

Diseño de prototipo de sistema solar fotovoltaico optimizando el ángulo de inclinación de los paneles solares

Design of an solarphotovoltaic system prototype optimizing the slope angle of the solar panels

Mario Arrieta Paternina¹, Luis Carlos Olmos Villalba², Jorge Luis Izquierdo Nuñez³,
Ramón Antonio Álvarez López⁴

¹Magíster en Ingeniería – Automatización Industrial. Docente-Investigador y Director Grupo de Investigación e Innovación en Energía – GiiEN. Tecnológico Pascual Bravo. E-mail: mario.arrieta@pascualbravo.edu.co.

²Magíster en Ingeniería. Docente-Investigador Grupo de Investigación e Innovación en Energía – GiiEN. Tecnológico Pascual Bravo.

³Magíster en Ciencias - Física. Docente-Investigador Grupo de Investigación e Innovación en Energía – GiiEN. Tecnológico Pascual Bravo.

⁴Magíster en Ingeniería – Automatización Industrial. Docente-Investigador Grupo de Investigación en Tecnología y Ciencia – GITECI. Tecnológico Pascual Bravo.

Recibido 30/11/11, Aceptado 15/05/2012

RESUMEN

Un nuevo Sistema Solar Fotovoltaico (SSFV) fue diseñado optimizando los ángulos de inclinación de paneles solares y siguiendo los criterios establecidos por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para aplicaciones en energización rural dispersa en Colombia. Para el diseño del sistema, se realizó un estudio a través de diferentes etapas. Inicialmente se realizó la selección de una Zona No Interconectada al Sistema de Interconexión Nacional (SIN); posteriormente, una vez seleccionado el lugar de aplicación del sistema se realizó la ingeniería de detalle del SSFV contemplando topologías de los SSFV, dimensionamiento de dispositivos, optimización del ángulo de inclinación, patrones de irradiación y brillo solar. Finalmente, se procedió con el proceso de implementación y verificación del desempeño del prototipo de SSFV, mediante pruebas de operación en sitio; durante las pruebas, se presentó un consumo excesivo de energía durante los primeros tres días, superando en un 8%, 36% y 42%, el consumo para el cual fue diseñado y evidenciando así la necesidad de hacer énfasis en la concientización de los usuarios en el uso racional de la energía, lo cual es importante debido a que en este tipo de sistemas la energía es limitada.

Palabras clave: Sistema Solar FotoVoltaico, Ángulo Óptimo, Uso Racional de la Energía.

ABSTRACT

A novel Solar PhotoVoltaic System (SPVS) was designed optimizing the slope angles of solar panels and following the criteria established by the Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) for rural energy application in Colombia. For the design of the novel system, was carried out a study by stages. First, was realized the selection of a non-interconnected zone to the National Interconnection System (NIS). Subsequently, once the system application place is selected, was realized the detailed engineering of SPVS considering the topology, sizing of the equipments, optimizing of slope angle, irradiation patrons and sunshine solar. Finally, proceeded with the implementation and checking process of SPVS prototype behavior through of in-site testing. In the experimentation process, an energy excessive consumption can be observed during of the first three days, beyond to 8%, 36% and 42% of the consumption which the prototype was designed, thus emphasizing the necessity of increasing awareness of the users about rational use of energy, which is important due to this kind of systems have limited energy

Keywords: Solar Photovoltaic System, optimum angle, Rational Use of Energy.

1. INTRODUCCIÓN

Las Zonas No Interconectadas (ZNI), son a aquellas áreas del país que no cuentan con el suministro de energía eléctrica a través del Sistema de Interconexión Nacional (SIN). La necesidad de energía eléctrica en estos territorios, ha llevado a buscar formas de generación de bajo impacto ambiental que además permitan el desarrollo sostenible de la zona. El distanciamiento de las veredas, corregimientos y caseríos, a los centros urbanos, ha limitado la construcción de infraestructura para llevar el servicio de fluido eléctrico a estos lugares.

Colombia es un país que se caracteriza por su riqueza natural y diversidad en las condiciones climáticas de sus regiones, es privilegiada también con gran radiación solar durante la mayor parte del año principalmente en la región Caribe, que en promedio recibe 5.5 KWh/m² durante 5 horas diarias [1], esta ventaja natural sobre otros países permite la generación de energías limpias por medio de métodos de recolección solar (Paneles Solares Fotovoltaicos).

