En todos estos sistemas se emplean luminarias eficientes para aprovechar al máximo la energía captada. A día de hoy, la tecnología LED gracias a su alta eficiencia y su bajo consumo, es la opción escogida en las nuevas instalaciones. En la Figura 4 puede verse un ejemplo de farola LED.



Figura 4. Farola solar de tecnología LED

La tecnología LED fue desarrollada a partir de los años 60 y es actualmente reconocida como la tecnología del futuro en múltiples sectores y principalmente en el de la iluminación.

Las lámparas convencionales de vapores de gases se centran en la banda de tonalidad rojiza del espectro, la cual se encuentra fuera del pico de sensibilidad del ojo humano. Estas lámparas al ofrecer una luz amarillenta hacen que los colores no sean reproducidos fielmente y por lo tanto sea necesaria más luz para poder garantizar una visión segura. Además, las lámparas de sodio emiten luz en sentido omnidireccional, reconduciéndose una gran parte de la emisión de luz por la parábola reflectora, con un porcentaje de pérdidas muy alto. Esto hace que respecto al 100% de la luz producida, apenas un 50% sea aprovechado para la iluminación final.

Sin embargo, las lámparas LED poseen una emisión mono direccional de la luz, reduciéndose notablemente la proporción de emisión que es reconducida por la parábola. Su espectro lumínico se encuentra en la banda central, ofreciendo una luz blanca y neutra totalmente visible por el ojo humano. Todo esto permite una visualización de colores y objetos de una forma mucho más clara y natural. Se obtiene en torno a un 90% de aprovechamiento. Esto hace que con una lámpara LED de menor capacidad de lúmenes por vatio se proporciona la misma o más luz útil que con las otras fuentes convencionales.

En la Tabla 1 se muestra una comparativa de la potencia que se necesita para iluminar desde una determinada altura de farola entre la luz LED y la de vapor de sodio convencional, el tipo de tecnología más extendida en la actualidad.

Altura Luminaria (m)	Potencia VSAP (W)	Potencia LED (W)
4 - 5	70	30
6 - 8	150	60
8 - 10	250	100
10 - 12	400	180
12 - 15	500	240

Tabla 1. Equivalencia de la tecnología LED frente a las actuales tecnologías de iluminación en farolas convencionales

Otro punto a favor de las lámparas LED es su mayor duración. Para una luminaria LED que permanezca encendida 12 horas al día, y teniendo en cuenta que la vida de estas luminarias en el peor de los casos supera las 35.000 horas, su vida útil es de 8 años aproximadamente. Las lámparas convencionales tienen una vida útil entre las 5.000 y las 10.000 horas, por lo que requieren un mayor gasto de sustitución. Todas estas ventajas hacen que las lámparas LED sean la única opción que se plantea hoy día a la hora de diseñar una farola solar.

### 3.2 CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMIENTO. REQUISITOS PARA SU INSTALACIÓN

Dado que la farola solar es autónoma en su funcionamiento y no depende de la proximidad de la red eléctrica general, son sólo tres los requisitos que ha de tener un emplazamiento para poder colocar una farola solar:

- Se deberá disponer de un lugar despejado donde se pueda asegurar que el Sol incide un número adecuado de horas al día evitándose que existan obstáculos próximos a la farola en su cara que mira hacia el ecuador. También se deberá tener en cuenta que la sombra que proyectan los objetos varía de tamaño en función de la estación, siendo máxima el primer día del invierno y mínima el primer día del verano.
- Se debe disponer de un suelo donde se pueda fijar la farola de manera adecuada realizando una cimentación que ayude a que la farola pueda soportar erguida todo tipo de condiciones ambientales, en especial vientos fuertes de dirección al ecuador.
- El lugar donde se coloque la farola solar no ha de soportar temperaturas extremadamente bajas, ya que existe el riesgo de la congelación del fluido del que están compuestas las baterías, lo que terminaría por arruinarla.

En la actualidad los diferentes fabricantes ofrecen una gran variedad de modelos de farolas fotovoltaicas de distintos precios y potencias, de acuerdo a las distintas necesidades o posibilidades que se puedan demandar. Muchos incluso ofrecen la posibilidad de fabricar farolas solares a medida, ya sea en un diseño estético específico o para cubrir unos determinados requerimientos que se salgan de lo usual.

Un factor muy a tener en cuenta por el comprador de una farola solar es la variabilidad de su rendimiento a lo largo del año.

En la Figura 5 se puede ver como la radiación es mucho más uniforme durante todo el año en las latitudes de los trópicos (México DF). En estas zonas las farolas fotovoltaicas ofrecerán un buen rendimiento durante todo el año. En cambio en las latitudes de clima templado (Madrid y Londres) se observa una gran variabilidad de radiación solar que llega a la superficie entre el verano y el invierno. Aquí las farolas ofrecerán un rendimiento desigual según la estación, llegándose al caso de que exista excedente de radiación en verano y déficit en invierno (Stackhouse, 2012).

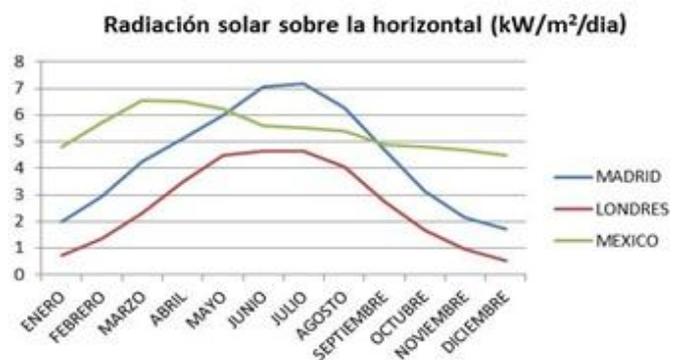


Figura 5. Radiación solar sobre la horizontal para diferentes ciudades

Por otro lado también es necesario tener en cuenta las características climáticas locales, en concreto el número de días consecutivos en los que el cielo pueda permanecer nublado, ya que sólo la radiación solar directa (que llega cuando no hay nubes que tapen el sol) recarga eficazmente las baterías.

Todos estos factores tienen su reflejo en el rendimiento de las farolas. Así, mientras en momentos del año con buena radiación solar la farola puede trabajar a pleno rendimiento, en invierno el número de horas de funcionamiento puede verse sensiblemente reducido, y en momentos especialmente desfavorables, incluso interrumpido.

## 4. SISTEMA PROPUESTO

Los dos principales inconvenientes que presenta la instalación de las farolas solares autónomas son la obra de cimentación del poste y la variación de rendimiento a lo largo del año.

La solución que se propone en este trabajo pasa por el aprovechamiento del poste de una farola convencional, que estando situada en un emplazamiento en el que reciba radiación solar directa, sea posible acoplarle un kit de apoyo renovable.

Al no tener que cubrirse toda la demanda anual con el sistema renovable, éste no presentará el problema de estar sobredimensionado. Los meses de verano la farola funcionará con un gran aporte de energía proveniente de la batería, mientras que en los meses de invierno el sistema renovable dispondrá de un mayor apoyo de la red.

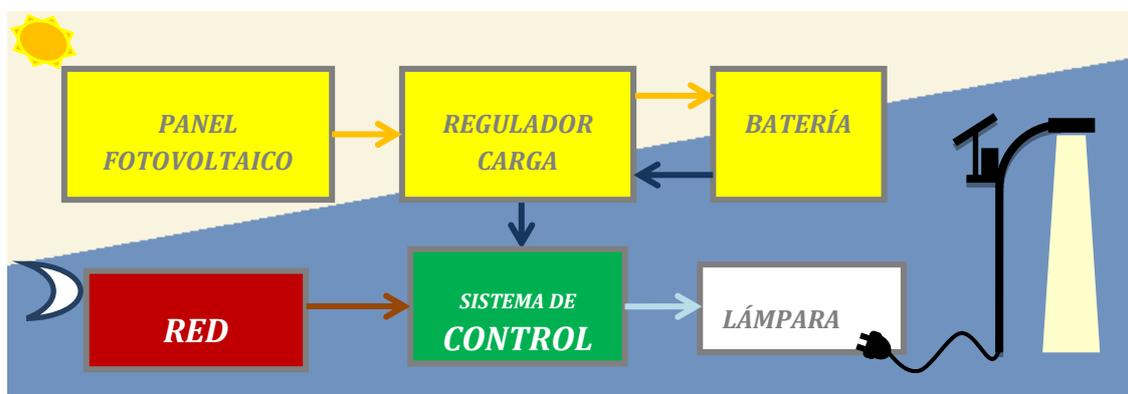


Figura 6. Sistema propuesto

En la Figura 6 se muestran los flujos de energía durante el día y la noche. En las horas de sol, el panel fotovoltaico cargará la batería a través del regulador de carga. Durante la noche, la farola será alimentada por la energía proveniente de la batería. Cuando el sistema de control detecte que esta energía ha cesado, conmutará a la red, manteniendo así el flujo de energía necesario para que la farola no interrumpa su funcionamiento y cubriendo el 100% del consumo.

