

**ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE AUTOCONSUMO ELÉCTRICO BASADO EN PANELES FOTOVOLTAICOS PARA UNA VIVIENDA**

**TECHNICAL FEASIBILITY STUDY FOR THE IMPLEMENTATION OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM FOR HOME SELF-CONSUMPTION**

(Recibido el 09-02-2016. Aprobado el 04-05-2016)

**B.Sc. Omar Carmona López**  
Centro de Investigación en Micro y  
Nanotecnología, Universidad Veracruzana,  
*Asistente, Boca del Río, Veracruz-México*  
*ing.omarcarmona@gmail.com*

**PhD. Adrian Vidal Santo**  
Facultad de Ingeniería, Universidad  
Veracruzana, *Profesor a T.C., Boca del Río,*  
*Veracruz-México*  
*avidal@uv.mx*

**PhD. Andrea G. Martínez López**  
Centro de Investigación en Micro y  
Nanotecnología, Universidad Veracruzana,  
*Investigador, Boca del Río, Veracruz-México*  
*andmartinez@uv.mx*

**PhD. Jorge Conde Díaz**  
Universidad de Ciencias y Artes de Chiapas,  
*Investigador, Tuxtla Gutiérrez Chiapas-México*  
*jorge.conde@unicach.mx*

**PhD. Julio C. Tinoco Magaña**  
Centro de Investigación en Micro y Nanotecnología,  
Universidad Veracruzana,  
*Investigador, Boca del Río, Veracruz-México*  
*jutinoco@uv.mx*

**Resumen:** En el mundo industrializado de nuestros días, el consumo energético se ha visto fuertemente incrementado debido al aumento de diversas actividades como la industria de la transformación, el uso de sistemas de calefacción y refrigeración, iluminación, transporte, procesamiento de alimentos, entre otros. Por ello, en este artículo se realiza un estudio de la viabilidad técnica, de usar sistemas fotovoltaicos para el autoconsumo de energía eléctrica en una vivienda de tipo clase media en el estado de Veracruz, México; y así disminuir el uso de energía eléctrica por medio de combustibles convencionales. El propósito de este trabajo es conocer el impacto de los sistemas fotovoltaicos alrededor del mundo, pero con un particular alcance en el continente americano, donde existe una distribución óptima del recurso solar y aún no es aprovechado en la mayoría de los países latinoamericanos. Al realizar el presente estudio se muestra que los sistemas fotovoltaicos no son complejos y pueden abastecer en gran parte las viviendas de tipo clase media.

**Palabras clave:** Conversión de Energía, Energía Renovable, Energía Solar, Sistemas fotovoltaicos.

**Abstract:** Nowadays, the industrialized world requires an energetic consumption, which is continuously increased due to the industry, use of cooling and heating systems, illumination, transportation, food processing, among others. For this reason, in this paper, a study of the technical feasibility to use photovoltaic systems for self-consumption in middle-class homes at Veracruz State, México, is realized; with the aim to reduce the energy dependence on the conventional fuels. The objective is to know the impact of the photovoltaic systems around the world, in particular in Latin America where the solar resource has an optimal distribution, which is not properly exploited. The present study shows that the photovoltaic systems are not complex enough and can supply the total electric energy required for middle-class housing.

**Keywords:** Photovoltaic Cells, Photovoltaic systems, Energy conversion.

## 1. INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, el consumo de energía a nivel global se ha incrementado a gran escala. A principios de la década de 1960, el consumo global de energía fue aproximadamente de 1,529.5 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) (Granados et al., 2015), para el año de 2014 el consumo de energía creció hasta alcanzar aproximadamente los 12,928.4 Mtep (BP Statistical Review of World Energy, 2015). Dicho incremento está motivado por el crecimiento industrial, así como al incremento poblacional (Clément et. al., 2002; York, 2007). En este sentido, se prevé que esta tendencia ascendente se mantenga durante las próximas décadas (Chen y Chen, 2011). Por tanto, el lograr satisfacer la creciente demanda energética global, se vislumbra como un reto muy importante por resolver (Priambodo et al., 2013).

La mayor parte de la energía consumida en el planeta se obtiene a partir de la quema de combustibles fósiles (Granados et al., 2015; Lund, 2007). De este modo, en los últimos años, la búsqueda de generación de energía por vías alternas, específicamente a partir de recursos renovables, ha logrado captar la atención de investigadores de todo el mundo (Dincer, 2000). Entre las principales alternativas de generación de energía, se encuentran las siguientes: eólica, solar, biomasa, geotérmica, mareomotriz, entre otras (Field et al., 2008; Pelc y Fujita, 2002; Pérez-Lombard et al., 2008). En años recientes, se ha dado un fuerte impulso al aprovechamiento de la energía solar, dado que resulta ser un recurso disponible en cantidad suficiente en la mayor parte del mundo, tiene diferentes tipos de aplicaciones y no requiere instalaciones excesivamente complejas para su uso. La principal forma de aprovechamiento del sol es mediante la transformación directa a energía eléctrica mediante el uso de sistemas fotovoltaicos (Zahedi, 2006).

