



“Por un Desarrollo Agrario
Integral y Sostenible”



Organization of
American States



Laboratorio de Innovación y Desarrollo de Energías Renovables (LIDER)

Guía Técnica

Diseño e Instalación de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos y Conectados a la Red a pequeña escala



Managua, Noviembre de 2014

Alianza de Energía y Clima de las Américas - ECPA.
Organización de Estados Americanos - OEA.
Universidad Nacional Agraria
Facultad de Recursos Naturales y del Ambiente

Km 11.5 Carretera Norte, Managua, Nicaragua
Teléfonos: 2233-1501. 2233-1899. 2233-1871
Fax: 2233-1439

100 Ejemplares

® Todos los derechos reservados 2015

Ing. Yader Barrera
yader.barrera@ci.una.edu.ni
Coordinador LIDER-UNA



Índice de contenidos.

Sección	Contenido	Pág.
I.	Introducción	1
II.	Objetivo de la guía	2
III.	Sistemas fotovoltaicos	2
3.1	Cómo funciona un sistema FV: descripción general	2
3.2	Dimensionado de sistemas fotovoltaicos	3
3.2.1	Radiación solar para dimensionado	3
3.2.2	Radiación solar sobre superficies inclinadas	5
3.2.3.	Medida de la radiación solar	9
3.2.4.	Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos	10
3.2.4.1.	Consideraciones previas	12
3.2.4.2.	Estimación de los consumos	13
3.2.4.3.	Estimación de la capacidad de la batería	14
3.2.4.4.	Cálculo de la potencia nominal del generador FV	15
3.2.4.5.	Otras consideraciones	17
3.2.5.	Dimensionado de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica	19
3.2.5.1.	Métodos simplificados para la estimación de la energía anual producida por un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica	21
IV.	Anexos	24
V.	Bibliografía	26

Prólogo.

La Universidad Nacional Agraria (UNA), en el proceso de cumplimiento con sus tres ejes fundamentales (Docencia – Investigación - Extensión), de su quehacer como institución académica superior, a través del Laboratorio de Innovación y Desarrollo de Energías Renovables (LIDER), ejecuta el proyecto “Sistemas fotovoltaicos aislados para electrificación rural en comunidades de las micro cuencas Las Jaguas, Orocuina y El Espinal”, con el propósito de contribuir al desarrollo de las energías renovables a nivel rural, principalmente con las familias más alejadas de los sectores urbanos y con menos acceso a la capacitación técnica en diversos ámbitos. Dicho proyecto fue posible gracias al apoyo brindado por la Secretaría General de la Organización de los Estados Americanos (SG/OEA), a través de la iniciativa “Comunidades Sostenibles en Centro América y el Caribe”, dando lugar a la edición y publicación de la presente guía.

Igualmente, el mismo proyecto involucra la capacitación especializada a profesionales y estudiantes en materia de energías renovables y específicamente en el campo de la energía solar fotovoltaica. En este sentido se capacitó a más de 20 participantes en Diseño e Instalación de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos y Conectados a la Red, en este taller participaron profesionales independientes, del Ministerio de Energía y Minas (MEM), alcaldías municipales, de Organizaciones no Gubernamentales, docentes y estudiantes universitarios.

Con la presente guía no pretendemos mostrar un paso a paso sobre el diseño y la instalación de los sistemas fotovoltaicos autónomos y conectados a la red, sino más bien motivar a las entidades del sector de la electricidad en Nicaragua a crear un protocolo de guía o norma técnica que deban cumplir los instaladores de los distintos sistemas fotovoltaicos ya que actualmente no hay una reglamentación nacional para tal fin. Por otro lado, pretendemos ayudar a profesionales que quieran ahondar sus conocimientos en el maravilloso mundo de la energía fotovoltaica a tener una idea más clara de las consideraciones básicas para el diseño y la instalación de los distintos sistemas y de esta manera contribuir a la generación de conocimientos en energías renovables, paralela al cambio de la matriz energética de Nicaragua.

OEA

I. Introducción

La energía eléctrica es un componente esencial para asegurar el bienestar de las familias Nicaragüenses, y, extraerla de una fuente limpia garantiza la sostenibilidad nuestra y de las futuras generaciones, por su drástica reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y calentamiento global.

Por otro lado, es importante que las familias nicaragüenses tengan acceso a servicios modernos de energía, y que éstas provengan de fuentes renovables es un reto en el futuro próximo para la transformación de la actual matriz de generación para mitigar de manera efectiva el cambio climático. Igualmente este proceso debe de ir acompañada con acciones encaminadas a mejorar la eficiencia energética en todas las actividades que involucre el uso de energía.

La energía solar fotovoltaica es una de las fuentes renovables de menor desarrollo en nuestro país, por lo que cada día aumenta el reto en desarrollar conocimientos, tecnologías y procesos que permitan su desarrollo y que pueda estar al alcance de gran cantidad de usuarios. Es importante contar con un personal altamente calificado tanto en los procesos de diseño como la instalación, de manera que esta tecnología sea competitiva con las energías convencionales contaminantes; pero sobre todo, romper las barreras y los mitos de que es una tecnología poco rentable en nuestro país. Abrir campo a la investigación en esta temática es un reto que las universidades y el sector empresarial deben de poner en el tapete para lograr la competitividad económica y social de la tecnología, con el fin de lograr su desarrollo en los diferentes sectores de la sociedad.

Es notable la gran cantidad de sistemas fotovoltaicos aislados o autónomos que han sido instalados en nuestro país, principalmente en las zonas rurales alejadas a la red de distribución eléctrica nacional; sin embargo, hasta el momento ningún órgano rector monitorea si dichas instalaciones cumplen con estándares de calidad en todas sus etapas, igualmente sucede con los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

En este sentido, la Universidad Nacional Agraria, a través del Laboratorio de Innovación y Desarrollo de Energías Renovables (LIDER-UNA), da un paso adelante con miras a motivar a otras entidades del sector a aunar esfuerzos para la creación de una norma técnica obligatoria que deban cumplir todos los instaladores de sistemas fotovoltaicos autónomos y conectados a la red, que permita a los usuarios contar con sistemas que cumplan con estándares de calidad y lograr la sostenibilidad de las mismas. Es por eso que la presente guía no pretende ser una norma que se deba cumplir al pie de la letra en el diseño e instalación de dichos sistemas, sino más bien un punto de partida para que los interesados en el tema de la fotovoltaica tengan nociones básicas de los principios y los procesos necesarios para llevar a cabo instalaciones sostenibles y duraderas.

Esta guía es el resultado de una revisión bibliográfica muy precisa de documentos de alto rigor científico que ofrecen información relevante del tema en cuestión, por lo que no se debe considerar como información propia del autor.

II. Objetivo de la guía

Brindar herramientas básicas a profesionales y estudiantes del área energética, sobre el diseño e instalación de sistemas fotovoltaicos autónomos y conectados a la red eléctrica.

III. Sistemas fotovoltaicos

3.1. Cómo funciona un sistema FV: descripción general

Los sistemas fotovoltaicos (FV) convierten la luz solar directamente en electricidad, mediante el uso de lo que es conocido como “células solares”. Una célula solar está hecha de material semiconductor dispuesto en dos capas: P y N (ver figura 1). Cuando la radiación del sol incide en la célula fotovoltaica en forma de luz solar, la línea de separación entre P y N actúa como un diodo. Los fotones con suficiente energía que inciden en la célula provocan que los electrones pasen de la capa P a la capa N. Un exceso de electrones se acumula en el lado N mientras que en el lado P se produce un déficit. La diferencia entre la cantidad de electrones es la diferencia de potencial o voltaje, que puede ser usado como una fuente de energía. Con tal de que la luz siga incidiendo en el panel, la diferencia de potencial se mantiene, incluso en días nublados, debido a la radiación difusa de luz.

La cantidad de energía eléctrica que un sistema fotovoltaico produce depende principalmente de dos factores:

- La cantidad de luz solar incidente;
- La eficiencia del sistema fotovoltaico para convertir esa luz en electricidad.