El diseño del sistema de control no se ha considerado objeto de este proyecto. Sin embargo, sí que se puede asegurar las dos funciones básicas que ha de tener: actuará como un relé normalmente abierto encargado de habilitar a la red cuando en 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. Hoy día, gracias a la electrónica digital, este sistema se puede resolver con el uso de micro controladores de forma altamente eficiente y a un coste mucho más reducido que con equipos analógicos.

En España, las farolas que más abundan son las de 8 metros de altura, con lámparas de vapor de sodio de 150 ó 250 W según la necesidad de iluminación. Por esta razón, se ha escogido para el estudio una lámpara LED de 80 W, con la que se pretende dar la alternativa para la sustitución de ambas potencias, en farolas con poste de 6, 8 y 10 metros (ver Tabla 1, página 7). Cada caso particular habría de estudiarlo con detenimiento, pero con esta elección se cubre la mayor parte del mercado posible, dándole a este trabajo una mayor relevancia.

## 5. MODELADO DE LOS EQUIPOS

En el Anexo II se amplía este apartado exponiéndose los principios teóricos y las ecuaciones para el modelado de los equipos que componen el sistema propuesto. Aquí se presentan los puntos básicos tenidos en cuenta.

La lámpara LED se considera una "caja negra" que demanda una cierta cantidad de energía eléctrica cada hora del día y la transforma en energía lumínica. El análisis del flujo de energía termina a la entrada de la lámpara, por ello no se aborda el modelado de este componente.

### 5.1. PANEL FOTOVOLTAICO

Las ecuaciones que se han utilizado para modelar el funcionamiento del PF provienen en su mayoría del libro *Solar Engineering of Thermal Processes* (Duffie et al., 1990), probablemente la referencia más influyente a nivel mundial en el campo de la energía solar.

El objetivo es llegar a encontrar la producción que tendrá el panel en cada intervalo de tiempo de los que recibe radiación solar. El desarrollo completo queda plenamente definido en el primer apartado del Anexo II.

Los datos climatológicos son la base de partida para el cálculo de la producción diaria del panel fotovoltaico. Se habrá de contar con datos por hora 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. Este software ofrece datos de la gran mayoría de ciudades españolas.

El cálculo se divide en dos estadios: en primer lugar se calcula la radiación incidente sobre el panel partiendo de los datos de radiación global sobre la horizontal y a continuación se calcula la energía producida.

Para el cálculo de la radiación incidente, también es necesario conocer la latitud, la longitud y la zona horaria de la localización. Además se ha de definir la orientación e inclinación óptima del panel, ya que lo habitual es que se instale en una posición fija:

- Se puede usar una fórmula basada en análisis estadísticos, que proporciona la inclinación óptima ( $\beta_{opt}$ ) en función de la latitud del lugar ( $\phi$ ):  $\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * |\phi|$
- 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 (Tabla 1, Anexo II).
- Algunos autores también recomiendan una inclinación aproximadamente igual a la latitud para maximizar la producción anual de energía.

Para cada localización se ha de determinar cuál de las tres opciones es la más acertada.

Finalmente, teniendo en cuenta parámetros como el índice de claridad, el índice de anisotropía y el índice de radiación sobre superficie inclinada, se llega a obtener la radiación incidente sobre el panel para cada intervalo de tiempo.

En la Tabla 2 se muestran todas las variables que entran 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	$\phi$	[°] Latitud	Localización geográfica
	$\lambda$	[°] 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
	$\alpha$	[°] Acimut del PF	Criterio de diseño
	$\beta$	[°] Inclinación del PF	Criterio de diseño
	$\bar{G}$	[kW/m <sup>2</sup> ] Radiación global sobre la superficie	Localización, Intervalo de tiempo
	$\rho_g$	[%] Reflectancia del suelo	Localización geográfica
1	$\delta$	[°] Declinación	$n$
	$B$	[°] Ángulo diario	$n$
	$G_{on}$	[kW/m <sup>2</sup> ] Radiación extraterrestre normal	$n$
2	$E$	[h] Ecuación del tiempo	$B$
3	$t_S$	[h] Hora solar	$E, t_C, Z_C$
4	$\omega$	[°] Ángulo horario	$t_S$
5	$\theta$	[°] Ángulo de incidencia de los rayos solares	$\phi, \beta, \alpha, \delta, \omega$
	$\theta_{Zs}$	[°] Ángulo cenital	$\phi, \beta, \omega$
6	$\bar{G}_o$	[kW/m <sup>2</sup> ] Radiación extraterrestre	$\phi, \delta, G_{on}, \omega$
	$k_T$	[adim] Índice de claridad	$\bar{G}, \bar{G}_o$
7	$R_b$	[adim] Índice radiación sobre superficie inclinada	$\theta, \theta_{Zs}$
	$\bar{G}_d$	[kW/m <sup>2</sup> ] Radiación difusa promedio	$\bar{G}, k_T$
8	$\bar{G}_b$	[kW/m <sup>2</sup> ] 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 <sup>2</sup> ] 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

En este punto, se han de tomar varios datos de la ficha técnica del panel: la potencia nominal ( $Y_{PF}$ ), el coeficiente de temperatura de la energía ( $\alpha_P$ ), su temperatura nominal de funcionamiento ( $T_{c,STC}$ ) y su rendimiento en condiciones estándar. En el Anexo IV se presentan algunas fichas de paneles donde se pueden ver estos valores.

Con estos datos y con la temperatura ambiente se puede calcular la temperatura que alcanza la célula fotovoltaica ( $T_c$ ) y aplicando un factor de reducción de potencia ( $f_{PF}$ ) según las condiciones del lugar donde se vaya a instalar, se tienen todos los datos necesarios para el cálculo de la energía producida en cada intervalo de tiempo:

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

Donde:

- $\bar{G}_T$  es la radiación solar incidente sobre el generador fotovoltaico en el intervalo de tiempo actual [ $\text{kW}/\text{m}^2$ ]
- $\bar{G}_{T,STC}$  es la radiación incidente en condiciones de prueba estándar [ $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ ]

De la misma forma que se ha hecho en la Tabla 2, la Tabla 3 muestra jerárquicamente los niveles de cálculo hasta llegar a obtener la potencia generada por el PF en cada intervalo de tiempo:

Nivel	Parámetro	Descripción	Función de:
-1	$\bar{G}_T$ [ $\text{kW}/\text{m}^2$ ]	Radiación incidente global sobre el PF	$\beta, \bar{G}, \rho_g, R_b, \bar{G}_d, \bar{G}_b, f, A_i$
0	$\alpha_P$ [%/°C]	Coeficiente de temperatura de la energía	Características PF
	$Y_{PF}$ [kW]	Potencia nominal del generador fotovoltaico	Características PF
	$\eta_{mp}$ [%]	Máxima eficiencia del PF en condiciones STC	Características PF
	$T_{C,NOCT}$ [°C]	Temp nominal de funcionamiento de la célula	Características PF
	$T_a$ [°C]	Temperatura ambiente	Intervalo de tiempo
	$f_{PF}$ [%]	Factor de reducción de potencia	Criterio de diseño
1	$T_c$ [°C]	Temperatura de la célula	$\bar{G}_T, T_a, T_{C,NOCT}, \eta_{mp}$
2	$P_{PF}$ [kW]	Potencia generada por el PF	$\bar{G}_T, \alpha_P, Y_{PF}, f_{PF}, \eta_{mp}, T_c$

Tabla 1. Proceso de cálculo para la potencia de salida del PF

## 5.2. REGULADOR DE CARGA SOLAR

Para dar cuenta de la eficiencia del regulador de carga, se ha de reducir 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 90% a un 85,5% ( $90\% * 95\% = 85,5\%$ ).

## 5.3. SISTEMA DE CONTROL

En cuanto al sistema de control, tal y como se ha dicho anteriormente hará las funciones de relé e inversor.

El inversor DC/AC transformará los  $12 \text{ V}_{DC}$  en  $220 \text{ V}_{AC}$  y sólo actuará con la corriente proveniente de la batería. Por el relé sólo circulará la corriente proveniente de la red.

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.

## 5.4. BATERÍA

Tal y como exponen Jongerden et al. (2008) existen diversos modelos para la descripción del funcionamiento de las baterías, siendo el modelo cinético 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.

El modelo cinético de batería, presenta la 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 energía Un esquema del concepto puede verse en la Figura 7.