En el presente artículo se realiza un estudio del consumo energético de una casa habitación de clase media y se analiza la viabilidad de los sistemas fotovoltaicos para satisfacer dicha demanda de manera autónoma.

## 2. ANÁLISIS GENERAL DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

La energía fotovoltaica es aquella que se obtiene por medio de la transformación directa de la energía del sol en energía eléctrica. La transformación se realiza por medio de módulos fotovoltaicos, mejor

conocidos como paneles solares, formados por arreglos de celdas solares. De forma tradicional, los sistemas fotovoltaicos se han utilizado para la iluminación pública o en casas habitación, así como algunos equipos electrodomésticos de bajo consumo eléctrico.

El uso de sistemas fotovoltaicos ha ido en aumento con el paso del tiempo, como puede observarse en la Figura 1 (Masson et al., 2014). En el año 2000, la generación mediante sistemas fotovoltaicos fue de aproximadamente 1,288 MW y para finales del año 2013 se aproximó a cerca de 138,858 MW alrededor del mundo (Masson et al., 2014).

Durante los años 2000 – 2005 Asia Pacífico fue líder en la implementación de sistemas fotovoltaicos. A partir del año 2005 Europa ha guiado el área de energía fotovoltaica al encabezar la producción de energía eléctrica en el ámbito mundial por medio de sistemas fotovoltaicos. Por otro lado, en Medio Oriente y África comenzaron la implementación de sistemas fotovoltaicos a partir del año 2005, mostrando un incremento significativo en la última década. El continente americano ha mostrado una evolución sostenida, esto gracias a que Estados Unidos y Canadá son los países que tienen mayor aporte energético con un 7.2%, México aporta 4.2%, mientras que el resto de los países latinoamericanos aportaron alrededor del 4.8% (Enerdata, 2015). Por este motivo, es necesario incrementar los esfuerzos en la implementación de sistemas fotovoltaicos en la región de Latinoamérica.

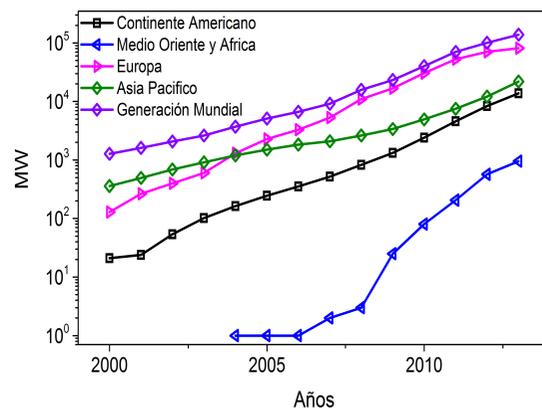


Figura 1. Evolución de los sistemas fotovoltaicos a nivel mundial durante los años 2000 – 2013 (Masson et al., 2014).

### 2.1. Componentes de un sistema fotovoltaico.

Los componentes básicos de un sistema fotovoltaico son:

1. El modulo fotovoltaico o panel solar.
2. Regulador o controlador de carga.
3. Sistema de almacenamiento.
4. Inversor.

#### 2.1.1. Módulo o panel fotovoltaico.

El módulo fotovoltaico o panel solar está conformado por un conjunto serie-paralelo de celdas solares, las cuales están montadas sobre un marco de aluminio. Los paneles solares comerciales proporcionan un voltaje de corriente directa, en el rango de entre 12–60 Volts.

#### 2.1.2. Regulador o controlador de carga.

El regulador de carga tiene como función regular la carga que suministra el panel solar, para de este modo evitar que exista una sobrecarga en el sistema.

El regulador de carga debe trabajar en dos regímenes de operación diferentes (Müller et al., 2013): la zona de carga garantiza que el sistema de almacenamiento obtenga una carga óptima y por lo tanto, se evitan situaciones de sobrecarga. La zona de descarga asegura el suministro eléctrico de manera constante y evita una descarga excesiva del sistema de baterías.

#### 2.1.3. Almacenamiento.

La conversión de energía solar a energía eléctrica no es un proceso de generación constante, dado que se presentan variaciones a lo largo del día y/o del año, como puede ser el caso de días nublados, la época de invierno, etc. Además, a fin de desarrollar un sistema de autoconsumo, es necesario garantizar que la energía eléctrica también esté disponible durante la noche. Por ello, es necesario contar con un sistema de almacenamiento de energía eléctrica fiable.

Los principales parámetros a considerar para la elección de las baterías para el almacenamiento son (Rydh, 2005):

1. Eficiencia de carga – descarga: es la relación entre la energía necesaria para cargar la batería y la energía que proporciona al sistema. Se necesita que la batería sea lo más eficiente posible para proporcionar al sistema la mayor cantidad de energía posible.
2. Auto descarga: este parámetro aplica para todo tipo de baterías, puesto que, al no ser utilizadas, las baterías tienden a perder energía por sí mismas. Su valor depende del tipo de batería empleada y de la temperatura a la que está sometida.