Un prototipo de Sistema Solar Fotovoltaico (SSFV) fue diseñado optimizando el ángulo de inclinación de los paneles solares y siguiendo los criterios establecidos por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en el diseño de SSFV para aplicaciones en energización rural dispersa en Colombia [1], el uso de la energía solar fotovoltaica como fuente de alimentación para suplir una carga de hasta 200 W, distribuida en iluminación y un dispositivo de baja potencia para una ZNI bajo prueba.

2. METODOLOGÍA Y DISEÑO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PARA ZNI

Para el diseño del prototipo de SSFV optimizando el ángulo de inclinación de los paneles solares, se realizó un estudio a través de diferentes etapas. Inicialmente se realizó la selección de una Zona No Interconectada al Sistema de Interconexión Nacional (SIN); posteriormente, una vez seleccionado el lugar de aplicación del sistema se realizó la ingeniería de detalle del SSFV contemplando topologías de

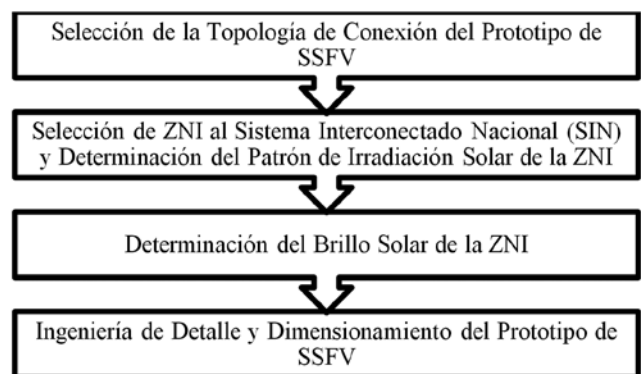
los SSFV, dimensionamiento de dispositivos, optimización del ángulo de inclinación, patrones de irradiación y brillo solar. Finalmente, se procedió con el proceso de implementación y verificación del desempeño del prototipo de SSFV, mediante pruebas de operación in situ. A continuación se especificarán cada una de las características del SSFV.

2.1. Diseño del prototipo de sistema solar fotovoltaico

Para el diseño del prototipo de SSFV se procedió de acuerdo a la estructura presentada en la figura 1.

Figura 1. Estructura del Diseño del Prototipo de SSFV.

Figure 1. Design structure of SPVS prototype.

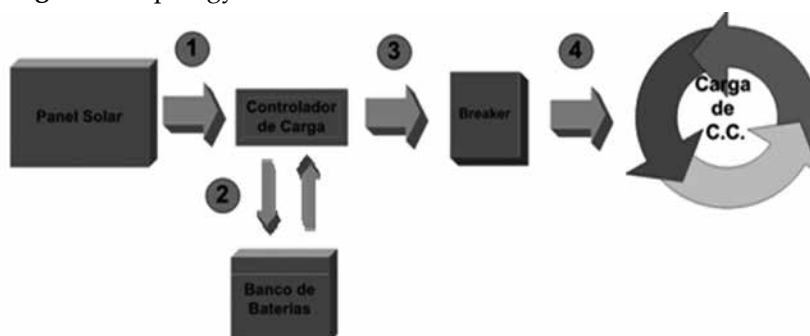


2.1.1 Topología del sistema solar fotovoltaico

Para la selección de la topología del prototipo de SSFV, se establecieron como criterios fundamentales la protección de la carga ante cortocircuitos, sobrecargas y picos transitorios de tensión; así como, el control y protección sobre las baterías ante entrada de alto voltaje, polaridad inversa, altas temperaturas que causen sobrecargas y corto circuito solar. Las cuales son características intrínsecas a una topología con conexión centrada en el controlador, y conformada por los bloques de Generación (Panel Solar), Control (Controlador de Carga), Almacenamiento (Baterías), Protección (Breaker) y Carga, de acuerdo al diagrama de bloques de la figura 2. Es de resaltar que no se tendrá en

Figura 2. Topología con Conexión Centrada en el Controlador.