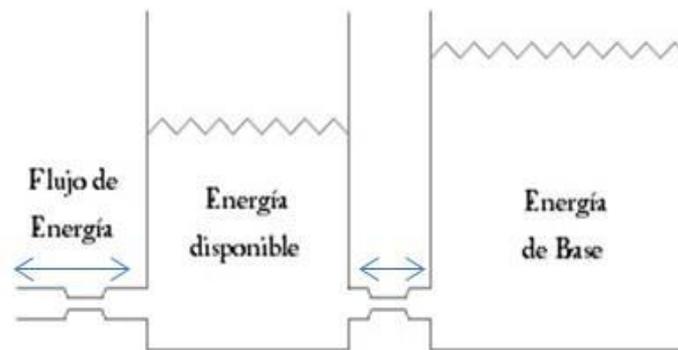


Figura 7. Esquema del modelo cinético de batería

La cantidad total de energía almacenada en la batería en cada intervalo de tiempo es la suma de ambas. 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. Es una medida de la rapidez con la que la batería puede convertir la energía de base en la energía disponible o viceversa.

En el tercer apartado del Anexo II se explica en mayor detalle las características de este modelo, y se presentan las ecuaciones para llegar a obtener la potencia de carga o descarga ( $P$ ), según se esté introduciendo o extrayendo energía de la batería.

Con este dato se calcula la cantidad resultante de energía disponible y de energía de base al final de cada intervalo de tiempo ( $\Delta t$ ).

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

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

## 6. FACTURACIÓN DEL CONSUMO DE RED

El estudio que se plantea es para un total de 100 farolas de 80W. Por ello, la mínima potencia a contratar serán  $100 \cdot 80 = 8.000W = 8kW$ . Añadiendo un factor de seguridad del 10% para cubrir las pérdidas en el cableado y el consumo del sistema de control, la potencia a contratar asciende a 8,8 kW.

Atendiendo al RD 485/2009 del 1 de Julio de 2009, el caso de estudio puede acogerse a la Tarifa de Último Recurso (TUR) ya que la potencia contratada es inferior a 10 kW.

Según la última Orden IET/1491/2013 (BOE 01/08/2013), las tarifas posibles son las denominadas 2.0A, 2.0DHA y 2.0DHS. La tarifa 2.0A es constante durante todas las horas del año. La Figura 8 muestra cómo se definen los distintos periodos en las tarifas con discriminación horaria.

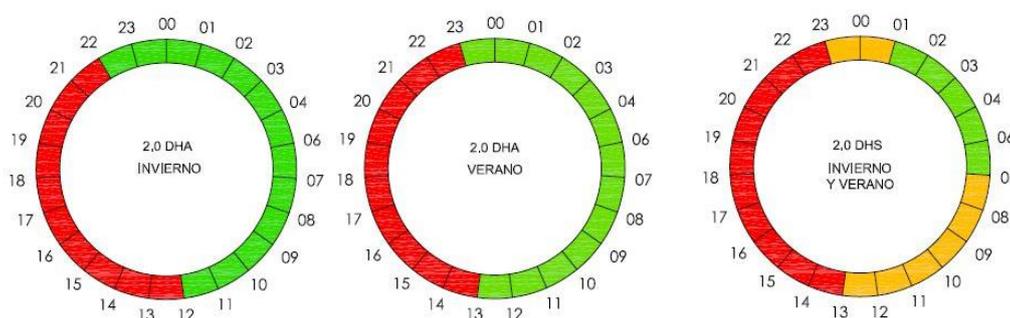


Figura 8. Discriminación horaria en las tarifas aplicables

En vista de los precios fijados en el BOE-A-2013-8562 para cada periodo tarifario, se ha estimado conveniente escoger la tarifa 2.0 DHS, que establece una discriminación horaria de tres periodos (punta: rojo, amarillo: llano, verde: valle) constante durante todos los días del año.

En España, la factura eléctrica se compone de los términos que se detallan a continuación. En la Figura 9 se puede ir viendo como se aplican hasta llegar a obtener el montante total.

- TE, término de energía: lo que se paga por la energía útil que se consume. En la tarifa escogida son: periodo valle 0,050522 [€/kWh], periodo llano 0,068148 [€/kWh] y periodo punta 0,149838 [€/kWh].
- TP, término de potencia: el “fijo”, la potencia máxima que se puede demandar en un instante. Se paga aunque no se consuma energía. Para la tarifa escogida es 35,649473 [€/kW y año]
- PEN, penalizaciones por consumo de energía reactiva [€/kvarh]. No se aplica en los casos de estudio, ya que las lámparas LED actuales incluyen sistemas de condensadores para compensar el consumo de energía reactiva.
- ALQ, alquiler del equipo de medida: el equipo de medida no se adquiere en propiedad, se alquila [€/mes]. Estudiando facturas reales de distintas empresas distribuidoras para estas tarifas, se ha comprobado que el término de alquiler son 12€/mes
- IMP, impuestos: Impuesto de electricidad e IVA, dependientes de los términos anteriores. El impuesto de electricidad se aplica antes de sumar el alquiler. El impuesto de electricidad puede fijarse en un 5,1% que se ha de cargar a las partidas propias de la energía. El IVA se aplica en última instancia, siendo a día de hoy un 21%.

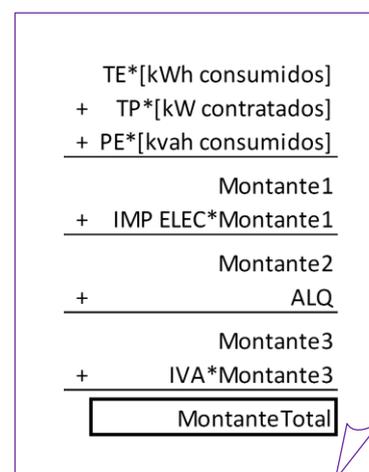


Figura 9. Esquema de la factura eléctrica

## 7. ELECCIÓN DEL PERFIL DE CARGA

Tras hacer un estudio de periodos tarifarios definidos en el sistema eléctrico español, la primera idea que se plantea es la de tratar de diseñar un sistema que cubra con energía renovable las horas pico de demanda en la que el coste de la electricidad es notoriamente más elevado. Si el sistema renovable actúa en estas horas, la factura eléctrica se verá considerablemente reducida.

Se ha tenido acceso a la factura eléctrica de un barrio de un municipio riojano (Figura 10), en la que todo el consumo es debido únicamente a las cerca de 60 farolas de vapor de sodio que iluminan sus calles.

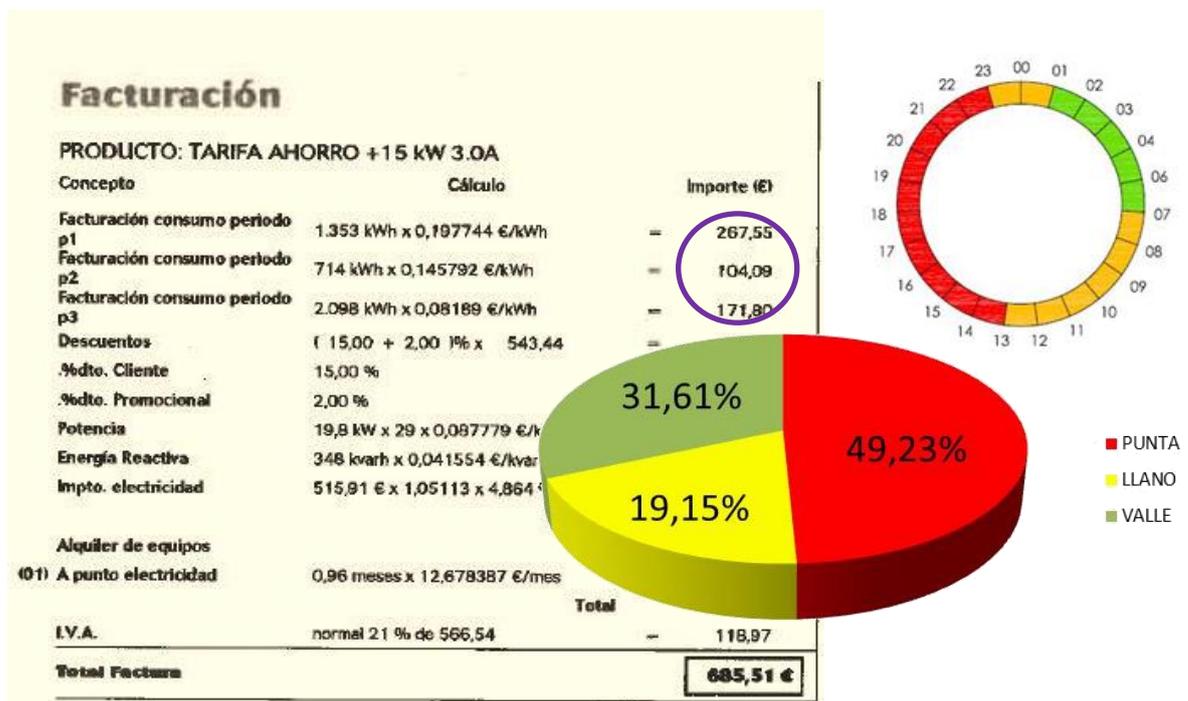


Figura 10. Extracto de una factura en la que todo el consumo proviene únicamente de farolas

Tal y como muestra el gráfico de sectores incluido en la Figura 10, un 50% del importe total del término de energía corresponde al primer periodo.