3. Profundidad de descarga: indica la cantidad de energía que se obtiene de la batería durante una determinada descarga, considerando en principio que la batería inicia totalmente cargada.
4. Ciclo: corresponde a un periodo de carga con su correspondiente periodo de descarga.
5. Ciclo de vida: el ciclo de vida promedio de una batería es el número estimado de ciclos de duración de una batería antes de que su capacidad disminuya a un 80% con respecto a su valor nominal. El ciclo de vida real se acorta debido a descargas profundas, altas temperaturas, falta de mantenimiento y demasiadas descargas a alta velocidad.

#### 2.1.4. Inversor.

Los paneles solares convierten la energía solar en energía eléctrica de corriente directa. Sin embargo, las viviendas, requieren corriente alterna con frecuencia de 50 o 60 Hz dependiendo su ubicación. Por ello es necesario el uso de un inversor.

La función principal del inversor es convertir la corriente directa en alterna (DC/AC). Los inversores básicamente se clasifican por su potencia nominal de salida. Sin embargo, un factor importante a considerar es las ondas que generan, las cuales pueden ser de tres tipos: i) onda cuadrada, ii) onda senoidal modificada (cuasi senoidal) y iii) la onda senoidal pura (Priambodo et al., 2013).

## 2.2. Clasificación de los sistemas fotovoltaicos.

En general, los sistemas fotovoltaicos tienen las mismas aplicaciones que cualquier sistema de generación de electricidad. Sin embargo, las cantidades de potencia y energía que se pueden obtener de un sistema fotovoltaico están limitadas por la disponibilidad del recurso solar, la capacidad de generación y almacenamiento de los equipos instalados.

Dependiendo de su aplicación y de la cantidad y tipo de energía producida, los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar en sistemas autónomos y sistemas híbridos o conectados a la red.

#### 2.2.1. Sistemas autónomos.

Este tipo de sistemas producen electricidad sin ningún tipo de conexión con la red eléctrica comercial, con la finalidad de dotar de energía eléctrica al lugar donde se encuentran ubicadas. Pueden distinguirse dos tipos de aplicaciones: aplicaciones terrestres y aplicaciones espaciales.

Las aplicaciones espaciales sirven para proporcionar energía eléctrica a elementos colocados por el ser humano en el espacio, tales como los satélites de comunicación. La investigación en esta área propició el desarrollo de los equipos fotovoltaicos tal y como los conocemos en la actualidad.

Dentro de las aplicaciones terrestres se consideran telecomunicaciones, señalamientos, iluminación, bombeo de agua, etc.

### 2.2.2. *Sistemas conectados a la red*

Los sistemas conectados a la red son una alternativa prometedora a mediano plazo. En estos sistemas, la energía eléctrica generada no es almacenada sino que se suministra directamente a las cargas conectadas al sistema. En caso de tener un excedente, este puede ser suministrado a la red eléctrica comercial. La ventaja que supone el uso de este tipo de sistemas es el excluir los módulos de almacenamiento. Sin embargo, requieren un equipo especial para adaptar la energía producida con la energía de la red eléctrica. Estos sistemas permiten reducir el costo sobre la facturación mensual de la energía eléctrica e incluso la posibilidad de proporcionar la energía que se genere de más, hacia la red general de distribución.

## 2.3. Orientación de los módulos fotovoltaicos.

Para conocer la orientación e inclinación más adecuada para instalación de los módulos fotovoltaicos, es necesario conocer la posición del Sol, así como su recorrido durante el día y el año. El sistema más apropiado para definir cada una de estas posiciones es la de coordenadas polares. En este sistema, el origen está situado en la posición del panel solar. El plano fundamental es el horizontal, tangente a la superficie terrestre.

### 2.3.1. *Posición solar.*

La posición solar durante el día, se puede determinar con una serie de parámetros, tales como: Altitud Solar ( $\alpha_s$ ). Es la altura del sol con respecto al plano horizontal del observador y se expresa de la siguiente manera (Handoyo et al., 2013).

$$\alpha_s = \sin^{-1}(\sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega) \quad (1)$$

donde  $\phi$  es la latitud,  $\delta$  es la declinación solar y  $\omega$  es la hora angular.

Ángulo azimut ( $\psi_s$ ) es el ángulo entre el sur verdadero y una línea de proyección del sol al horizonte. Si este ángulo está situado de Sur a Oeste se considera positivo y si está situado de Sur a Este, se considera

negativo. El ángulo Azimut se determina mediante la siguiente ecuación (Handoyo et al., 2013).

$$\psi_s = \sin^{-1}\left(\frac{\cos \delta \sin \omega}{\cos \alpha_s}\right) \quad (2)$$

### 2.3.2. *Orientación e inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos.*

Los módulos fotovoltaicos deberán estar orientados de tal forma que, la energía eléctrica que se va a producir sea máxima. Esto se puede conseguir poniendo un sistema de seguimiento (tracker) en cada módulo con el que automáticamente se orienta en la dirección de máxima producción. Sin embargo, estos sistemas no siempre pueden instalarse en los hogares, además los motores que permiten el movimiento deben ser alimentados, produciendo una carga adicional al sistema.