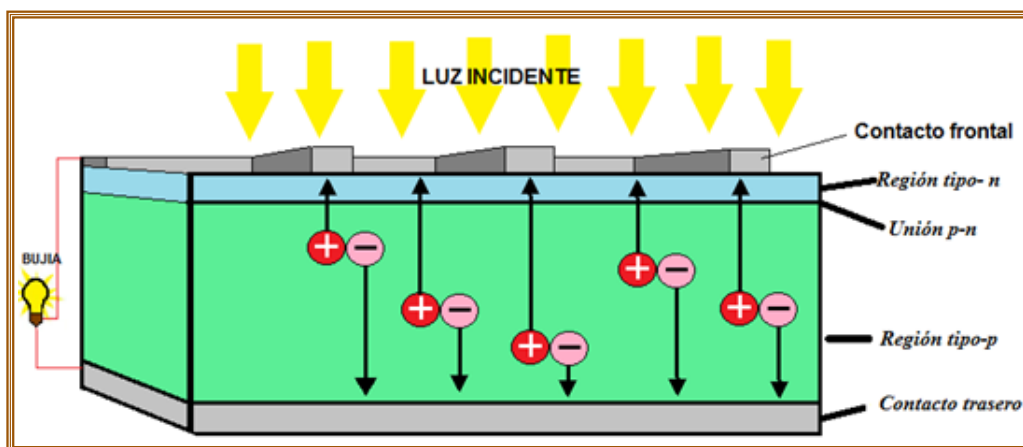


Figura 1. Estructura básica de una celda solar de silicio (Hulshorst, 2011)

3.2 Dimensionado de sistemas fotovoltaicos

3.2.1 Radiación solar para dimensionado

Una forma de medir la energía procedente del Sol es utilizando la constante solar $G_0 = 1367 \text{ W/m}^2$ (figura 2), la cual no es más que la energía que se recibe fuera de la atmósfera terrestre sobre la unidad de superficie perpendicular a la dirección de los rayos solares. Sin embargo, este valor se ve ligeramente afectado por el movimiento de la tierra en torno al sol, así como por el efecto de la atmósfera terrestre.

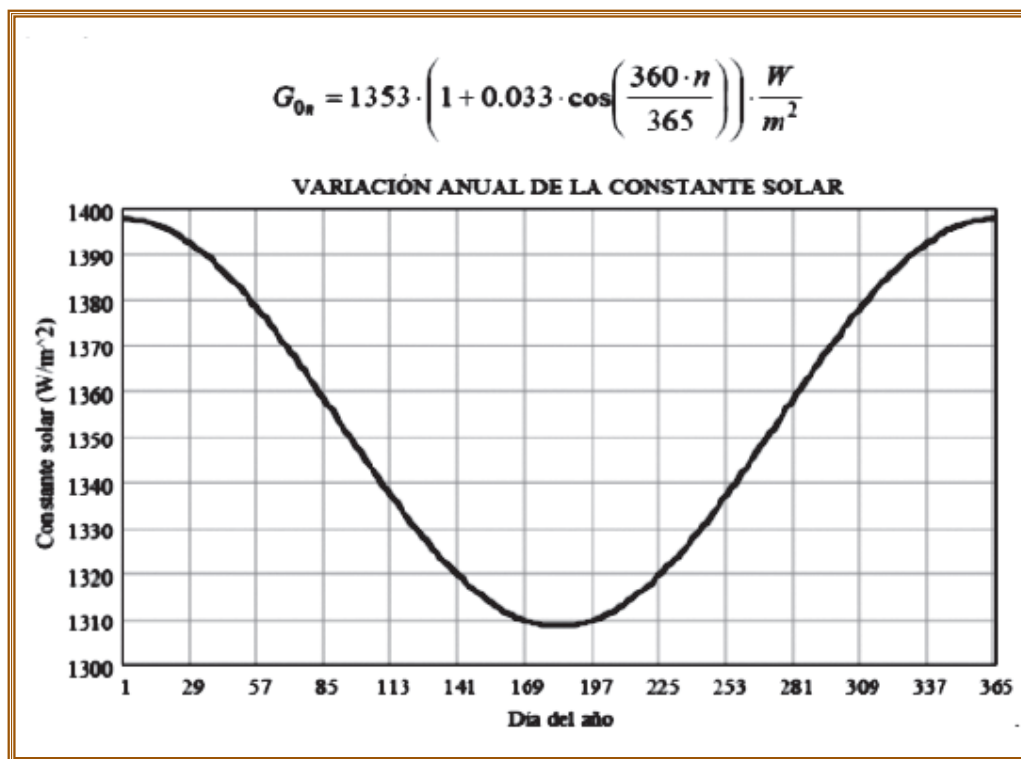


Figura 2. Constante solar (G_0), cantidad de energía que alcanza un plano inclinado de 1 m^2 situado en el exterior de la atmósfera terrestre perpendicularmente a la radiación solar (Izquierdo, 2011)

Según Abella, 2011, para entender mejor la radiación solar incidente en la superficie de la Tierra es necesario conocer los siguientes conceptos:

Irradiancia- Es la densidad de potencia incidente por unidad de superficie, medida en W/m^2 . La irradiancia máxima del sol en la superficie de la tierra es aproximadamente del orden de 1000 W/m^2 . La irradiancia varía diariamente por efecto de la rotación de la tierra alcanzando su valor máximo en días despejados a mediodía solar. También varía estacionalmente (Abella, 2011).

Irradiación- Es la energía incidente por unidad de superficie en un determinado período de tiempo y se mide en kWh/m². (Aunque la irradiancia y la Irradiación son magnitudes físicas distintas, coinciden numéricamente cuando la unidad de tiempo es la hora). Es habitual medir la irradiación sobre un plano horizontal (por motivos de convenio internacional). Su valor anual varía en función de la latitud del lugar, groseramente desde los 800 kWh/m² en Escandinavia hasta los 2500 kWh/m² en algunas zonas desérticas. La variación estacional (de Enero a Diciembre) puede variar entre un 25% para latitudes cercanas al ecuador hasta un factor 10 en lugares con latitudes elevadas (hacia el Norte o Sur del ecuador).

Radiación directa- Es la radiación proveniente directamente del disco solar.

Radiación difusa- Corresponde a la radiación solar dispersada por los diferentes componentes de la atmósfera.

Radiación reflejada- Es la radiación reflejada por el suelo (albedo).

Radiación Global- Es el resultado de la suma de todas ellas (figura 3), cuando la medida de la radiación se realiza sobre una superficie horizontal no se tiene en cuenta la reflejada, en este caso a la suma de la directa y la difusa se la denomina Radiación global.

Habitualmente la radiación directa se suele representar mediante la letra B (o I), la Difusa mediante la letra D, la reflejada por la letra R y la global por la letra G. $G=B+D+R$

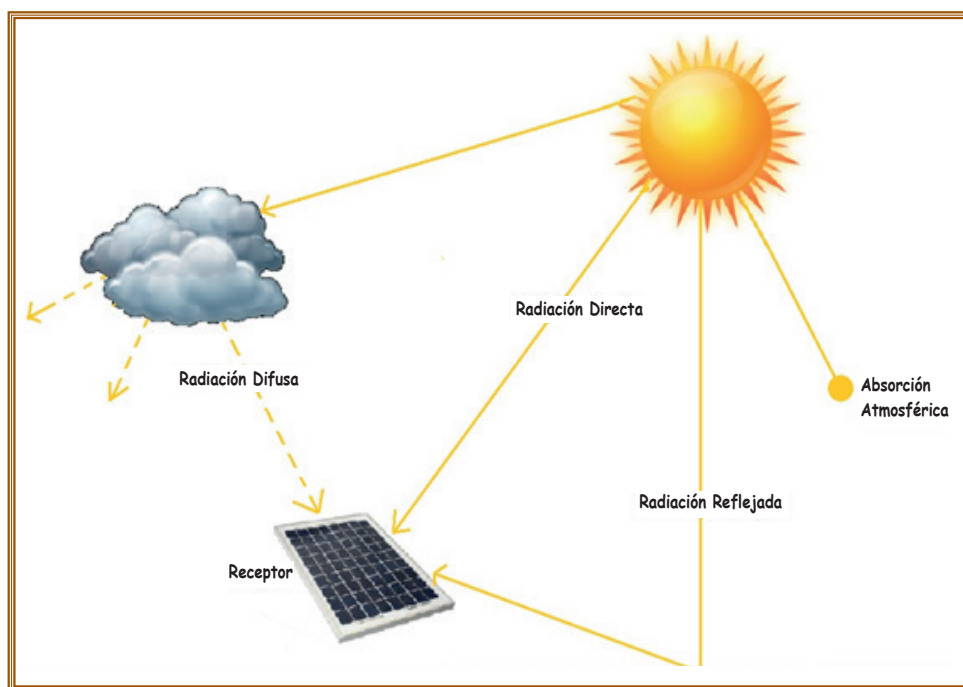


Figura 3. Interacción de la radiación solar en la atmósfera terrestre (elaboración propia)

3.2.2. Radiación solar sobre superficies inclinadas

La **inclinación** de una superficie permite aumentar la captación de energía solar (figura 4 y 5).