Quedando claro que el sistema renovable actuará en las primeras horas de funcionamiento de la farola para aliviar la partida del periodo punta, ahora toca plantear posibles tipos o perfiles de cargas, tratando de llegar a encontrar el más adecuado.

La luminaria escogida para realizar el ensayo ha sido la ZYLED-SLAC6-80W cuya ficha técnica se puede ver en el Anexo IV. La razón de haber escogido esta luminaria en concreto es porque ofrece la posibilidad de trabajar a doble nivel. Esto significa que es posible hacerla trabajar al 50% de su potencia nominal, obteniendo la mitad del nivel de iluminación que se especifica en su ficha técnica.

Aprovechando esta característica, es posible plantearse distintos tipos de perfiles de carga. 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 (lx) 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 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.

A continuación se exponen cuatro posibles perfiles de carga a los que se ha dado un nombre representativo que se mantiene durante el resto del documento. Se evalúan estos perfiles atendiendo tanto a criterios económicos como a criterios funcionales.

- **Load100:** la farola está encendida siempre que haya oscuridad total (GH illum (lx) = 0) a su máxima potencia.
- **Load50:** la farola está encendida siempre que haya oscuridad total (GH illum (lx) = 0), pero sólo un máximo del 50% de ese tiempo lo hace a la máxima potencia. Por ejemplo, un día en el que haya 14 horas de oscuridad total, la farola estará 7 horas a la máxima potencia y las otras 7 horas a la mínima potencia; pero si en el día hay 13 horas de oscuridad, 6 horas lucirá a la máxima potencia y 7 horas a la mínima. Este sistema se basa en el uso funcional que tiene una farola; se mantiene el mayor nivel de iluminación en sus primeras horas de encendido ya que se entiende que es entonces cuando es más necesario, por preverse una mayor densidad de tránsito ciudadano.
- **Load4:** la farola está encendida siempre que haya oscuridad total (GH illum (lx) = 0), pero como máximo 4 horas de ese tiempo lo hace a la máxima potencia. Este sistema de funcionamiento tiene la misma naturaleza que el anterior, pero es menos exigente energéticamente.
- **Load23:** en este caso la farola no está encendida siempre que hay oscuridad total, tan sólo las primeras horas de funcionamiento y a la potencia máxima. Este sistema de funcionamiento es la base de la simulación off-grid que se detalla en el siguiente apartado.



Figura 11. Ejemplo de la distribución de los distintos perfiles de cargas para un día cualquiera del año

En la Figura 11 se pueden apreciar de forma clara las peculiaridades de los distintos perfiles de carga a lo largo de las 24 horas del día. A la izquierda se han representado relojes de 24h para cada uno de los perfiles. La corona exterior muestra los periodos definidos en la tarifa 2.0DHS (rojo: punta, amarillo: llano y verde: valle) y la corona interior las horas de funcionamiento de la farola (azul claro: funcionamiento a potencia máxima, azul oscuro: funcionamiento a media carga y gris: apagada). A la derecha se muestra un extracto de la hoja de cálculo en el que se pueden ver los valores concretos de iluminación (lx) y carga (kWh). El día escogido en el ejemplo es el 7 de Abril en la localidad de Sevilla.

Ya que entre los puntos de partida de este proyecto está el diseñar un sistema tan eficiente energéticamente como sea posible, se ha considerado que el perfil de carga más apropiado es el denominado *Load4*. Este perfil de carga cumple de forma adecuada con las necesidades funcionales que se demandan para una farola situada en una zona urbana/residencial de una ciudad española tipo.

Se ha de indicar que en invierno, la hora a la que la luminaria descienda a un nivel de iluminación menor llega antes que en verano, al oscurecer más temprano. Esto implica que en los meses de verano la luminaria dará un alto nivel de iluminación hasta más tarde, pero esta situación no se entiende desacertada. Puesto que los hábitos de los ciudadanos en invierno no son los mismos que en los meses de verano, cuando gran parte de la población está de vacaciones, esta circunstancia resulta beneficiosa.

De cualquier forma para cada caso concreto podría definirse el perfil de carga concreto que se estimase más oportuno.

## 8. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

Como se ha visto en el apartado 6, el término de energía en hora pico es más del doble que en hora llano y aproximadamente el triple que en hora valle. El objetivo ha de ser evitar en la medida de lo posible el consumo de la red en este periodo, para tratar de buscar un sistema económicamente más ventajoso.

Para la realización de los ensayos se ha escogido apoyarse en el software de cálculo HOMER Energy, ya que dicho software modela los equipos y el flujo de la energía a través de ellos siguiendo las mismas ecuaciones y principios que se han expuesto en el apartado 5.

Todo lo referente a la utilización de este programa se encuentra en el Anexo III. En este anexo se puede encontrar una guía de usuario para realizar las simulaciones.

Los costes que se han establecido para los componentes, teniendo en cuenta que se está valorando un total de 100 sistemas, son:

- Para los paneles policristalinos se ha establecido un coste medio 0,70 €/W.
- Para las baterías AGM de Vision, se ha establecido un coste medio 1,2 €/Ah.
- Para el regulador MPPT que controle hasta 10 A el coste por unidad se fija en 40 €.
- Para el inversor DC/AC que deberán llevar los sistemas aislados de la red el coste se fija en 12 €.
- Para el sistema de gestión que llevarán los sistemas híbridos el coste se estima en 20 €.

Estos precios se mantienen en todas las simulaciones llevadas a cabo en el proyecto.

HOMER sólo ofrece la posibilidad de modelar el coste de mantenimiento de los equipos como un valor fijo anual, y en el caso de algunos componentes del sistema esta simulación no se considera acertada. Además toma el coste de la electricidad de red durante los veinticinco años. Trabajando con los datos de consumo energético se puede solucionar este problema, haciendo un análisis financiero posterior, en el que.

### 8.1 CUBRIR TODO EL CONSUMO EN HORAS PICO

La primera propuesta es la de encontrar una batería y un panel que cubran el total de la demanda en hora pico durante todos los días del año.

El primer estudio que se plantea es un sistema off-grid (aislado de la red) con una carga que cesa a las 23.00h (la llamada *Load23*) ya que es entonces cuando *finaliza* el periodo punta especificado en la tarifa 2.0 DHS. Haciendo pruebas con distintos tipos de baterías se puede obtener qué batería es la que mejor se ajusta. Este es el fundamento de realizar este estudio previo al ensayo.

Una vez obtenida una batería y un panel que puedan abastecer la demanda del sistema, se simula el perfil de carga *Load4* en un sistema que tenga la posibilidad de conectarse a la red.

Para valorar las ventajas del sistema híbrido respecto a los sistemas tradicionales, es interesante simular el perfil de carga *Load 4* en un sistema completamente aislado (una farola solar común) y en un sistema completamente conectado (una farola alimentada de red). De esta forma

quedarán reflejadas las ventajas e inconvenientes de cada uno, haciendo un análisis económico a veinticinco años de cada uno de ellos.

Se comienza valorando la simulación del sistema en Sevilla, ya que de las tres ciudades propuestas es la más cercana al ecuador y en consecuencia, donde el sistema presentará un mejor rendimiento.

En vista de los resultados obtenidos se valorará qué tipo de sistema será conveniente simular en las otras localizaciones con menor radiación anual, como Madrid y Bilbao.

### 8.1.1 SEVILLA

La simulación del perfil de carga Load23 en un sistema aislado es útil para encontrar una batería y un panel que puedan cubrir toda la demanda en horas pico de tarificación eléctrica.

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. Para esta localización, con una inclinación igual a la latitud (37,4°) se consigue la mayor producción de energía.

Como resultado principal de este ensayo se obtiene que la batería 6FM120D-X junto a un panel policristalino de 200W es la combinación más adecuada. En la Tabla 4 se muestra un resumen del ensayo.

DATOS DE ENTRADA	
Localización	Sevilla
Perfil de carga	Load23
Recurso energético	Sistema fotovoltaico aislado
RESULTADOS	
PF necesario	200W
Inclinación óptima del PF	37,4
Batería AGM necesaria	120 Ah

Tabla 4. Resumen del ensayo previo en Sevilla

A continuación se simula el perfil de carga Load 4 en un sistema únicamente conectado a red y en un sistema híbrido que cuente con los equipos obtenidos del anterior ensayo.

DATOS DE ENTRADA	
Localización	Sevilla
Perfil de carga	Load4
Recurso energético	Conexión a red
RESULTADOS	
Energía anual consumida en periodo valle	91 kWh
Energía anual consumida en periodo llano	53 kWh
Energía anual consumida en periodo punta	101 kWh

Tabla 5. Resumen del ensayo totalmente conectado en Sevilla

Por otro lado, atendiendo a los resultados del sistema con apoyo renovable, la facturación en el periodo punta desaparece, manteniéndose las de los periodos llano y valle en el mismo valor que en el caso sin ningún apoyo renovable. La vida útil de la batería son 7,71 años. La Tabla 6 muestra el resumen del ensayo.