Por ello, un sistema para autoconsumo en el hogar, requiere la implementación de paneles fijos. La mejor orientación de los módulos es ponerlos de cara al sur verdadero; pero orientándolos, por ejemplo, hacia el sureste o el suroeste, la eficiencia solo varía un pequeño porcentaje (Atmaja, 2013). En cambio para los países que se sitúan por debajo del eje ecuatorial, los paneles solares se deben de orientar de cara al norte verdadero. Para orientar de manera técnica los módulos fotovoltaicos, se puede utilizar una brújula y después ajustar el Sur magnético con el Sur verdadero. Para el estado de Veracruz, México; la diferencia entre el Sur magnético y Sur verdadero es de aproximadamente 3 – 4° (NOAA, 2015). El ángulo de inclinación óptimo, respecto de la horizontal, depende de la latitud del lugar donde se van a implementar.

La inclinación de los módulos fotovoltaicos varía dependiendo de la estación del año; por ejemplo, en la temporada de verano, el hemisferio norte se inclina en dirección al sol mientras que en invierno el hemisferio norte se muestra alejado de los rayos del sol. Por ello, la generación de energía eléctrica se puede optimizar aplicando la inclinación adecuada para cada temporada. Para obtener un desempeño óptimo de los módulos fotovoltaicos, se tienen que inclinar con respecto al ángulo de latitud, por ejemplo, si está ubicado a 40° N el arreglo deberá ser inclinado 40° desde la horizontal (Sandia National Laboratories, 1995). Además, durante la temporada de verano se recomienda que se disminuya 15° de inclinación con respecto a la latitud del lugar y aumentar 15° en la temporada invernal. La Figura 2 muestra de forma esquemática las inclinaciones en diferentes temporadas del año (Sandia National Laboratories, 1995).

Otro factor a considerar es la sombra que puede ocasionar un módulo que esté situado por delante de otro. La Figura 3 muestra los parámetros a considerar para obtener una buena separación entre los módulos fotovoltaicos.

Los paneles solares deben estar al menos seis horas sin ninguna afectación de sombra para que puedan generar la máxima energía posible. Existe un método básico para calcular la separación mínima de los paneles solares por lo que se debe considerar la posición del sol en temporada de invierno. La distancia mínima en la temporada invernal debe ser al menos dos veces la altura del panel solar a una latitud de 30°, dos y media veces la altura a una latitud de 35°, asimismo para latitudes de 40° y 45° se considera tres y cuatro veces la altura del panel solar (Brooks y Dunlop, 2013).

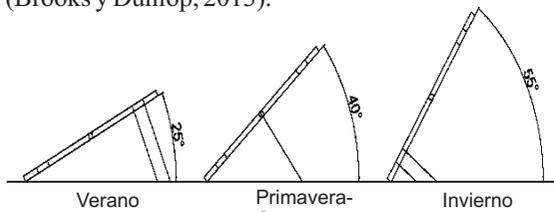


Figura 2. Inclinación óptima para módulos fotovoltaicos en las diferentes temporadas del año (Sandia National Laboratories, 1995)

### 3. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO

El diseño de un sistema fotovoltaico implica calcular el número de componentes y el tipo de conexión que necesitan de acuerdo a las necesidades del usuario. En este caso, se busca solventar el consumo total de energía eléctrica y disponer de ella de manera ininterrumpida las 24 horas del día.

#### 3.1. Dimensionamiento de los módulos fotovoltaicos.

Como primer paso es necesario conocer el consumo energético promedio de la vivienda, en la Tabla 1 se muestran los principales equipos eléctricos que se consideran para una vivienda clase media. La Figura 4 muestra el consumo energético promedio durante el año.

Los datos obtenidos en la Figura 4 permiten determinar la cantidad de energía que deben generar los paneles solares en cada mes.

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, se debe considerar el voltaje que se desea para que opere el sistema, la eficiencia de las baterías e inversor. Generalmente en el sistema de almacenamiento se considera una eficiencia alrededor del 80% y para el sistema inversor se considera un 90%.

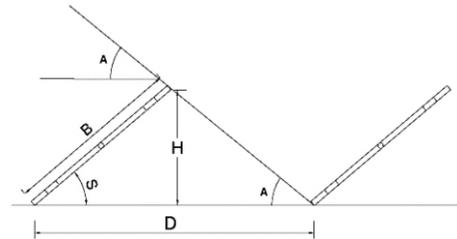


Figura 3. Separación mínima entre módulos fotovoltaicos.  $L+C$  es la distancia entre cada panel medida desde su base;  $A$  es el ángulo de radiación o altitud solar;  $S$  es el ángulo de inclinación del panel y  $H$  es la altura del panel hacia la superficie.

Tabla 1. Equipos eléctricos comúnmente utilizados dentro de una vivienda.