Figure 2. Topology with central connection in the controller



cuenta topología con conexión secuencial de cada uno de los bloques del sistema, debido al inconveniente presente en el control de los eventos presentes en la carga del sistema, ya que no hay regulación directa del controlador sobre la misma.

Acorde a la topología seleccionada para diseñar el prototipo de SSFV, se efectuaron los cálculos pertinentes, para obtener un balance energético entre la generación de energía eléctrica y el consumo del sistema, teniendo en cuenta el uso racional dirigido hacia una autosuficiencia energética y el uso óptimo de la energía. Para ello se definen a continuación los componentes del sistema a dimensionar en la ingeniería de detalle del SEP, así:

1. Módulos fotovoltaicos, producen la conversión de la energía del sol en energía eléctrica. El campo fotovoltaico está compuesto por la interconexión en serie y paralelo de una cantidad de módulos fotovoltaicos dispuestos de manera que generen la suficiente tensión y corriente para alimentar la carga prevista.
2. Acondicionador de voltaje, acepta una tensión eléctrica de voltaje variable a la entrada, dentro de un parámetro predeterminado y mantiene a la salida una tensión constante. Incluye un regulador que controla la carga y descarga del banco de baterías.
3. Protecciones, actúan como interfaz de conexión en condiciones adecuadas de seguridad, tanto para personas, como para los distintos componentes que la configuran.
4. Baterías, almacenan el exceso de energía eléctrica producida por los módulos fotovoltaicos.
5. Carga, dispositivos de consumo de energía almacenada en baterías.

Selección de la ZNI al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Determinación del Patrón de Irradiación Solar de la ZNI

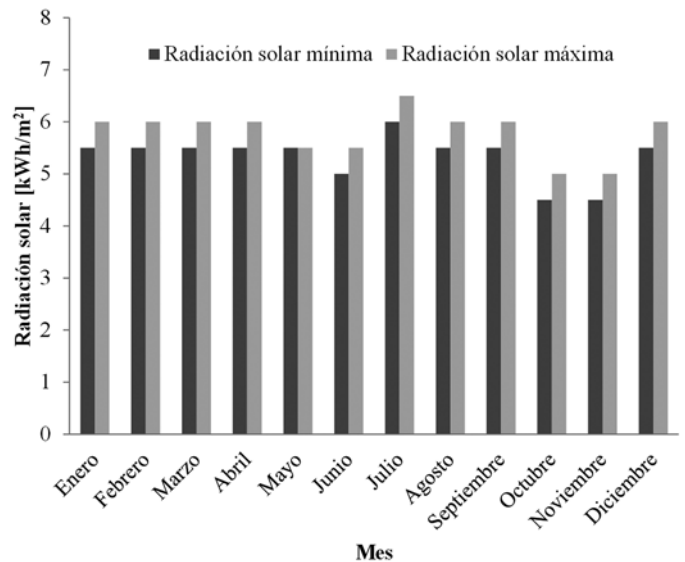
Para la selección de la ZNI, se definió como criterio fundamental la disponibilidad en el sitio de estudio, el recurso solar y la no interconexión a la red eléctrica del usuario final. De acuerdo a lo anterior, fue seleccionado el sitio con las siguientes coordenadas: 10° 20' 19.78" Latitud Norte, 75° 24' 24,25" Longitud Oeste y 179 metros de elevación.

El patrón de irradiación solar de la ZNI correspondiente al sitio elegido fue determinado de acuerdo al promedio de los tres meses de peor radiación solar durante el año en la estación actinométrica más cercana al lugar de estudio. Para el presente diseño estas lecturas fueron tomadas de

los mapas y tablas de radiación del país, con los que cuenta la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). De los cuales se infirieron los promedios mensuales de máxima y mínima radiación solar presentados en la Figura 3.

Figura 3. Promedio Radiación Solar Global en la ZNI bajo estudio.

Figure 3. Average global solar radiation in the ZNI under study.