Si se atiende al desglose de la tarificación de la energía suministrada por la red en el sistema sin apoyo renovable, se ve como el término de energía en el periodo punta representa más del cincuenta por ciento del total del coste del suministro anual. La Tabla 5 muestra el resumen del ensayo.

DATOS DE ENTRADA	
Localización	Sevilla
Perfil de carga	Load4
Recurso energético	Sistema Híbrido
PF	200W
Batería AGM	120 Ah
RESULTADO	
Energía anual consumida en periodo valle	91 kWh
Energía anual consumida en periodo llano	53 kWh
Energía anual consumida en periodo punta	0 kWh
Ahorro en el consumo de energía	41,22%
Vida útil de la batería	7,6 años

Tabla 6. Resumen del ensayo del sistema híbrido en Sevilla

En este punto se acomete la simulación del perfil Load4 en un sistema totalmente aislado de la red, para hallar qué combinación de equipos puede cumplir con este perfil de carga sin apoyo de la red.

Según los resultados que ofrece el programa, la solución óptima pasa por el uso de dos baterías de 150Ah y un panel de 270W. La vida útil de la batería son 6,4 años. La Tabla 7 muestra el resumen del ensayo.

DATOS DE ENTRADA	
Localización	Sevilla
Perfil de carga	Load4
Recurso energético	Sistema fotovoltaico aislado
RESULTADOS	
PF necesario	270W
Batería AGM necesaria	2*150 Ah
Vida útil de la batería	6,4 años

Tabla 7. Resumen del ensayo del sistema aislado

Con los resultados obtenidos se procede a realizar la estimación económica a 25 años de las tres alternativas: sistema totalmente conectado, sistema híbrido y sistema totalmente aislado. Se tienen en cuenta las siguientes premisas:

- Acorde a la evolución histórica de las tarifas eléctricas en los últimos 10 años, se ha considerado oportuno estimar un aumento anual del coste de la electricidad del 6% durante el periodo de vida del proyecto.
- Respecto al coste de mantenimiento del panel, se han consultado varias tarifas de las empresas que instalan farolas solares. Se ha fijado un coste de 5 € aplicable cada vez que se ha de cambiar la batería, ya que es el único momento en el que en la práctica se realizan tareas de mantenimiento. Con este coste se cubren los gastos de limpieza y chequeo de producción.
- Al inversor y al sistema de gestión se les ha aplicado un coste de mantenimiento del 5% de su valor de adquisición. Con el coste de O&M se cubren los gastos de chequeo y monitorización.
- A la batería se le aplica un gasto puntual de O&M de 5 € cada vez que deba ser reemplazada. Este dato ha sido extraído de las tarifas de las empresas que instalan farolas solares.
- Se aplica un incremento del IPC de un 2% a los gastos anuales de O&M y en el alquiler de los equipos de medida.
- Por último, se considera una depreciación anual del 3% en el coste de adquisición de los equipos.
- Al final de los 25 años se hace un ajuste por la parte proporcional de los equipos que no han finalizado su vida útil. Se devuelve la parte proporcional a los años de funcionamiento que le quedan de uso.

Teniendo en cuenta estas premisas se obtiene el cash flow comparativo en 25 años que se muestra en la Tabla 8. Se han marcado en color rosa las celdas en las que se tiene un coste de mantenimiento distinto de cero en por reemplazo de las baterías.

AÑO	SÓLO RED			SISTEMA MIXTO										SISTEMA AUTÓNOMO						
	TE	TP	ALQ.	TE	TP	ALQ.	PF	O&M PF	S.G.	O&M S.G.	BAT	O&M BAT	PF	O&M PF	INV	O&M INV	BAT	O&M BAT		
2013	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	240.0	0.0	20.0	0.0	144.0	0.0	324.0	0.0	12.0	0.0	360.0	0.0	
2014	1	39.3	4.8	2.3	18.4	4.8	2.3	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	
2015	2	41.6	5.1	2.4	19.5	5.1	2.4	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	
2016	3	44.1	5.4	2.4	20.6	5.4	2.4	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	
2017	4	46.8	5.7	2.4	21.9	5.7	2.4	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	
2018	5	49.6	6.1	2.5	23.2	6.1	2.5	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	
2019	6	52.6	6.4	2.5	24.6	6.4	2.5	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	
2020	7	55.7	6.8	2.6	26.1	6.8	2.6	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	
2021	8	59.1	7.2	2.6	27.6	7.2	2.6	0.0	5.9	0.0	1.1	112.9	5.9	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	
2022	9	62.6	7.6	2.7	29.3	7.6	2.7	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	
2023	10	66.4	8.1	2.8	31.0	8.1	2.8	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	6.1	0.0	0.7	265.5	6.1	
2024	11	70.3	8.6	2.8	32.9	8.6	2.8	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	
2025	12	74.6	9.1	2.9	34.9	9.1	2.9	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	
2026	13	79.0	9.7	2.9	37.0	9.7	2.9	0.0	0.0	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	
2027	14	83.8	10.2	3.0	39.2	10.2	3.0	0.0	0.0	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	
2028	15	88.8	10.8	3.0	41.5	10.8	3.0	0.0	0.0	12.7	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	12.7	0.8	0.0	0.0	
2029	16	94.1	11.5	3.1	44.0	11.5	3.1	0.0	6.9	0.0	1.3	88.5	6.9	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	
2030	17	99.8	12.2	3.2	46.7	12.2	3.2	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	
2031	18	105.8	12.9	3.2	49.5	12.9	3.2	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	
2032	19	112.1	13.7	3.3	52.4	13.7	3.3	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	
2033	20	118.8	14.5	3.4	55.6	14.5	3.4	0.0	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	0.0	7.4	0.0	0.9	195.8	7.4	
2034	21	126.0	15.4	3.4	58.9	15.4	3.4	0.0	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	
2035	22	133.5	16.3	3.5	62.4	16.3	3.5	0.0	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	
2036	23	141.5	17.3	3.6	66.2	17.3	3.6	0.0	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	
2037	24	150.0	18.3	3.6	70.2	18.3	3.6	0.0	8.0	0.0	1.6	69.3	8.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	
2038	25	159.0	19.4	3.7	74.4	19.4	3.7	0.0	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	
										-4.2		-52.5				-4.2		-78.3		
TOTAL		2155.1	263.1	73.8	1007.9	263.1	73.8	240.0	20.8	28.4	32.0	362.1	20.8	324.0	13.5	20.4	19.2	742.9	13.5	
		2492.0			2048.9										1133.6					

Tabla 8. Cash flow comparativo tras las primeras simulaciones en Sevilla

En vista de estos resultados, parece conveniente tener en consideración este tipo de sistema con apoyo renovable.

A priori, el sistema totalmente aislado ofrece un menor coste económico. Pero si se tienen en cuenta las dimensiones y el peso de los equipos que lo componen, este sistema no resulta factible constructivamente.

Un panel tan grande y pesado (2x1 m<sup>2</sup> y 22 kg de peso aproximadamente, tal y como se ve en la ficha técnica del Anexo IV) y la incorporación de dos baterías de 47 kg de peso cada una, generarían un problema estructural colocadas en la parte superior de un poste convencional, que no esté diseñado para ello. El panel debería llevar una estructura robusta y muy aparatosa para quedar perfectamente instalado, sin riesgo de balanceo o caída.

La otra opción sería la sustitución integral del poste por uno especialmente diseñado para albergar los equipos, es decir, del tipo de las farolas solares convencionales; pero esta opción incrementaría el coste muy notablemente, tanto por la ejecución como por el coste del poste en sí.

Con todo esto la opción del sistema totalmente aislado queda desestimada y no se valorará en el resto de localizaciones.

### 8.1.2 BILBAO

Tras realizar esta simulación se obtiene que la combinación de batería y panel que puede cubrir toda la demanda en horas pico de tarificación eléctrica, tiene unas dimensiones y un peso demasiado grandes. La Tabla 9 muestra el resumen del ensayo.

DATOS DE ENTRADA	
Localización	Bilbao
Perfil de carga	Load23
Recurso energético	Sistema fotovoltaico aislado
RESULTADOS	
PF necesario	550W
Inclinación óptima del PF	33,6
Batería AGM necesaria	2*120 Ah

Tabla 9. Resumen del ensayo previo en Bilbao

En primer lugar, comercialmente no se fabrican paneles de potencia tan alta, por lo que deberían instalarse dos paneles de 225W para llegar a los 550W necesarios. Además se han de colocar dos baterías de 36Kg cada una. Todo ello hace este sistema difícilmente viable constructivamente, por lo que la conclusión es que debe ser desestimado.

En vista de estos resultados no tiene sentido abordar la simulación del perfil de carga Load 4, ya que tal y como se ha visto en el ensayo llevado a cabo para Sevilla, el kit para cubrir la demanda completa será aún más exigente en dimensiones y en peso.

En este punto del proyecto se hace una valoración de los resultados obtenidos y se toma una determinación para abarcar las siguientes simulaciones.