Mediante una superficie que esté continuamente apuntada al sol, con seguimiento solar, se maximiza en todo momento la energía colectada. No obstante en módulos FV planos es habitual utilizar una estructura fija que es necesario orientar adecuadamente.

La **orientación** del generador FV viene definida por dos ángulos, uno acimutal, α , o ángulo de la normal a la superficie respecto del ecuador del observador y por un ángulo de inclinación, β , de la superficie respecto de la horizontal.

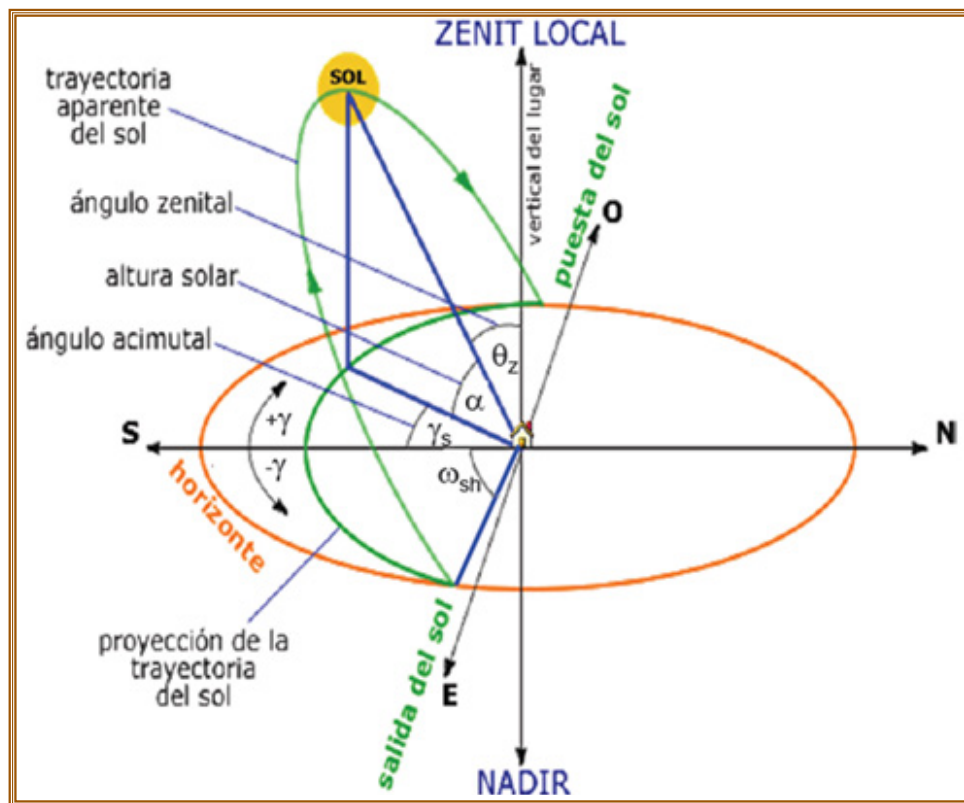


Figura 4. Altura solar (α) y ángulo cenital (θ_z) (Izquierdo, 2003)

La orientación (acimut) óptima coincide con el ecuador del observador, $\alpha=0$, (hacia el Sur en el hemisferio Norte y hacia el Norte en el hemisferio Sur) y es la orientación en la que se aprovecha de modo más completo a la largo del año la radiación del sol.

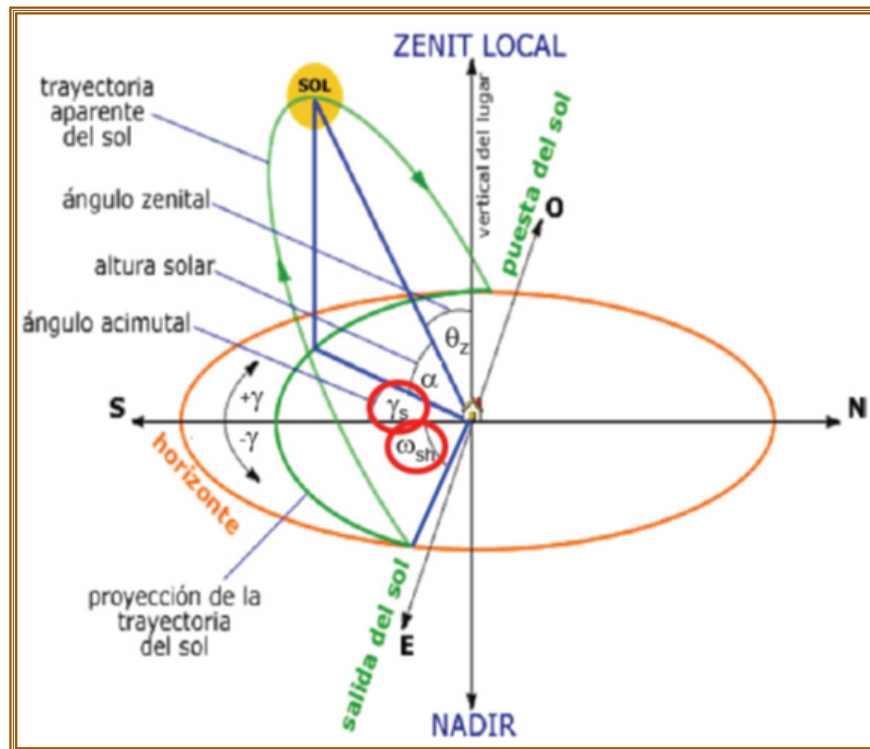


Figura 5. Ángulo acimutal (γ_s) y ángulo de salida del sol (ω_{sh}). (Izquierdo, 2003)

La energía procedente del sol que llega a la superficie de un generador FV depende básicamente del ángulo de inclinación que forma con la horizontal. En sistemas autónomos el **ángulo óptimo** de inclinación depende de los perfiles de consumo de la instalación, mientras que en sistemas conectados a red hay un ángulo óptimo de inclinación que maximiza la captación energética anual.

Según Abella, 2011, se suele fijar una inclinación que maximice el ajuste entre la captación y la demanda de energía (consumo). Este criterio se traduce para sistemas FV autónomos en:

- Para instalaciones con consumos constantes o similares a lo largo del año, es preferible optimizar la instalación para captar máxima radiación durante los meses invernales. Se utilizan inclinaciones iguales al valor absoluto de la latitud del lugar (ángulo φ) incrementado en 10° ($\beta = |\varphi| + 10^\circ$).
- Para instalaciones con consumos inferiores en invierno puede utilizarse como inclinación el valor de la latitud del lugar. Se optimiza, así, para los meses de primavera y otoño ($\beta = |\varphi|$).
- Para instalaciones que sólo se usen en verano (por ejemplo riego) conviene emplear un ángulo igual a la latitud en valor absoluto menos 10° ($\beta = |\varphi| - 10^\circ$).

En cualquier caso, se recomienda que la inclinación del panel nunca sea menor que 15° .

En el caso de instalaciones fotovoltaicas en las que interese maximizar la generación energética anual, como el caso de sistemas conectados a la red, el ángulo de inclinación óptimo coincide aproximadamente con la latitud del lugar (figura 6).



Figura 6. Inclinación a 15° del sistema fotovoltaico de LIDER UNA, (Elaboración propia)

Para las tareas de **dimensionado y estimación de producciones eléctricas** es necesario disponer de **valores de radiación solar** para las distintas localidades, en general correspondientes a series históricas de datos medidos sobre superficie horizontal, por ejemplo, radiación global horizontal, indicado como $G(0)$.