La variación de la radiación solar máxima anual, presenta valores que varían desde los 5.0 KWh/m² hasta los 6.5 KWh/m². El mes de mayor aprovechamiento del recurso solar es Julio, con un promedio de 6.5KWh/m² en condiciones de máxima radiación. Los meses de Mayo, Octubre y Noviembre son los meses de menor radiación solar en la zona. Los periodos de menor radiación solar global son los meses de mayo, octubre y noviembre con valores de 5.0, 4.5 y 4.5 KWh/m², respectivamente. Para brindar mayor confiabilidad el sistema se diseñó con base en la condición de operación menos favorable, por lo tanto se tomaron como referencia los tres meses de menor radiación solar y se calculo un valor promedio de sus radiaciones mínimas.

$$C_{radiacion} = \frac{5 \frac{KWh}{m^2} + 4.5 \frac{KWh}{m^2} + 4.5 \frac{KWh}{m^2}}{3}$$

$$C_{radiacion} \cong 4,7 \frac{KWh}{m^2}$$

Una conclusión predecible del diseño es que la radiación solar en el sitio de estudio será de 4.7KWh/m².

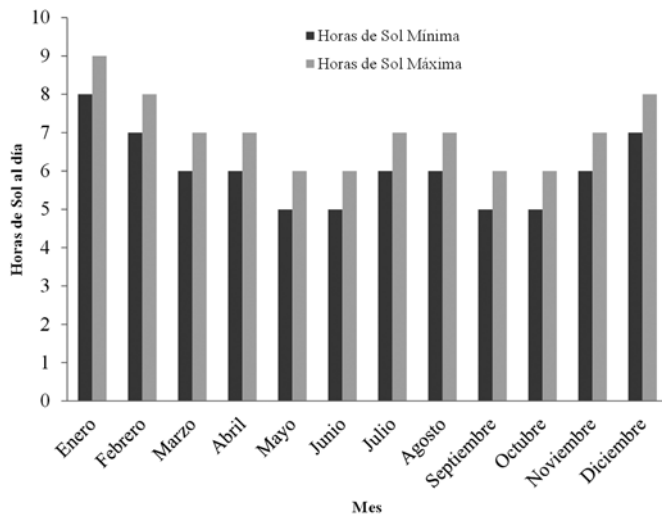
2.1.3. Determinación del Brillo Solar de la ZNI

La presencia de radiación depende directamente del brillo solar, cuyos valores corresponden al número de horas que en promedio durante un día de cada mes o año se puede observar el sol en el cielo. Estos valores son obtenidos del *Mapa de Brillo Solar en Colombia* desarrollado por la UPME [2]; en especial, se toman para la ZNI bajo estudio. Y se especifican los valores obtenidos de los mapas mensuales en la figura 4.

Para el diseño del sistema se tiene en cuenta la condición menos favorable y se resumen los valores anuales de brillo solar en la ZNI bajo estudio, como se presenta en la figura 4.

Figura 4. Brillo Solar en la ZNI bajo estudio.

Figure 4. Sunshine solar in the ZNI under study



De los datos obtenidos se percibe una atenuación del 50% en las horas de sol el primer semestre del año, iniciando el mes de enero con 8 horas y terminando en junio con tan solo 5 horas. El segundo semestre inicia de nuevo con 6 horas en el mes de julio y finaliza el año con 7 horas de sol al día en diciembre. Se obtiene entonces el promedio de brillo de sol anual mínimo en la ZNI, dando como resultado 6 horas.

2.1.4. Ingeniería de Detalle y Dimensionamiento del Prototipo de SSFV

De acuerdo a la topología con conexión centrada en el controlador seleccionada, se procedió a realizar la ingeniería de detalle del prototipo de SSFV, basado en la caracterización realizada a la ZNI bajo estudio y a las premisas de diseño, de acuerdo a su posición, radiación y brillo solar.

2.1.4.1. Definición del Sistema

El sistema será instalado en las coordenadas estipuladas para la ZNI bajo estudio, en una vivienda familiar del área

rural. El sistema está diseñado para ser utilizado durante todo el año en una vivienda de la comunidad y se limita a la iluminación y un dispositivo de baja potencia, que cubran necesidades básicas de energía eléctrica.

2.1.4.2. Consumo Eléctrico Diario

Con el objetivo de calcular el consumo eléctrico diario de la vivienda bajo estudio, se procedió a discriminar cada uno de los consumos de acuerdo al promedio de horas de uso de los dispositivos que conformaran la carga del SSFV.

Tabla 1. Especificaciones de consumo de la vivienda bajo estudio.