### 8.1.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

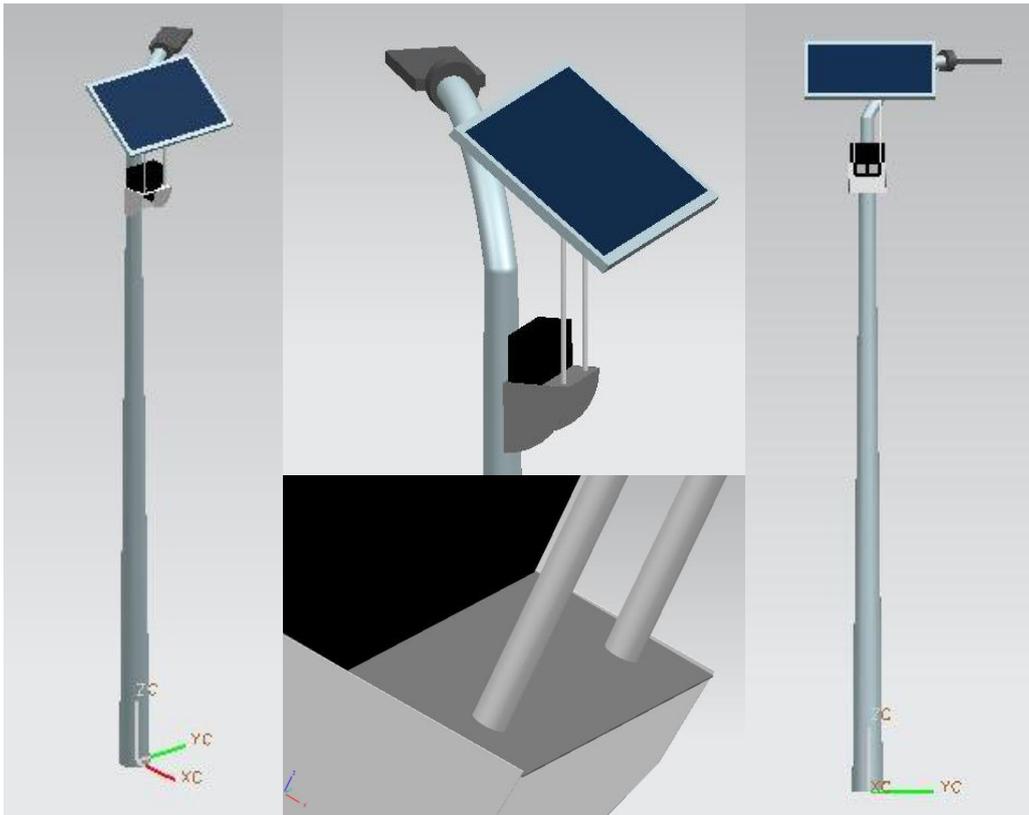
Tras el estudio realizado para Bilbao, en vista de que no es posible ejecutar un sistema híbrido que haga que toda la demanda en hora pico sea cubierta con energía renovable, se hace un repaso de los resultados obtenidos hasta el momento.

El estudio llevado a cabo en Sevilla ha reflejado el buen rendimiento del sistema híbrido que cubre toda la demanda en hora pico. Se recuerda que para esta localización se ha obtenido un panel de 200W policristalino y una batería AGM de 120 Ah.

Consultando los catálogos de diversos fabricantes se ve como las dimensiones de un panel policristalino de 200 W rondan los 1500\*1000 mm<sup>2</sup>, con un peso cercano a los 18kg. La batería 6FM120D-X tiene un peso de 36kg y unas dimensiones de 410\*176\*224 mm<sup>3</sup>.

Valorando las farolas solares totalmente autónomas que se comercializan actualmente, se ve que esta combinación de equipos corresponde a los sistemas más potentes del mercado. La diferencia es que estos sistemas incluyen un poste especialmente diseñado para albergar esta carga.

En la Figura 12 se muestra el conjunto en tres dimensiones, apreciándose el efecto que causa el sistema instalado en una farola de 8m, altura media para la que esta lámpara está diseñada. Para sostener todo el sistema renovable, se propone una estructura con una plataforma regulable con el espacio suficiente para albergar la caja con la batería y dos mástiles que eleven el panel a una altura a la que pueda ser inclinado sin que el poste se lo impida.



**Figura 12. Representación del sistema híbrido obtenido para Sevilla**

Sin entrar de forma precisa en el cálculo estructural, observando las proporciones y el peso del conjunto, podría discutirse que el sistema resultante fuera una carga demasiado exigente.

Para atajar este problema, se propone valorar el funcionamiento de un sistema de menores dimensiones, un panel más pequeño y una batería más ligera. De este modo el sistema no presentará un impacto visual tan acusado y su carga será menos exigente estructuralmente.

## 8.2 CUBRIR PARCIALMENTE EL CONSUMO EN HORA PICO

Atendiendo al catálogo de paneles policristalinos de la marca Zytech Solar, se observa que los paneles comerciales de menor potencia van desde los 65W hasta los 115W (Tabla 10).

Wp (W)	Módulo	Voc (V)	Isc (A)	Vmp (V)	Imp (A)	Dimensiones LxWxH (mm)	Peso (kg)	Alineación células	Dimensión células LxW (mm)	Eficiencia
65	ZT65P	21.82	4.03	18.10	3.59	992x528x35	6.5	6x6	156x78	12.41 %
85	ZT85P	14.40	7.90	11.88	7.15	1006x671x30	7.5	4x6	156x156	12.59 %
90	ZT90P	14.62	8.10	12.12	7.43	1006x671x30	7.5	4x6	156x156	13.33 %
110	ZT110P	18.12	8.00	15.00	7.33	850x992x40	10.5	6x5	156x156	13.05 %
115	ZT115P	18.42	8.21	15.33	7.50	850x992x40	10.5	6x5	156x156	13.64 %

Tabla 10. Extracto del catálogo de paneles policristalinos de la marca Zytech Solar

Por otro lado, atendiendo al catálogo de baterías AGM Vision, se observa que las baterías comerciales de menor tamaño van desde los 33Ah hasta los 55Ah (Tabla 11).

Type	Nominal Voltage(V)	Nominal Capacity (20hr/Ah)	Length		Width		Height		Total Height		Terminal	Weight(Approx)	
			mm	in	mm	in	mm	in	mm	in		Kg	Pound
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
6FM55TD-X	12	55	229	9.02	138	5.43	208	8.19	213	8.39	F11	18.5	40.79

Tabla 11. Extracto del catálogo de baterías AGM de ciclo profundo de la marca Vision

De entre los posibles paneles y baterías que pueden escogerse de las Tablas 10 y 11, se ha decidido hacer el análisis con los paneles de 65W, 90W y 115W y con las baterías de 33Ah, 40Ah y 55Ah. De esta forma el total del kit de apoyo no superará en ningún caso los 30kg de peso.

Así pues se ha evaluará un total de nueve kits para cada localización, un total de veintisiete ensayos entre las tres localizaciones.

Haciendo el cash-flow durante veinticinco años se encontrará qué kit es el más ventajoso económicamente para cada localización, obteniendo como resultado la fracción renovable más conveniente en cada caso.

Para todos los flujos de caja se han utilizado los precios ya indicados al inicio del apartado 8 (página 18) y las mismas premisas que se han detallado en el punto 8.1.1 (página 20).

## 8.2.1 SEVILLA

Los resultados obtenidos tras las simulaciones se muestran en la Tabla 12. En la Figura 13 se muestra la fracción del consumo total que cubre el sistema con energía renovable, y en la Figura 14 los costes que se han obtenido para cada sistema evaluado.

Sevilla								
KIT DE APOYO			Vida Bat Años	ENERGÍA COMPRADA A RED			Fracción Renovable	Coste 25 años
Nombre	PF Poly	Bat AGM		P. Valle	P. Llano	P. Punta		
115-33	115W	33Ah	2,06	91	53	37	26%	1978
90-33	90W	33Ah	2,07	91	53	37	26%	1959
65-33	65W	33Ah	2,10	91	53	37	26%	1943
115-40	115W	40Ah	2,88	91	53	3	40%	1528
90-40	90W	40Ah	3,05	91	53	9	38%	1557
65-40	65W	40Ah	3,52	91	53	21	33%	1627
115-55	115W	55Ah	2,96	91	10	4	57%	1440
90-55	90W	55Ah	3,32	91	18	11	51%	1476
65-55	65W	55Ah	4,41	91	35	25	38%	1584
Solo red	-	-	-	91	53	101	0%	1966