Cantidad	Descripción	Consumo (Wh/d)
5	Focos Ahorradores	187.5
1	Refrigerador 13'	1,000.0
1	Horno de microondas	656.0
1	Mini componente	660.0
2	Televisión	574.1
1	Aire Acondicionado 12,000 btu-s	4,800.0
2	Laptop	240.0
1	Impresora	155.0
1	Plancha	600.0
1	Lavadora Semi-automatica	1,480.0
1	Licuadora	115.0
2	Ventilador	560.0
1	Modem	24.0

Como primer paso del proceso, se determinan las horas solar pico (HSP). Este parámetro se puede definir como el número de horas que disponemos de una irradiación solar constante de 1000 W/m<sup>2</sup> por día. Es decir, una HSP equivale a 1 kWh/m<sup>2</sup> o lo que es lo mismo, 3.6 MJ/m<sup>2</sup> (Alonso, 2012). Para obtener el valor de HSP se debe dividir el valor de irradiación inclinado a Latitud del lugar entre el valor de irradiancia en condiciones de medida estándar (STC por sus siglas del inglés: Standar Test Conditions). En este caso, para el valor de irradiación local se toma el mes que cuenta con menor recurso solar durante el año, como se muestra en la Tabla 2 (NASA, 2015).

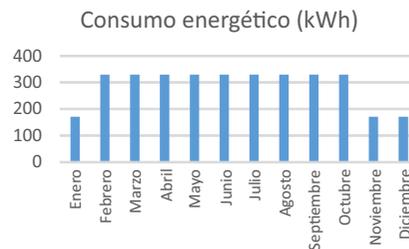


Figura 4. Consumo energético promedio al mes durante el año.

**Estudio de la viabilidad técnica para la implementación de un sistema de autoconsumo eléctrico basado en paneles fotovoltaicos para una vivienda**

Tabla 2. Datos meteorológicos del estado de Veracruz, México (NASA, 2015).

Mes	Radiación Superficie Horizontal	Irradiación Inclinado a Latitud	Días sin sol por semana
	KWh/m <sup>2</sup> /día	kWh/m <sup>2</sup> /día	
Enero	3.58	4.15	3.63
Febrero	3.86	4.20	2.85
Marzo	4.54	4.75	3.51
Abril	5.22	5.17	2.72
Mayo	5.32	5.05	2.51
Junio	5.65	5.24	3.19
Julio	5.26	4.94	3.4
Agosto	5.80	5.65	3.31
Septiembre	4.72	4.84	4.21
Octubre	4.52	4.93	3.71
Noviembre	4.09	4.73	2.97
Diciembre	3.23	3.65	2.96
Promedio	4.65	4.78	3.2475

Por lo tanto, la HSP puede obtenerse mediante la ecuación (3). Para el caso particular del estado de Veracruz se tiene:

$$HSP = \frac{\text{Irradiación local}}{1000 \text{ Wh/m}^2} = \frac{3650 \text{ Wh/m}^2}{1000 \text{ Wh/m}^2} = 3.65 \text{ hrs} \quad (3)$$

Ahora bien, se toman los datos de la Figura 4 para el mes con mayor consumo de energía eléctrica. En este caso particular, el periodo de febrero a octubre son los meses con mayor consumo energético. Para conocer el consumo por día ( $E_{\text{día}}$ ) se divide el consumo energético total del mes ( $E_{\text{mes}}$ ) entre los días que tiene cada mes (Días/mes), considerando 30 días como valor general.

$$E_{\text{día}} = \frac{E_{\text{mes}} (\text{Watts})}{\text{Días/mes}} \quad (4)$$

Considerando cualquier mes dentro del periodo de Febrero – Octubre donde se determina un consumo promedio por día de 11.05 kWh/día.

Posteriormente, se determina un consumo medio, agregando un porcentaje determinado del inversor, así como el sistema de almacenamiento debido a que habrá pérdidas por rendimiento de estos dos dispositivos y tendrá una gran influencia en la energía distribuida.

Por lo tanto, para el cálculo del consumo total por día, expresado en Watts ( $E_T$ ), se considera la siguiente expresión.

$$E_T = \frac{E_{DC}}{\eta_{BAT}} + \frac{E_{AC}}{\eta_{BAT}\eta_{INV}} \quad (5)$$

donde  $E_{DC}$  es el consumo de energía por día de las cargas de corriente directa,  $E_{AC}$  es el consumo de energía por día de las cargas de corriente alterna,  $\eta_{BAT}$  es la eficiencia de la batería y  $\eta_{INV}$  es la eficiencia del inversor.

En este caso, no contamos con cargas en DC, por lo tanto:

$$E_T = \frac{E_{AC}}{\eta_{BAT}\eta_{INV}} = \frac{11052.1 \text{ Wh/día}}{(0.80)(0.90)} = 15.35 \text{ kWh/día}$$

Como se puede apreciar, el consumo medio al día es ligeramente mayor que el consumo nominal.

Una vez calculado el consumo de energía diario, es posible especificar la cantidad de módulos fotovoltaicos necesarios para generar esta demanda del sistema eléctrico dentro del hogar. Así el número total de módulos ( $N_T$ ) se puede determinar como:

$$N_T = \frac{ET}{P_{mpp} * HSP * PR} \quad (6)$$

donde  $P_{MPP}$  es la potencia pico del módulo en condiciones estándar y PR es el factor global de funcionamiento que varía entre 0.65 y 0.90. Se utiliza 0.75 por defecto.