Para obtener la radiación sobre **superficies inclinadas** y arbitrariamente orientadas a partir de los valores sobre superficie horizontal, existen una serie de métodos y modelos bien desarrollados (véase bibliografía recomendada). En el nuestro caso monitoreamos la radiación solar utilizando un piranómetro ubicado a la misma inclinación de los paneles fotovoltaicos para determinar exactamente la cantidad de radiación sobre la superficie de los paneles solares (figura 7 y 8)

Los **modelos** son diferentes en función si los datos sobre superficie horizontal son datos horarios, datos integrados diarios, o datos de medias mensuales.

No hay un procedimiento para obtener directamente la radiación sobre superficies inclinadas a partir de la horizontal. Se requieren una serie de pasos.

El proceso consiste en primer lugar en realizar una descomposición de la radiación horizontal $G(0)$ en sus componentes directa, $B(0)$, y difusa, $D(0)$, sobre superficie horizontal.

A continuación, por geometría se puede calcular la componente directa sobre superficie inclinada, $B(\alpha, \beta)$, a partir de la horizontal

La radiación difusa inclinada, $D(\alpha, \beta)$, se puede estimar a partir de la horizontal mediante modelos.

La radiación reflejada, $R(\alpha, \beta)$, se estima como proporcional a la difusa horizontal corregida con el ángulo de visión de la superficie, determinado por su inclinación, β .

Finalmente se procede a la suma de cada una de las componentes para obtener la radiación global, $G(\alpha, \beta) = B(\alpha, \beta) + D(\alpha, \beta) + R(\alpha, \beta)$.

Las expresiones detalladas de los distintos modelos disponibles están fuera del alcance de esta guía, por tanto es necesario consultar una bibliografía más especializada.

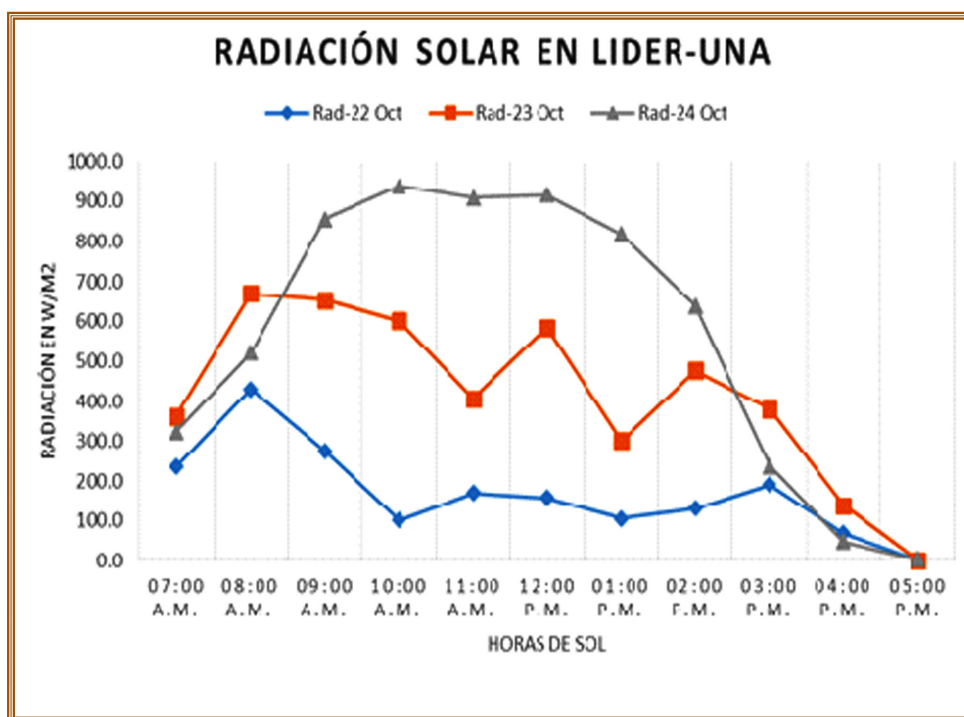


Figura 7. Variación de la radiación solar sobre un plano inclinado (15°) en el LIDER – UNA, en tres días del mes de Octubre 2014, (elaboración propia)

3.2.3 Medida de la radiación solar

Según Abella, 2011, aunque existen diferentes de formas de medir la radiación solar, normalmente se utilizan como instrumentos los piranómetros y las células de tecnología equivalente calibradas.

Los piranómetros son instrumentos que miden la irradiancia “global”, con simetría hemiesférica. Se suelen utilizar piranómetros de dos tipos, los de tipo termopila son más precisos y más caros y se basan en el efecto termoeléctrico: la radiación recibida es absorbida por una superficie negra, que calienta un conjunto de termopares produciendo una tensión que es proporcional a la irradiancia.

La medida de la radiación **solar directa** se realiza mediante pirheliómetros, que se enfocan directamente al disco solar montados en seguidores solares de precisión.

Los piranómetros también se pueden utilizar para la medida de la irradiancia difusa, interponiendo una banda de sombra que evita la captación de la irradiancia directa, sombreando el disco solar. Se puede calcular la irradiancia directa como la diferencia entre la irradiancia global y la difusa.

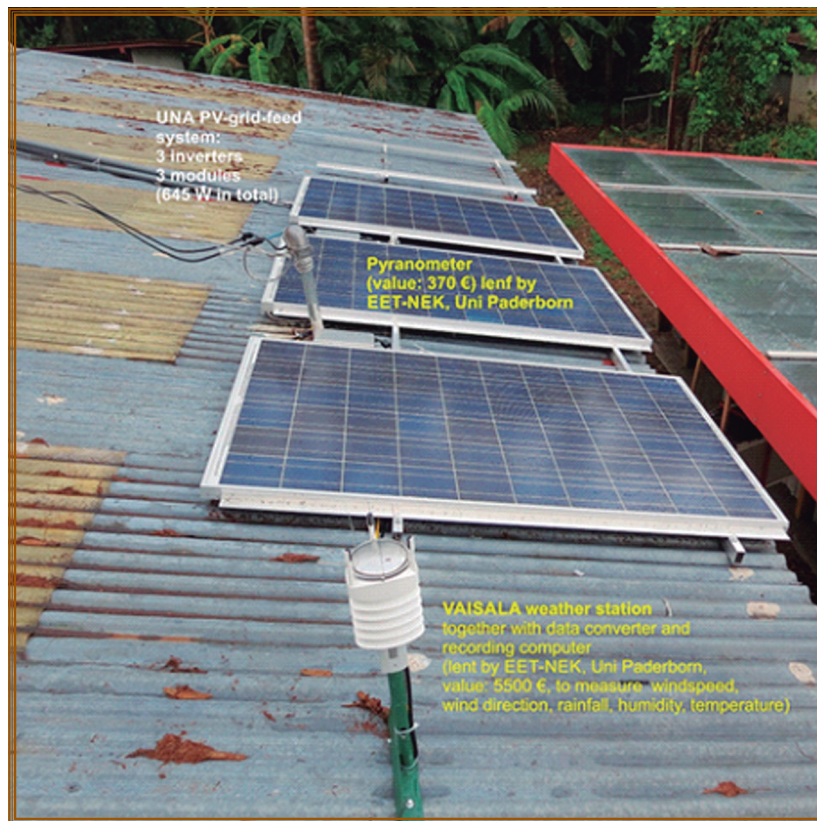


Figura 8. Sistema fotovoltaico de 660 W utilizando micro-inversores y estación meteorológica ubicada en LIDER – UNA, (elaboración propia)

3.2.4 Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos

El propósito del dimensionado del sistema FV es el **cálculo** de los **elementos** del sistema (básicamente potencia del generador FV, capacidad de la batería y cableado) para **suministrar de modo fiable un determinado consumo eléctrico**.

Ello involucra el balance entre dos objetivos, normalmente opuestos, máxima fiabilidad y mínimo coste.

El correcto dimensionado de un sistema FV autónomo implica una armonía entre los **tamaños del generador FV y batería de acumulación**. Por un lado cuanto más potencia de generador y más capacidad de batería se instalen para satisfacer un mismo consumo, se obtendrá un sistema con menor **probabilidad de fallo**, pero también aumentará su coste. Por otro lado existen múltiples combinaciones entre potencia de generador y capacidad de batería que conducen a una misma probabilidad de fallo (así por ejemplo un sistema con una potencia muy elevada de generador FV necesita muy poca batería y viceversa). Además del **óptimo económico** de inversión inicial, es necesario tener en cuenta que un sistema con mucha potencia de generador FV en relación con la capacidad de la batería conduce un desperdicio energético por encontrarse la batería completamente cargada. En el caso de un sistema con excesiva capacidad de batería en relación con la potencia del generador FV, se tendrán problemas para conseguir cargar la batería completamente, con los consecuentes efectos de degradación y reducción de su tiempo de vida.