Tabla 12. Resumen de las simulaciones definitivas en Sevilla

### Fracción renovable Kits Sevilla

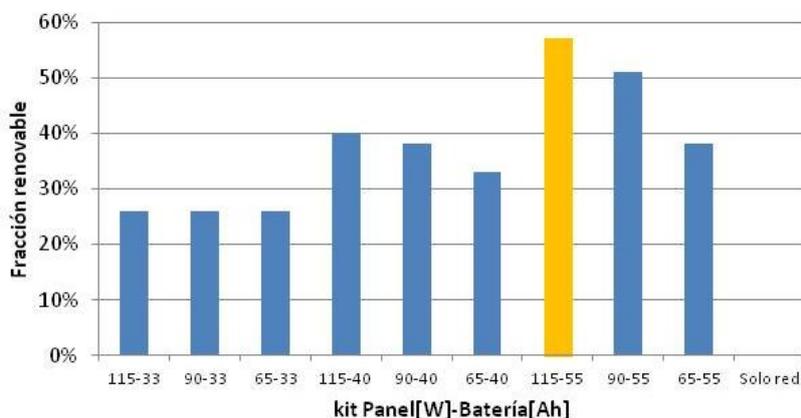


Figura 13. Fracción renovable de los sistemas evaluados en Sevilla

### Coste kits Sevilla

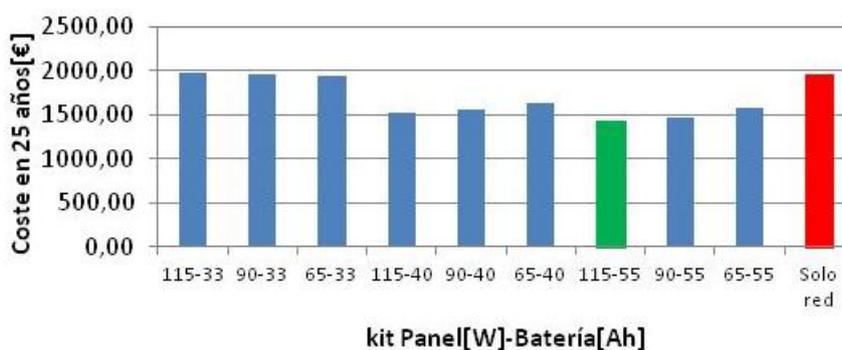


Figura 14. Coste total en 25 años de los sistemas evaluados en Sevilla

## 8.2.2 BILBAO

Los resultados obtenidos tras las simulaciones se muestran en la Tabla 13. En la Figura 15 se muestra la fracción del consumo total que cubre el sistema con energía renovable, y en la Figura 16 los costes que se han obtenido para cada sistema evaluado.

Bilbao								
KIT DE APOYO			Vida Bat Años	ENERGÍA COMPRADA A RED			Fracción Renovable	Coste 25 años
Nombre	PF Poly	Bat AGM		P. Valle	P. Llano	P. Punta		
115-33	115W	33Ah	2,38	88	49	52	23%	2034
90-33	90W	33Ah	2,53	88	49	55	21%	2019
65-33	65W	33Ah	2,84	88	49	61	19%	2034
115-40	115W	40Ah	3,80	88	49	33	30%	1727
90-40	90W	40Ah	4,22	88	49	41	27%	1749
65-40	65W	40Ah	5,41	88	49	53	22%	1819
115-55	115W	55Ah	3,64	88	49	36	39%	1847
90-55	90W	55Ah	4,35	88	49	46	33%	1878
65-55	65W	55Ah	5,88	88	49	58	24%	1910
Solo red	-	-	-	88	49	107		1999

Tabla 13. Resumen de las simulaciones definitivas en Bilbao

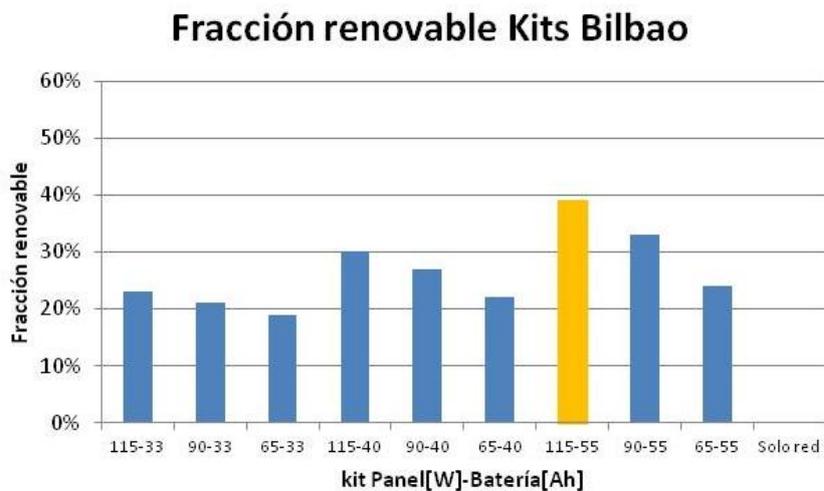


Figura 15. Fracción renovable de los sistemas evaluados en Bilbao

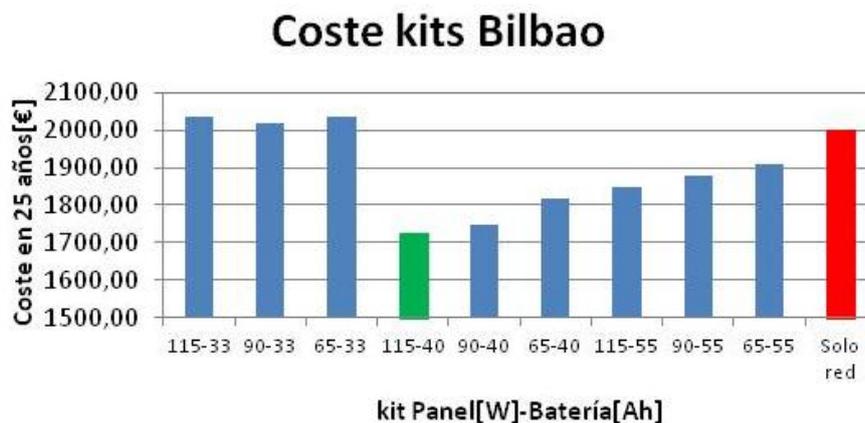


Figura 16. Coste total en 25 años de los sistemas evaluados en Bilbao

### 8.2.3 MADRID

Los resultados obtenidos tras las simulaciones se muestran en la Tabla 14. En la Figura 17 se muestra la fracción del consumo total que cubre el sistema con energía renovable, y en la Figura 18 los costes que se han obtenido para cada sistema evaluado.

Madrid								
KIT DE APOYO			Vida Bat Años	ENERGÍA COMPRADA A RED			Fracción Renovable	Coste 25 años
Nombre	PF Poly	Bat AGM		P. Valle	P. Llano	P. Punta		
115-33	115W	33Ah	2,15	89	48	48	25%	2034
90-33	90W	33Ah	2,21	89	48	50	24%	2030
65-33	65W	33Ah	2,38	89	48	54	23%	2029
115-40	115W	40Ah	3,09	89	48	19	37%	1646
90-40	90W	40Ah	3,36	89	48	26	34%	1666
65-40	65W	40Ah	3,95	89	48	38	29%	1820
115-55	115W	55Ah	4,40	89	48	15	38%	1560
90-55	90W	55Ah	4,86	89	48	24	35%	1615
65-55	65W	55Ah	5,71	89	48	37	29%	1693
Solo red	-	-	-	89	48	110		2029

Tabla 14. Resumen de las simulaciones definitivas en Madrid

#### Fracción renovable Kits Madrid

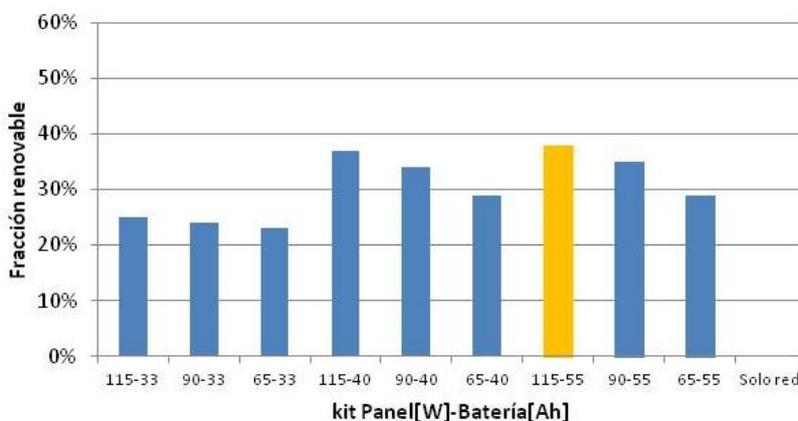


Figura 17. Fracción renovable de los sistemas evaluados en Madrid

#### Coste kits Madrid

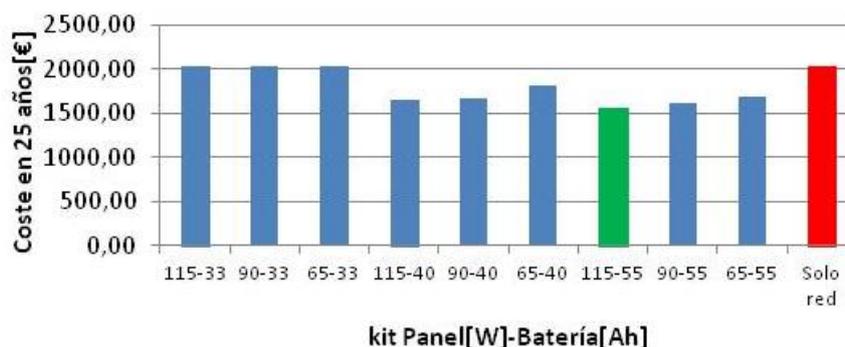


Figura 18. Coste total en 25 años de los sistemas evaluados en Madrid

## 8.2.4 RESUMEN DE RESULTADOS

Analizando los resultados se puede concluir que para todas las ciudades evaluadas existe un sistema de apoyo renovable que resulta más ventajoso económicamente que el suministro únicamente de red.