Para conocer el valor de  $P_{MPP}$  se considera un panel fotovoltaico comercial con una potencia máxima de 335 Watts.

Ahora bien, de la ecuación (6) se tiene:

$$N_T = \frac{15350.13 \text{ Wh/día}}{335 \text{ W} * 3.65 * 0.75} = 16.7 \approx 17 \text{ módulos}$$

Para obtener el tipo de arreglo de los módulos fotovoltaicos, se considera la conexión en serie de ( $N_S$ ) módulos, se tiene:

$$N_S = \frac{V_{BAT}}{V_p} \quad (7)$$

donde  $V_{BAT}$  es el voltaje nominal del sistema de almacenamiento (batería),  $V_p$  es el Voltaje Pico del módulo fotovoltaico, el cual es de 57.3 volts, para un panel comercial, considerado en este análisis.

El voltaje nominal del sistema de almacenamiento por batería se considera de 12 Volts, dado que es un voltaje comercial para las baterías.

Así se tiene:

$$N_S = \frac{12 \text{ V}}{57.3 \text{ V}} = 0.2$$

Con respecto al resultado anterior, el arreglo de los 17 módulos fotovoltaicos es en conexión paralelo, dado que no es necesario incrementar el voltaje otorgado por los paneles.

### 3.2. Dimensionamiento del controlador.

Para la selección del controlador se necesita aprobar los siguientes parámetros eléctricos: i) El voltaje del controlador debe ser igual al voltaje nominal del sistema fotovoltaico y ii) la corriente nominal del controlador ( $I_{n,c}$ ) deber ser mayor que la corriente que proporciona el sistema fotovoltaico ( $I_{sf}$ ) (Sandia National Laboratories, 1995):

$$I_{n,c} > I_{sf} \quad (8)$$

Con base al número de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo, se calcula la corriente que los módulos suministran al controlador, utilizando la siguiente expresión:

$$I_{sf} = 1.25 * I_{SC,m} * N_{m,P} \quad (9)$$

donde 1.25 es el factor de seguridad para evitar daños ocasionales al controlador,  $I_{SC,m}$  es la corriente de corto circuito del módulo fotovoltaico, cuyo valor para el análisis es 6.23 A y  $N_{m,P}$  es el número de módulos en conexión paralelo, en este caso, 17. Así se tiene:

$$I_{entrada} = 1.25 * 6.23 \text{ A} * 17 = 132.4 \text{ A}$$

El controlador de carga a considerar debe de soportar como mínimo una corriente de 132.4 A. Sin embargo, los controladores existentes en el mercado soportan corrientes en el rango de 15 a 80 A. Por lo tanto, el sistema fotovoltaico deberá dividirse en dos subsistemas.

Se considera que el primer subsistema abastecerá a los sistemas de aire acondicionado y el refrigerador, los cuales son los elementos de mayor consumo promedio en una casa habitación. Por otro lado, el segundo subsistema considera el resto de las cargas tales como: focos, TV, impresora, plancha, lavadora, licuadora, ventilador, laptop, etc.

En la Tabla 3 se resumen los resultados obtenidos para el diseño de ambos subsistemas.

Tabla 3: División del sistema en dos subsistemas.

Subsistema	P W	$E_{\text{día}}$ kWh/d	$E_T$ kWh/día	$N_T$
1	1,300	5.8	8	9
2	4,349	5.2	7.2	8

Con los datos de la Tabla 3 se realiza el dimensionamiento del controlador de carga, obteniéndose, los valores de 70 y 62.3 A, para los subsistemas 1 y 2 respectivamente. Por tanto, en ambos casos se cumple con el objetivo de mantener la corriente por debajo del límite máximo del controlador.

### 3.3. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento.

Para el cálculo del sistema de almacenamiento se debe tomar en cuenta dos parámetros importantes: la máxima profundidad de descarga ( $P_{D_{MAX,E}}$ ) cuyo valor se considera 50%; y los días de autonomía, los cuales representan el número de días promedio sin suficiente radiación solar durante la semana como lo muestra la Tabla 2 (NASA, 2015).

Considerando el voltaje del sistema y el voltaje nominal del sistema de almacenamiento, se determina el número de baterías en serie ( $N_{bat_s}$ ) como:

$$N_{bat_s} = \frac{V_{\text{sistema}}}{V_{\text{batería}}} = \frac{60 \text{ V}}{12 \text{ V}} = 5 \text{ baterías} \quad (10)$$

Con las cinco baterías conectadas en serie se alcanza el voltaje deseado del sistema fotovoltaico que es de 60 Volts. Ahora bien, se calcula el número de grupos de baterías en conexión paralelo para poder suministrar de manera ininterrumpida la corriente requerida dentro del sistema.