Abella 2011, menciona que el dimensionado de los sistemas FV ha sido objeto de amplios y numerosos estudios teóricos, dando como resultado desde métodos simples hasta complejos modelos matemáticos, que se pueden encontrar en la literatura.

Básicamente se pueden encontrar dos metodologías:

➤ Probabilidad de pérdida de carga LLP, basada en el concepto de “Loss of Load Probability” LLP o probabilidad de pérdida de carga, indicador de que el sistema falle o no sea capaz de suministrar el consumo requerido. Por ejemplo una LLP del 1% indicaría que a largo término la disponibilidad del sistema para el consumo de diseño sería del 99%. Es un método basado en cálculos con ordenador. Se especifica el consumo de diseño, incluyendo los rendimientos del regulador de carga, de carga de la batería, y del inversor.

Se trata de utilizar los modelos de los distintos componentes (radiación solar, generador, batería, regulador...) para determinar cuanta energía de generador es necesaria para suministrar el consumo de diseño con una determinada fiabilidad o probabilidad de fallo. Esto depende del tamaño del generador y de la batería y de la radiación solar disponible. La LLP depende pues del tratamiento estadístico de los datos de radiación solar. Una vez que se obtienen diferentes combinaciones de batería/generador FV, se ha de proceder a calcular los costes de los sistemas para la determinación de la configuración óptima. Existen programas comercialmente disponibles para realizar este tipo de dimensionado.

➤ **“Amperios-hora”**. Estos métodos se basan en el cálculo del consumo diario en amperios-hora, teniendo en cuenta las pérdidas entre la batería y las cargas y el rendimiento de carga de la batería. La batería se dimensiona teniendo en cuenta el **“número de días de autonomía”**, entendido como aquel número de días durante los cuales la batería puede satisfacer el consumo de una determinada instalación sin generación FV (con radiación solar nula). Para dimensionar el generador FV y obtener su orientación óptima son necesarios los datos de irradiación del lugar de la instalación. En el caso más normal se supone un consumo constante durante todo el año, en cuyo caso se necesitan los valores diarios medios mensuales en el plano del generador para el peor mes del año y el ángulo óptimo de inclinación.

Mientras que éste último método se puede realizar con cálculos simples “a mano”, el primero requiere cálculos mediante ordenador.

Sea cual sea el método está basado en simples principios:

- Se dimensiona para que la producción del **generador fotovoltaico sea igual al consumo** (en valores promedio).
- Se dimensiona para que la **batería** pueda abastecer el consumo cuando no hay sol durante un determinado número de días consecutivos o **días de autonomía**.

Los pasos fundamentales en el proceso de dimensionado son:

- Determinación de los **consumos**.
- Cálculo de la **radiación solar** disponible sobre superficies en diferentes orientaciones (acimut, α , o ángulo que mide la desviación respecto del sur, y la inclinación, β , o ángulo formado por la superficie de los módulos y el plano horizontal).
- Cálculo de la **capacidad de batería**.
- Cálculo de la **potencia** necesaria del **generador FV**.
- Selección del regulador de carga
- Selección del inversor, si se utiliza.
- Dimensionado del cableado

Existen numerosos procedimientos para realizar el dimensionado de una instalación fotovoltaica autónoma. Presentaremos aquí un método simplificado. En este método se utilizan valores medios mensuales diarios de radiación global y de la carga. En este caso se considerarán sólo los valores correspondientes al mes más desfavorable (“mes peor”) en la relación carga/radiación.

3.2.4.1. Consideraciones previas

Previamente al procedimiento es necesario definir una serie de parámetros que el usuario debe determinar (Abella, 2011). Estos son:

➤ **N**, el número máximo de días de autonomía previstos para la instalación en función de las características climatológicas de la zona y de la aplicación o uso final de la instalación (tabla 1). A la hora de establecer N, es necesario considerar también las limitaciones económicas, ya que a mayor sea N, mayor será la inversión. En general N se determina a partir de la experiencia.

Tabla 1. Número de días de autonomía N, para una instalación fotovoltaica autónoma.

Número de días de autonomía N		
Invierno	Instalación doméstica	Instalación crítica
Muy nubosos	5	10
Variables	4	8
Soleados	3	6

➤ **VN, la tensión nominal de la instalación.** La tensión (voltaje) nominal del sistema es normalmente la necesaria para las cargas más elevadas. Si predominan cargas AC, debe elegirse una tensión DC que sea compatible con la entrada del inversor. Si las demandas de potencia más elevadas son para el consumo de aparatos DC, debe elegirse el valor de la tensión de la carga mayor. Es necesario tener en cuenta que la determinación del voltaje también determina la corriente del sistema, que es necesario mantener en unos niveles aceptables. Normalmente la corriente de cada circuito debe limitarse a 20 A, con un total de 100 A. El rendimiento de los inversores es mejor a tensiones más altas, como 48 y 120 V. La selección del inversor es importante e influye tanto en el coste como en el funcionamiento y la fiabilidad del sistema.

En general se recomiendan tensiones de 12 V para potencias menores de 1,5 kW, 24 o 48 V para potencias entre 1,5 y 5 kW y 48 o 120 V para potencias mayores de 5 kW.

DOD, Profundidad máxima de descarga permisible para la batería. Es el porcentaje de la capacidad de la batería que puede ser descargado sin causar daños o una limitación de la vida útil de la batería.

Por ejemplo:

Una DOD del 70% indica que la batería se puede descargar un 70% antes de que el regulador de carga corte el consumo. Es necesario considerar que hay una dependencia inversa de la vida útil de la batería con la DOD (Abella, 2011).

3.2.4.2. Estimación de los consumos

Se trata de obtener el **consumo medio diario**, en amperios-hora por día, en la batería. Si este no es constante durante todo el año, se ha de calcular para cada mes.

Para determinar los consumos es necesario confeccionar un listado de los diversos aparatos conectados al sistema, el número de horas de uso diario y el voltaje nominal de operación de cada uno (tabla 2). En principio la determinación del consumo resulta claro y directo: únicamente se necesita calcular el consumo de energía de todos los dispositivos que se incluirán en el sistema fotovoltaico. En la práctica, sin embargo, la demanda de energía resulta incierta porque a menudo se desconoce el periodo de tiempo en que funcionará cada aparato.

La energía diaria teórica requerida (carga diaria) se calcula sumando el producto entre la potencia de cada aparato o elemento de consumo por el tiempo medio diario de funcionamiento de cada uno. Normalmente es suficiente con determinar el valor medio mensual del consumo diario, lo que equivale a suponer un valor de la carga diaria en Wh para cada mes. Se suelen separar los consumos en corriente continua de los consumos en corriente alterna, pues están afectados de factores de pérdidas distintos.

La energía real necesaria, L , se calcula teniendo en cuenta las eficiencias de los distintos subsistemas y las pérdidas (Abella, 2011). De este modo:

$$L = \frac{L_{cc}}{\eta_b} + \frac{L_{ca}}{\eta_b \eta_{inv}} \quad (1)$$

Donde:

L_{cc} : carga diaria en corriente continua.

L_{ca} : carga diaria en corriente alterna.

η_b : eficiencia carga-descarga de la batería.

η_{inv} : eficiencia media diaria del inversor.

Tabla 2. Estimación de consumos para algunas cargas típicas en los hogares nicaragüenses.