En la Tabla 15 se muestra el resumen de los kits que han resultado más ventajosos económicamente en las tres ciudades analizadas.

Localidad	Radiación diaria media anual (kWh/m <sup>2</sup> )	KIT DE APOYO		Vida batería (años)	Fracción Renovable	Coste 25 años	Ahorro respecto sólo red
		PF Poly	Bat AGM				
Sevilla	5,32	115W	55Ah	2,96	57%	€ 1.440	27%
Bilbao	3,36	115W	40Ah	3,80	30%	€ 1.727	14%
Madrid	4,58	115W	55Ah	4,40	38%	€ 1.560	23%

Tabla 15. Resumen de las mejores alternativas para cada localización

Tanto en el caso de Sevilla como en el de Madrid, el kit resultante ha sido el mayor de los nueve analizados: el compuesto por el panel de 115W y la batería de 55Ah. El sistema renovable provoca en ambos casos un ahorro superior al 20% respecto a la alimentación sólo de red.

En el caso de Bilbao, el kit que ha dado mejor resultado económico ha sido el compuesto por el panel de 115W y la batería de 40Ah. Dado que en este caso la radiación media anual es la menor de las tres localizaciones, la seleccionada ha resultado ser la segunda de las tres baterías, no la mayor, como en las otras localizaciones. Este hecho también ayuda a entender por qué la fracción renovable es menor que en las otras dos ciudades. El ahorro conseguido respecto a la alimentación únicamente de la red no alcanza el 15%.

En la ciudad de Sevilla, es destacable el hecho de que la fracción renovable supera el 50%, es decir, más de la mitad de la energía que consume la lámpara proviene del sistema de apoyo fotovoltaico.

Atendiendo a los resultados obtenidos en Sevilla para los kits que incluyen la batería de 55Ah (Tabla 12, página 25), se puede ver como esta localización es la única de las tres estudiadas en las que existen sistemas de apoyo que son capaces de seguir suministrando energía más allá de las 23h (cuando finaliza el periodo punta de facturación).

También es importante destacar, el hecho de que en Sevilla la batería de 33Ah se utiliza al máximo, cualquiera que sea el panel que la alimente. La fracción renovable es un valor constante en los tres casos, es decir, al aumentar la potencia del panel no se consigue incrementar su valor. Al estar la ciudad próxima al ecuador, la radiación diaria es más constante que en las otras dos ciudades, y la batería se carga y descarga totalmente con mayor frecuencia, lo que provoca que su vida útil se acorte.

Para finalizar, se concluye tras este estudio que tanto en Madrid como en Sevilla el uso del sistema renovable es lo suficientemente importante como para ser tenido en cuenta, puesto que más de un tercio de la demanda anual queda cubierta gracias a ellos (superando en el caso de Sevilla el 50%) y gracias al nivel de radiación incidente, se consigue un buen rendimiento que genera un ahorro sustancial respecto a la alimentación solamente de red.

## 9. CONCLUSIONES

Este trabajo pretende ser el anteproyecto de un sistema que introduzca la tecnología de las farolas solares para la iluminación nocturna de las ciudades españolas, aprovechando que las características climatológicas de nuestro país nos colocan en una posición ventajosa respecto al resto de Europa y que la caída de precio que han experimentado las placas solares en los últimos años las ha convertido en una alternativa real al consumo único de la red eléctrica.

Estos hechos, unidos al constante aumento del precio del abastecimiento eléctrico, han sido los factores que han motivado el desarrollo del trabajo.

Se ha valorado la viabilidad de acoplar a las farolas existentes un sistema renovable fotovoltaico que actúe durante ciertas horas de demanda, contando con la red eléctrica para cubrir el cien por cien del consumo, obteniéndose un resultado positivo.

Estudiando los periodos de tarifación eléctrica en España, se ha hecho una primera simulación para valorar la viabilidad de diseñar un sistema renovable que cubriera toda la demanda en el periodo punta de tarifación. Esta opción se ha desestimado por haberse obtenido unos resultados que no se consideran factibles constructivamente dado el tamaño de los equipos necesarios.

Se ha estudiado el funcionamiento de distintas combinaciones de equipos de menor potencia en tres localizaciones de la geografía española, obteniéndose la fracción solar que resulta más conveniente en función de las condiciones climáticas.

Se ha utilizado una herramienta de cálculo reconocida a nivel mundial en la simulación energética de sistemas renovables, con la que se han llevado a cabo análisis dinámicos de la operación anual de las diferentes configuraciones de equipos.

Analizando los resultados se puede concluir que para todas las ciudades evaluadas existe un sistema de apoyo renovable que resulta más ventajoso económicamente que el suministro únicamente de red.

Tanto en Madrid como en Sevilla, la aportación del sistema renovable es lo suficientemente importante como para ser tenida en cuenta. Más de un tercio de la demanda anual queda cubierta gracias a él, presentando el sistema un buen rendimiento gracias a las condiciones climatológicas, lo que genera un ahorro sustancial respecto a la alimentación convencional.

*El actual modelo energético es insostenible, tanto desde la óptica medioambiental como desde la óptica de seguridad en el suministro e independencia energética. La inestabilidad geopolítica de algunos de los principales países productores y el agotamiento de los recursos fósiles, llevan necesariamente a pensar en un futuro panorama energético más racional, con un creciente peso de energías limpias y propias de cada país, en el que además la transición se lleve a cabo de un modo ordenado.*

*Con este trabajo se ha dado un paso más para el desarrollo de sistemas híbridos de energía solar fotovoltaica, presentándose resultados que incentivan a la comunidad investigadora a trabajar en este campo.*

## REFERENCIAS

### **Anta (2012)**

Anta Fernández, Javier (2012). Presidente de la Asociación de la Industria Fotovoltaica. Jornadas sobre “El precio de la política energética: ¿Cómo pagar el coste de cumplir el objetivo de energías renovables?” (Madrid, 18 Noviembre de 2012)

### **Bertiz (2011)**

Bertiz, P. (2011, 12 de Septiembre). Placas solares iluminarán túneles en la vía verde del Bidasoa. *Diario de Navarra*, 20

### **Cooper (1969)**

Cooper, P. (1969). The absorption of solar radiation in solar stills. *Solar Energy*, 12 (3), 333-346

### **Duffie et al. (1991)**

Duffie, J. A. & Beckman, W. A. (1991). *Solar energy of thermal processes*. John Wiley & Sons.

### **Dunlop (1998)**

Dunlop, J. (1998). *Guide, A. D. M. S. Stand-Alone Photovoltaic Lighting Systems*.

### **Erbs et al. (1982)**

Erbs, D. G., Klein, S. A. & Duffie, J. A. (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*, 28(4), 293-302.

### **Gallego (2013)**

Gallego, M. & Fabra, J. (2013, 15 de Septiembre). Otro diagnóstico del problema eléctrico. *El País*, 30-31

### **Hay et al. (1985)**

Hay, J. E. & McKAY, D. C. (1985). Estimating solar irradiance on inclined surfaces: a review and assessment of methodologies. *International Journal of Solar Energy*, 3(4-5), 203-240.

### **Jongerden et al. (2008)**

Jongerden, M. R. & Haverkort, B. R. H. M. (2008). Which battery model to use?

### **Manwell et al. (1993)**

Manwell, J. F. & McGowan, J. G. (1993). Lead acid battery storage model for hybrid energy systems. *Solar Energy*, 50(5), 399-405

### **Martínez (2013)**

Martinez, J (2013, 21 de Enero) Evolución de los precios de la energía solar fotovoltaica y la paridad de red. Recuperado el 10 de Septiembre de 2013 de

<http://www.eoi.es/blogs/meerron/2013/01/21/evolucion-de-los-precios-de-la-energia-solar-fotovoltaica-y-la-paridad-de-red/>

### **Sercobe (2013)**

Sercobe. (n.f.). Autoconsumo con balance neto e impacto socioeconómico en el periodo 2012-2016. Recuperado el 24 de Agosto de 2013 de

<http://www.sercobe.es/wpcontent/uploads/2012/09/Impactosocioecon%C3%B3mico-del-autoconsumo-por-balance-neto-2012-2016.pdf>