De acuerdo con los parámetros anteriores, se calcula la capacidad nominal de las baterías en Watts-hora ( $C_{ne,Wh}$ ) que conformarán el sistema de almacenamiento mediante:

$$C_{ne,Wh} = \frac{E_T * D_A}{P_{D_{max,d}} * F_{CT}} \quad (11)$$

donde  $D_A$  es el número de días de Autonomía. Esto significa que es el periodo de días consecutivos sin irradiación solar disponible durante siete días; con base a la Tabla 2 el mes de Septiembre tiene 4.2 días consecutivos sin recurso solar;  $F_{CT}$  es el factor de corrección de temperatura (Solar Energy International, 2007).

Para cada subsistema se tiene:

Subsistema 1:

$$C_{ne,Wh} = \frac{8,055.55 (4.2)}{0.50(1)} = 67.6 \text{ kWh}$$

Subsistema 2:

$$C_{ne,Wh} = \frac{7,294.58 (4.2)}{0.50(1)} = 61.3 \text{ kWh}$$

Con estos datos, ya es posible determinar la capacidad del sistema de almacenamiento en Ampere-hora ( $C_{ne,Ah}$ ), mediante la siguiente expresión:

$$C_{ne,Ah} = \frac{C_{ne,Wh}}{V_{sistema}} \quad (12)$$

Así se obtiene: Subsistema 1

$$C_{ne,Ah} = \frac{67,666.62 \text{ Wh}}{60 \text{ V}} = 1.12 \text{ kWh}$$

Subsistema 2

$$C_{ne,Ah} = \frac{61,274.47 \text{ Wh}}{60 \text{ V}} = 1.02 \text{ kWh}$$

Para continuar con el dimensionamiento del sistema de almacenamiento, se considera una batería de ciclo profundo, la cual es adecuada para sistemas fotovoltaicos. La Tabla 4 muestra sus principales características.

De acuerdo con la capacidad estacional del sistema de almacenamiento ( $C_{ne,Ah}$ ) y la capacidad nominal de la batería, se determina la cantidad de baterías en conexión paralelo ( $N_{bat_p}$ ) por medio de la siguiente expresión (Solar Energy International, 2007):

$$N_{bat_p} = \frac{C_{ne,Ah}}{\text{Capacidad batería @ 100 h.}} \quad (13)$$

Tabla 4. Datos técnicos de una batería tipo ciclo profundo comercial.

Batería ciclo profundo.	
Días de autonomía:	4.2 días
Voltaje nominal:	12 V
Capacidad @100 h:	500 Ah
Energía @100 h:	6 kWh
Descarga límite:	50%

Sustituyendo valores para el subsistema 1:

$$N_{bat_p} = \frac{1,127.77 \text{ Ah}}{500 \text{ Ah}} = 2.25 \sim 3 \text{ baterías}$$

Subsistema 2

$$N_{bat_p} = \frac{1021.24 \text{ Ah}}{500 \text{ Ah}} = 2.04 \text{ baterías}$$

Por lo tanto, el sistema de almacenamiento del subsistema 1 requiere un arreglo de conexión mixta en el cual se consideran cinco arreglos serie, cada uno con tres baterías conectadas en paralelo. Para el subsistema 2 serán necesarios cinco arreglos serie, cada uno con dos baterías conectadas en paralelo. De este modo, el sistema de almacenamiento requiere un total de 15 y 10 baterías para los subsistemas 1 y 2, respectivamente.

### 3.4. Selección del Inversor de Corriente.

El inversor, como último elemento de un sistema fotovoltaico, continua siendo de gran importancia puesto que las cargas que necesitamos energizar operan en corriente alterna. La Tabla 5 muestra las principales características del inversor considerado en este análisis. Para el dimensionamiento del inversor, se realiza una suma total de las potencias activas, aplicando un margen de seguridad del 20%.

$$P_{inv} = 1.2 \sum P_{AC} \quad (14)$$

Para el subsistema 1 se sustituye la ecuación 14

$$P_{inv} = 1.2(1,300 \text{ W}) = 1.56 \text{ kW}$$

De tal manera que la potencia del inversor debe proporcionar como mínimo 1.56 kW de potencia.

Para las cargas del subsistema 2:

$$P_{inv} = 1.2(4,349 \text{ W}) = 5.2 \text{ kW}$$

La potencia del inversor debe abastecer una potencia mínima de 5.2 kW.

En ambos subsistemas se considera un inversor genérico de 5.75 kW operando a un voltaje entre 48 y 61 Volts.

Tabla 5: Datos del inversor.

Inversor	
Capacidad del inversor:	5,750 W
Voltaje nominal:	48 VDC
Voltaje de salida:	127 VAC

Tabla 6: Arreglo final del sistema fotovoltaico autónomo.

Descripción Equipo.	Capacidad	Subsistema		Totales
		1	2	
$E_T$ kWh/día	-	8.	7.2	15.35
Módulos	335 Wp	9	8	17
Controlador	80 A	1	1	2
Baterías	500 Ah	15	10	25
Inversor	5.75 kW	1	1	2

Finalmente, el total de elementos que cuenta el arreglo del sistema fotovoltaico autónomo se muestra en la Tabla 6.