Tipo	Potencia (W)	Tiempo diario de funcionamiento típico (horas/día)
Lámpara fluorescente	40	4
Compacta fluorescente	15	5
Refrigerador	70	(800 Wh/día)
TV	80	3
Estéreo	20	3
Computadora	120	3
Aspiradora	1000	0,07
Lavadora (en frío)	300	0,32
Taladro	600	0,07
Plancha	1200	0,14

Fuente (Abella 2011)

3.2.4.3. Estimación de la capacidad de la batería

La **capacidad de la batería** se calcula en función del **número de días de autonomía** (parámetro de diseño), N, y del **consumo medio diario**, L, de acuerdo con la expresión (Abella, 2011):

$$CB^* = \frac{LN}{DOD \eta_c} \quad (2)$$

Donde:

CB* : es la capacidad de la batería, en Wh

L : es la energía real necesaria, en Wh

N : número de días de autonomía

DOD : máxima profundidad de descarga de la batería

η_c : pérdidas en los cables

La relación entre el consumo L expresado en Ah/día y el consumo L expresado en Wh/día se puede obtener como:

$$L(Ah) = \frac{L(Wh)}{V_N(V)} \quad (3)$$

Dónde: V_N es la tensión nominal de la batería.

Si el valor de L no es constante para todos los meses del año se tomará su valor máximo.

El tamaño del sistema de acumulación CB , expresado en Ah, se obtiene a partir de CB^* , como:

$$CB = \frac{CB^*}{V_N} \quad (4)$$

3.2.4.4. Cálculo de la potencia nominal del generador FV

El dimensionado de la batería se ha realizado en base al número de días de autonomía.

El **dimensionado del generador FV** se basa en suministrar el **consumo** medio diario. El tamaño del campo de paneles, o potencia pico de la instalación, se calcula teniendo en cuenta la radiación solar disponible (Abella, 2011).

Para ello es necesario conocer los valores de la **radiación** media mensual sobre superficie horizontal $G_{dm}(0)$ y poder estimar los valores sobre superficies inclinadas.

Un parámetro importante es la **orientación (acimut e inclinación) del generador FV**. En general conviene tener el generador fotovoltaico orientado hacia el ecuador terrestre (hacia el Sur en el Hemisferio Norte y hacia el Norte en el Hemisferio Sur), $\alpha=0$.

El ángulo de inclinación del generador FV respecto de la horizontal, β , para estructuras sin seguimiento solar vendrá determinado por aquel valor que optimice la generación FV respecto del consumo. El ángulo óptimo de inclinación del generador FV se determina como aquel en el que se obtiene la mayor radiación en el peor mes del año (en relación con el consumo para cada mes).

Resulta conveniente utilizar el concepto de **Horas de Sol Pico (HSP)**: entendido como el número de horas de sol en media diaria a una radiación de 1000 W/m^2 . Es equivalente a la energía total diaria incidente sobre una superficie horizontal en $\text{kWh/m}^2/\text{día}$: para el caso de Nicaragua se consideran 5.5 horas de sol como el tiempo de máximo aprovechamiento de la energía solar para conversión fotovoltaica.

$$(HSP)_{\alpha,\beta} \equiv G_{dm}(\alpha,\beta) \quad (5)$$

Dónde: $G_{dm}(\alpha,\beta)$ está en kWh/día.

Una metodología que se puede utilizar (ver ejemplo tabla para un consumo constante) consiste en realizar los cocientes entre los consumos mensuales L , expresados en Ah/día, y las HSP a distintos ángulos de inclinación.

El valor máximo de la corriente así obtenida indica el “**mes peor**” (tabla 3). Es necesario realizar estos cálculos para diferentes valores de β , siendo el valor óptimo el definido por el menor valor de esta corriente.

Tabla 3. Ejemplo de obtención del “**mes peor**” y el ángulo de inclinación del generador FV, β . Para un consumo constante de 40 Ah/día. Se calcula el cociente $L/(HSP)$ a diferentes inclinaciones para obtener la corriente de diseño de cada mes. El mes peor para cada inclinación viene definido por el valor máximo de la corriente de diseño. El valor mínimo de las corrientes de diseño para las distintas orientaciones define el ángulo β para la instalación.

Mes	L^* (Ah/día)	$(HSP)_{0,40} (\beta=40^\circ)$ (horas)	$L/(HSP)_{0,40}$ (A)	$(HSP)_{0,60} (\beta=60^\circ)$ (horas)	$L/(HSP)_{0,60}$ (A)	$(HSP)_{0,80} (\beta=80^\circ)$ (horas)	$L/(HSP)_{0,80}$ (A)
Ene	40	4	10	4.34	9.2	4.23	9.5
Feb	40	4.29	9.3	4.44	9	4.13	9.7
Mar	40	6.17	6.5	6.04	6.6	5.28	7.6
Abr	40	5.64	7.1	5.07	7.9	4.02	10
May	40	6.36	6.3	5.32	7.5	3.81	10.5
Jun	40	6.69	6	5.35	7.5	3.58	11.2
Jul	40	6.82	5.9	5.52	7.2	3.75	10.7
Ago	40	6.76	5.9	5.87	6.8	4.38	9.1
Sep	40	6.27	6.4	5.93	6.7	4.98	8
Oct	40	5.01	8	5.08	7.9	4.62	8.7
Nov	40	3.72	10.8	3.98	10.1	3.81	10.5
Dic	40	2.96	13.5	3.23	12.4	3.16	12.7

Fuente: Abella, 2011.

Se utiliza el valor de HSP para el mes más desfavorable. Con este valor, y teniendo en cuenta los vatios pico de un panel se calcula el número de paneles necesario, de acuerdo con la expresión:

$$N_{m=N^{\circ} \text{ modulos FV}} = \frac{L}{P_m^* (HSP)_{\alpha,\beta} (1 - \eta_{FV})} \quad (6)$$

Donde:

- L es la energía diaria real necesaria,
- P_m^* es la potencia nominal (pico) del módulo FV que se utiliza en la instalación.
- $(HSP)_{\alpha,\beta}$ son las horas de sol pico incidentes sobre el plano de los paneles (β es el ángulo la inclinación sobre la horizontal y α la orientación respecto del sur), ver ecuación (5).
- η_{fv} es un factor global de pérdidas que se producen en el generador fotovoltaico

En este factor global de pérdidas están contempladas las pérdidas por conexionado y dispersión de parámetros, las pérdidas debidas al punto de trabajo del sistema, que en general no coincide con el punto de máxima potencia de los paneles. Contempla también la disminución de potencia entre la nominal y la real de los módulos. En este punto hay que recordar que los fabricantes aseguran una potencia pico nominal $\pm 10\%$.

Teniendo en cuenta todos estos factores las pérdidas de potencia del generador son al menos de un 25 %, $\eta_{fv}=0.25$.

3.2.4.5. Otras consideraciones

El generador fotovoltaico estará formado por un determinado **número** de módulos FV conectados en **serie**, N_{ms} , y en **paralelo**, N_{mp} . El número de módulos en serie vendrá determinado por la tensión nominal del sistema, siendo el número entero superior al cociente entre la tensión nominal del sistema y la tensión del punto de máxima potencia del módulo FV seleccionado (Abella, 2011).

$$N_{ms} = \frac{V_N}{V_m} \quad (7)$$

El número de módulos conectados en paralelo se determina mediante el cociente entre la corriente de diseño y la corriente del punto de máxima potencia del módulo seleccionado.

$$N_{mp} = \frac{N_{ms} P_m^* / V_m}{I_m} \quad (8)$$

Dónde: P^*m es la potencia pico del módulo FV utilizado, utilizado en la ecuación (6).

El número de baterías en serie, NBS , se puede calcular como el cociente entre la tensión nominal del sistema y la tensión nominal de cada batería, VB .

$$N_{BS} = \frac{V_N}{V_B} \quad (9)$$

Aunque no es recomendable la utilización de baterías conectadas en paralelo, debido esencialmente a que la degradación de los vasos de batería no es homogénea, en caso de ser necesario, el número de baterías en paralelo se puede obtener como el cociente entre la capacidad necesaria de batería, CB , obtenida en la ecuación (4) y la capacidad de cada vaso o elemento de batería seleccionada, CBN .

$$N_{BP} = \frac{C_B}{C_{BN}} \quad (10)$$

El regulador de carga se ha de seleccionar en función de la tensión nominal del sistema y de la corriente de operación. Es recomendable que la corriente máxima de operación del regulador, I_R , sea como mínimo un 20% superior a la máxima corriente nominal del sistema.

$$I_R = 1.2 \frac{N_m P_m^*}{V_m} = 1.2 N_{mp} I_m \quad (11)$$

En el caso de incluir consumos en corriente alterna será necesario disponer de un inversor DC/AC. Es necesario seleccionarlo en función de la potencia de los consumos que puedan operar simultáneamente, pero teniendo en cuenta también la capacidad de sobrecarga y el factor de potencia.

El cableado ha de dimensionarse adecuadamente con el objeto de minimizar las caídas de tensión en la instalación. Para ello es necesario seleccionar el tipo de cable (tipo de aislamiento, resistencia intemperie, etc...), su longitud y su sección. La longitud del cableado depende en gran medida del emplazamiento de la instalación. Se ha de procurar minimizar las longitudes de cableado entre los distintos elementos que componen la instalación. **La sección** de los conductores se calcula en función de la **longitud** de los cables y de la **corriente** que circula por ellos. Se recomiendan los valores especificados a continuación:

- Caídas de tensión máxima entre generador y regulador/inversor: 3%
- Caídas de tensión máxima entre regulador y batería: 1%
- Caídas de tensión máxima entre inversor y batería: 1%
- Caídas de tensión máxima entre regulador e inversor: 1%
- Caídas de tensión máxima entre inversor/regulador y cargas: 3%

Se ha de incluir toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación.

Es recomendable una separación de los circuitos positivos y negativos de la parte DC de la instalación. Se han de proteger y señalizar (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.

3.2.5. Dimensionado de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica

El objetivo general de un sistema FV conectado a la red es la maximización de la energía anual generada. En el caso de instalaciones fijas, sin seguimiento solar, es deseable una orientación hacia el sur y con una inclinación en torno a la latitud del lugar $\pm 10^\circ$ y libre de sombras. Se estima que las pérdidas anuales de generación de energía son del 0,2% por cada grado de desviación respecto del sur y del 0,08% por cada grado de desviación respecto del ángulo óptimo de inclinación, entendiéndose como tal aquel ángulo que maximiza la generación energética anual.

Mientras que las centrales fotovoltaicas, generalmente instalaciones de potencia superior a 100 kW, se conectan a la red eléctrica de media tensión (p.e. >15 kV) con sofisticados sistemas de conexión a red, los sistemas de baja potencia se pueden conectar directamente a la red de baja tensión. En este último caso y en función de la potencia nominal de la instalación la conexión a red puede ser trifásica (380 V), recomendada para potencias nominales superiores a 5 kW, o monofásica (230 V) (Abella, 2011).

Generador fotovoltaico e integración arquitectónica: En sistemas conectados a la red eléctrica integrados en edificios se ha de cuidar el grado de integración arquitectónica. Ello ha dado lugar a que hayan aparecido en el mercado nuevos diseños de módulos FV, tales como módulos laminados sin marco, módulos vidrio-vidrio, semi-transparentes, etc. con el objeto de mejorar su integración y aspectos estéticos.

Seguridad y protecciones: Es necesario que la instalación disponga de los elementos de seguridad necesarios para protección de las personas contra contactos directos e indirectos así como de los equipos.

Interacción con la red eléctrica y calidad de suministro: En la interacción del sistema FV con la red eléctrica es necesario que el sistema no perturbe las condiciones de seguridad de la misma (se requiere en general que el inversor trabaje únicamente dentro de unos rangos de tensión y frecuencia de la red, y que no opere en modo isla), así como inyectar energía con determinados requerimientos de calidad (distorsión armónica total de la onda de corriente inferior al 5%).

Estimación de la energía generada: Previamente a la estimación de la energía generada por un sistema FV conectado a red se pueden definir determinados parámetros de mérito de una instalación, referidos a un año (Abella, 2011):

- Productividad de referencia o Reference Yield, YR, definido como la irradiación solar anual incidente en el plano del generador fotovoltaico, $G_a(\beta)$, expresada en kWh/m², respecto de la radiación nominal GSTC de 1 kW/m².
- Productividad del Generador fotovoltaico o Array Yield, YA, definida como la energía anual producida por el generador fotovoltaico respecto de la potencia nominal instalada, PSTC, expresada por tanto en unidades de kWh/kWp.
- Productividad Final o Final Yield, YF, definida como la energía útil anual producida por el sistema en un cierto período de tiempo, EDC, por unidad de potencia instalada, expresada en kWh/kWp.

Rendimiento Global del sistema, PR, o Performance Ratio, definido como un factor de rendimiento que considera las pérdidas energéticas asociadas a los rendimientos de conversión DC/AC y de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor y al hecho de que el rendimiento de las células solares en la realidad es inferior al que indica el valor de su potencia nominal, debido a que la temperatura de operación suele ser notablemente superior a 25 °C (Abella, 2011).

$$Y_R = \frac{G_a(\beta)}{G_{STC}} \quad (12)$$

$$Y_A = \frac{E_{DC}}{P_{STC}} \quad (13)$$

$$Y_F = \frac{E_{AC}}{P_{STC}} \quad (14)$$

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (15)$$

La estimación de la **energía anual esperada** generada por un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica se puede realizar mediante **simulaciones** horarias detalladas del sistema y de cada uno de sus componentes, considerando las características de la radiación solar del lugar de la instalación, de los módulos fotovoltaicos y del inversor.

Los **inversores** se pueden caracterizar mediante su curva de **rendimiento DC/AC** en función de la potencia de operación. Habitualmente los inversores de conexión a red operan en seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. Es necesario realizar un dimensionado en el que se tenga en cuenta el tamaño relativo de la potencia nominal del inversor respecto de la potencia nominal del generador fotovoltaico. Si se selecciona un inversor de potencia muy superior a la potencia del generador FV, habrá un gran número de horas en las que el inversor opere a bajos rendimientos. Si se selecciona un inversor de potencia inferior a la máxima potencia que pueda entregar el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta los efectos combinados de irradiancia y temperatura, habrá un determinado número de horas en las que el inversor esté operando en limitación de potencia (o en el peor de los casos, esté parado). En general se recomienda que la potencia del inversor sea entre un 70% y un 90% de la potencia nominal, STC, del generador FV. Este valor dependerá de las características climáticas del lugar de la instalación.

3.2.5.1. Métodos simplificados para la estimación de la energía anual producida por un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica

Un modo sencillo y directo para el cálculo de la energía anual esperada consiste en la utilización de expresiones que contemplan un análisis de las simulaciones detalladas. En concreto la energía anual se puede estimar mediante la ecuación (Abella, 2011).

$$E_{AC} = P_{STC} \frac{G_{a,ef}(\alpha, \beta)}{G_{STC}} FS \cdot PR \quad (16)$$

Donde:

- ✓ **EAC:** Energía AC en kWh inyectada a red por el sistema fotovoltaico.
- ✓ **PSTC:** Potencia pico del generador, esto es, potencia en las condiciones estándar de medida, STC.
- ✓ **GSTC:** 1000 W/m², irradiancia en las condiciones estándar de medida, STC.
- ✓ **PR:** Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo o “Performance Ratio”.
- ✓ **FS:** Factor que considera las pérdidas por sombreado.
- ✓ **G_{a,ef}(α, β):** Irradiación anual “efectiva” sobre el plano del generador (inclinado un ángulo β respecto de la horizontal y orientado un ángulo α respecto del Sur) en kWh/m² al año.

Esta ecuación depende de cuatro términos: la potencia nominal, la irradiación efectiva, el factor de sombreado, y el rendimiento global del sistema, cada uno de los cuales puede ser estimado de acuerdo con las siguientes consideraciones. La energía producida por un sistema fotovoltaico depende de la potencia nominal en condiciones estándar de medida puede tomar dos valores según el método de determinación. Por un lado se podría calcular como la suma de la potencia nominal declarada por el fabricante de cada uno de los módulos, considerando

además unas determinadas pérdidas de mismatch. Por otro, se podría calcular como la potencia medida en el lugar de la instalación con un equipamiento adecuado. Ambas potencias deberían converger a un mismo valor. No obstante se ha de tener en cuenta que la potencia de los módulos suministrados por los fabricantes pueden estar dentro de un $\pm 10\%$ de la indicada en catálogo. Los valores de radiación global sobre superficie inclinada a un ángulo óptimo, β_{opt} , y orientada hacia el Sur, $\alpha=0$, $G_a(\alpha=0, \beta_{opt}) = G_a(\beta_{opt})$, estimados a partir de los valores sobre superficies horizontales $G_a(\alpha=0, \beta_{opt}=0) = G_a(0)$, pueden ser estimados mediante la utilización de ecuaciones que resumen los resultados de cálculos detallados de radiación solar. En concreto el ángulo óptimo de inclinación del generador fotovoltaico se puede relacionar con la latitud ϕ de un determinado lugar mediante la ecuación (Abella, 2011).