## 4. CONCLUSIONES

Los resultados del presente análisis, permiten observar que es posible implementar un sistema de paneles solares con la capacidad suficiente para abastecer la demanda energética total de una casa de clase social media, ubicada en el estado de Veracruz en México. Sin embargo, a fin de implementar un sistema totalmente autónomo, los sistemas de

almacenamiento se vuelven el principal problema, fundamentalmente debido a que se requiere un número relativamente grande de baterías, las cuales requieren de condiciones específicas de mantenimiento; aunado a un espacio considerable, exclusivo para almacenar estos dispositivos y a su elevado costo. Cabe mencionar que las proyecciones a mediano plazo para los sistemas fotovoltaicos implican el desarrollo de nuevas tecnologías en celdas solares con mayores eficiencias, dando un impacto importante en los sistemas de generación fotovoltaica. Lo antes expuesto nos revela la necesidad de impulsar el desarrollo de baterías de nueva generación con alto rendimiento y una adecuada capacidad de almacenamiento, a fin de hacer tecnológicamente viable el desarrollo de sistemas fotovoltaicos con aplicaciones en casa-habitación.

## REFERENCIAS

- Alonso Lorenzo, J. A. (2012). Manual para Instalaciones Fotovoltaicas Autónomas. Boletín Solar Fotovoltaica Autónoma SunFields Europe.
- Atmaja, T. D., (2013). Façade and rooftop PV installation strategy for building integrated photo voltaic application. *Energy Procedia*, 32, 105–114.
- BP Statistical Review of World Energy. (2015). <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.
- Brooks, W., Dunlop, J. (2013). PV Installation Profesional Resource Guide. <http://www.nabcep.org/online-store>.
- Chen, Z.M., Chen, G.Q., (2011). An overview of energy consumption of the globalized world economy. *Energy Policy*, 39, 5920–5928.
- Clément, A., McCullen, P., Falcão, A., Fiorentino, A., Gardner, F., Hammarlund, K., Lemonis, G., Lewis, T., Nielsen, K., Petroncini, S., Pontes, M.-T., Schild, P., Sjöström, B.-O., Sørensen, H.C., Thorpe, T. (2002). Wave energy in Europe: current status and perspectives. *Wave energy in Europe: current status and perspectives. Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 6, 405–431.
- Dincer, I., (2000). Renewable energy and sustainable development: a crucial review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 4, 157-175.
- Enerdata. (2015). Global Energy Statiscal Yearbook 2015. <https://yearbook.enerdata.net/#wind-solar-share-electricity-production.html>.
- Field, B. C., Campbell, J. E., Lobel, D. B., (2008). Biomass energy: the scale of the potential resource. *Trends in Ecology and Evolution*, 23(2), 65-72.
- Granados-Hernández, E., López-Andrade, X., Bravo-Álvarez, H., García-Landa, C., Sosa-Echeverría, R., Sánchez-Álvarez, P., (2015). *Ingeniería Investigación y Tecnología*, XVI (4), 503-513.
- Handoyo, E. A., Ichسانی, D., Prabowo, (2013). The optimal tilt angle of a solar collector. *Energy Procedia*, 32, 166–175.
- Lund, H., (2007). Renewable energy strategies for sustainable development. *Energy*, 32, 912–919.
- Masson, G., Orlandi, S., Rekinge, M., (2014). Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018. European Photovoltaic Industry Association.
- Müller, M., Bründlinger, R., Arz, O., Miller, W., Schulz, J., Lauss, G., (2014). PV-off-grid hybrid systems and MPPT charge controllers, a state of the art analyses. *Energy Procedia* 57, 1421–1430.
- National Oceanic and Atmospheric Center (NAO), National Center for Environmental Information. <http://www.ngdc.noaa.gov/geomag-web/#declination>
- NASA Surface Meteorology and Solar Energy (2015). <http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=na>
- Pelc, R., Fujita, R. M., (2002). Renewable energy from the ocean. *Marine Policy*, 26, 471–479.
- Pérez-Lombard L., Ortiz, J., Pout, C., (2008). A review on buildings energy consumption information. *Energy and Buildings*, 40, 394–398.
- Priambodo, P. S., Sukoco, D., Purnomo, W., Sudibyo H., Hartanto, H., (2013). Electric Energy Management and Engineering in Solar Cell System, *Solar Cells - Research and Application Perspectives*, Prof. Arturo Morales-Acevedo (Ed.), InTech.
- Rydh, C. J., Sandén, B. A., (2005). Energy analysis of batteries in photovoltaic systems. Part I: Performance and energy requirements. *Energy Conversion & Management*, 46, 1957-1979.
- Sandia National Laboratories. (1995). Stand Alone Photovoltaic Systems: A Handbook of Recommended Design Practices. Las Cruces, New Mexico. Anne Van Arsdall, SNL.

Solar Energy International (2007). Fotovoltaica: Manual de Diseño e Instalación. Gabriola Island-Canadá: New Society Publishers. ISBN: 0-86571-520-3.

York, R., (2007). Demographic trends and energy consumption in European Union Nations, 1960–2025. *Social Science Research*, 36, 855–872.

Zahedi, A., (2006). Solar photovoltaic (PV) energy; latest developments in the building integrated and hybrid PV systems. *Renewable Energy*, 31, 711–718.