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \phi \quad (17)$$

Donde ambos ángulos se expresan en grados. En general la energía anual recibida en una superficie en función de su ángulo de inclinación presenta un máximo en un entorno de $\beta=\phi$ (inclinación de la superficie igual a la latitud del lugar). Este máximo es bastante ancho y presenta variaciones en la energía total anual inferiores al 5% para inclinaciones de la superficie de $\pm 20^\circ$ en torno a este máximo. La irradiación media anual sobre superficie inclinada se puede estimar como:

$$G_a(\beta_{opt}) = \frac{G_a(0)}{1 - 4,46 \times 10^{-4} \beta_{opt} - 1,19 \times 10^{-4} \beta_{opt}^2} \quad (18)$$

La irradiancia efectiva, $G_{aef}(\alpha, \beta)$, teniendo en cuenta los efectos angulares y de suciedad, puede ser estimada mediante la siguiente formulación:

$$G_{a,ef}(\alpha, \beta) = G_{a,ef}(\beta_{opt}) [g_1(\beta - \beta_{opt})^2 + g_2(\beta - \beta_{opt}) + g_3] \quad (19)$$

Donde:

$$g_i = g_{i1}|\alpha|^2 + g_{i2}|\alpha| + g_{i3} \quad i = 1,2,3 \quad (20)$$

Siendo β el ángulo de inclinación de la superficie.

La Tabla 4 contiene los valores de los coeficientes para superficies con un grado mediano de suciedad, que se caracteriza por una pérdida de transparencia del 3 % en la dirección normal a la superficie, $T_{sucio}(0) / T_{limpio}(0) = 0,97$.

Tabla 4. Coeficientes para la obtención de la irradiación efectiva en función de la irradiación inclinada. Los valores corresponden al caso representativo de un grado mediano de suciedad.

Coeficientes	Tsucio (0) / Tlimpio (0) = 0,97		
	i=1	i=2	i=3
G _{1i}	8×10^{-9}	$3,8 \times 10^{-7}$	$-1,218 \times 10^{-4}$
G _{2i}	$-4,27 \times 10^{-7}$	$8,2 \times 10^{-6}$	$2,892 \times 10^{-4}$
G _{3i}	$-2,5 \times 10^{-5}$	$-1,034 \times 10^{-4}$	0,9314

Fuente: Abella, 2011.

El factor de pérdidas de generación energética por sombreado, FS, es un parámetro que ha de ser calculado específicamente para cada instalación (Abella, 2011). En instalaciones fotovoltaicas integradas en edificios es, en muchos casos, inevitable la presencia de sombras durante determinadas horas del día y en determinadas estaciones del año originadas por la presencia de obstáculos cercanos (árboles, edificios, etc). Para la determinación de las pérdidas de sombreado se pueden utilizar mapas de trayectorias solares donde se representan el acimut y la altura de los objetos que causan sombreado en un gráfico que presenta el acimut y la altura del sol en diferentes días del año.

El rendimiento global del sistema, PR, incluye las pérdidas energéticas asociadas a la temperatura de operación del generador fotovoltaico y a los rendimientos del inversor. Las pérdidas por temperatura de operación del generador fotovoltaico dependen de la localidad de instalación y su valor oscila típicamente entre un 4% y un 6% anual, siendo mayores en localidades más cálidas que en lugares más fríos. Baste recordar que la potencia generada por un módulo fotovoltaico decrece aproximadamente un 4% por cada 10 grados de incremento de temperatura. Las pérdidas asociadas al inversor son debidas a dos causas, el rendimiento de conversión DC/AC, típicamente entre un 10% y un 15% y el rendimiento del seguimiento del punto de máxima potencia, entre un 5% y un 10%. A estas pérdidas es necesario añadir las debidas a caídas de tensión, mismatch entre parámetros de módulos, etc... que pueden suponer un 4% adicional. Todo ello da lugar a valores típicos del PR entre 0,70 y 0,75.

ANEXOS

Anexo 1. Ejemplo de Diseño de un Sistema Fotovoltaico Autónomo.

Supongamos que deseamos realizar el dimensionado de una instalación cuyos consumos se indican en la tabla 5.

Elemento	Número	Potencia	Uso	Energía
Lámparas fluorescentes	2	18 W/lámpara	4 h/día	144 Wh/día
TV/PC	1	65 W	2 h/día	130 Wh/día
Electrodomésticos	1	51 W	2 h/día	26 Wh/día
Otros	-	-	-	600 Wh/día
Energía total diaria				900 Wh/día

Aplicando el método para diseño y dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos, se obtiene lo siguiente.

Datos: Consumo medio diario = 900 Wh/día; Rendimiento carga/descarga de batería= 0.86; Rendimiento inversor =0.9; Días de autonomía =3; Tensión nominal del sistema= 24V; Máxima profundidad de descarga =70%

Resultados:

$$L = \frac{900 \text{ Wh/día}}{0,9 \times 0,86} = 1163 \text{ Wh/día}; CB^* = \frac{1163 \text{ Wh/día} \times 3 \text{ días}}{0,7 \times 0,9} = 5338 \text{ Wh};$$

$$CB = \frac{5338 \text{ Wh}}{24 \text{ V}} = 230 \text{ Ah}$$

Si consideramos que utilizamos módulos FV de 55 Wp de potencia nominal y disponemos de una radiación solar de 3.5 kWh/m²/día (3.5 Horas de sol pico) para el mes peor. El número total de módulos será:

$$N_m = N^{\circ} \text{modulos} = \frac{1163}{55 \times 3,5 \times 0,75} = 8$$

Donde se están suponiendo unas pérdidas del 25% en el generador fotovoltaico.

Anexo 2. Cálculo de la Energía Producida por un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red.

Consideremos el caso de estimación de la energía que produce un sistema fotovoltaico conectado a red de 6 kWp y un inversor de conexión a red de potencia nominal 5 kW.

Nota: No se consideran pérdidas por sombreado y se supone que la potencia entregada por el fabricante coincide con la potencia nominal.

Aplicando el método simplificado y aplicando las ecuaciones anteriormente expuestas, la energía producida anualmente por el sistema fotovoltaico considerado en este ejemplo se puede obtener como:

$$\begin{aligned}G_a(0) &= 1664 \text{ kWh/m}^2; \\ \beta_{\text{opt}} &= 31,6^\circ; \\ G_a(\beta_{\text{opt}}) &= 1920 \text{ kWh/m}^2; \\ G_{\text{ef}}(\beta_{\text{opt}}) &= 0,9314 \\ G_a(\beta_{\text{opt}}) &= 1788 \text{ kWh/m}^2\end{aligned}$$

La energía producida dependerá del factor PR que consideremos, para $PR=0,75$:

$$\begin{aligned}EAC/P^* &= G_{\text{ef}}(\beta_{\text{opt}}) \times 0,75 = 1341 \text{ kWh/kWp}; \\ EAC &= 5,9 \text{ kWp} \times G_{\text{ef}}(\beta_{\text{opt}}) \times 0,75 = 7912 \text{ kWh Anuales}\end{aligned}$$

IV. Bibliografía

- Abella, M. CIEMA. 2011. Módulo III: Energía Solar Fotovoltaica. 2da Edición. España.
- Asociación de la Industria Fotovoltaica. 2003. Energía Solar Fotovoltaica en la comunidad de Madrid. 3ra Edición. España.
- Duffie J, Beckman, W. 2006. Solar Engineereing of Thermal Processes. 3ra Edición. Solar Energy Laboratory. University of Wisconsin - Madison. United States or America.
- Green Empowerment, International Technology Development Group. 2005. Manual de Capacitación, Sistemas Fotovoltaicos. Perú.
- Hulshorst, W; Criado, V; 2011. Manual práctico de evaluación de una instalación de energía fotovoltaica a pequeña escala. España.
- Izquierdo, M; 2003. Energías Renovables: Energía Sociedad y Medio Ambiente. Departamento de Ingeniería Mecánica, Área de Ingeniería Térmica. Universidad Carlos III. España.