Table 1. Specification of consumption of the housing under study.

Iluminación	Cantidad Lámparas	Horas de Uso (c/u)	Total Horas
Alcoba	2	4	8
Baños	2	4	8
Terraza	3	4	12
Cocina	1	4	4
Resumen Consumo (W)	Horas de Uso	Factor Seguridad	Total Wh/día
15	32	30%	624

En la tabla 1, se presenta el consumo que representa la utilización del prototipo de SSFV, de acuerdo a esta se obtiene el consumo neto del sistema a partir de la suma de los productos entre la potencia de cada elemento consumidor por el tiempo medio diario de funcionamiento de cada uno; adicionalmente, se tiene en cuenta un 30% de factor de seguridad en el SSFV, para disponerlo contra sobrecargas, por lo anterior el consumo diario queda de la siguiente manera:

$$\text{Consumo Teórico} = (480 \text{ Wh/día}) * 1,30 = 624 \text{ Wh/día}$$

Sin embargo, no es suficiente con determinar el valor medio mensual del consumo diario en Wh para cada mes. Dado que los elementos del sistema no son 100% eficientes, se calcula un *consumo real* teniendo en cuenta las eficiencias de los distintos subsistemas y las pérdidas. Separando los consumos en Corriente Continua (CC) de los consumos en Corriente Alterna (CA), pues están afectados de factores de pérdidas distintos en el momento de realizar el cálculo del consumo real. Por consiguiente, se procede a calcular la energía real, necesaria, la cual se calcula de la siguiente forma:

$$E_r = \frac{E_{CC}}{R} + \frac{E_{CA}}{R * \eta_{inv}} \quad (1)$$

Donde:

- E_{CC} : Carga diaria de corriente continua
- E_{CA} : Carga diaria de corriente alterna
- η_{inv} : Eficiencia inversor
- R : Rendimiento Global del sistema

Teniendo en cuenta que este no es el consumo real del sistema, dado que existen distintos factores tales como las pérdidas en el cableado, eficiencia de los equipos, se tiene en cuenta en la siguiente expresión, denominada rendimiento global del sistema:

$$R = (1 - k_b - k_c - k_v) * \left(1 - \frac{k_a * N}{P_d}\right) \quad (2)$$

Donde:

- k_b : Coeficiente de pérdidas por rendimiento del acumulador. Se determinó de " $k_c = 0.005$ " debido a que el sistema no demanda descargas intensas.
- k_c : Coeficiente de pérdidas en el convertidor. Se determinó " $k_c = 0$ " de debido a que en el sistema sólo presenta cargas de corriente continua, por lo tanto no es necesario un convertidor.
- k_v : Coeficiente de pérdidas varias. Se determinó de " $k_v = 0.05$ ", ya que este agrupa las distintas pérdidas tales como rendimiento en la red, entre otras.
- N : Número de días de autonomía de la instalación. Estos serán los días en que el sistema permanecerá con una baja irradiación, por lo tanto se consumirá más energía de la que el sistema será capaz de generar " $N=2$ días" .
- P_d : Profundidad de descarga diaria de la batería. Se determinó " $P_d=75\%$ " de debido a que esta no puede superar el 80% ya que la eficiencia del sistema de acumulación decrece con el tiempo.

Reemplazando los valores en la ecuación (2) se obtiene un rendimiento global del sistema de $R=0.888$. Y debido a que sólo se trabajará con cargas DC la ecuación(1), toma la forma:

$$E_r = \frac{E_{CC}}{R} \quad (3)$$

Al sustituir los valores obtenidos para la carga de corriente continua y el rendimiento global del sistema en la ecuación (3), se obtiene que la energía real del sistema es .

2.1.4.3. Generador Fotovoltaico

El dimensionamiento del generador fotovoltaico es realizado una vez se conoce el total de la demanda energética que requerirá el sistema, es dimensionado a partir de la ecuación (4) la cual nos brinda la cantidad de módulos fo-

tovoltaicos que se requieren y posteriormente ayudará a determinar la necesidad de agrupar los módulos en serie y en paralelo [4]:

$$N_T = \frac{E_T}{P_P * G_m \beta * P_G} \quad (4)$$

Donde :

- N_T : Número total de módulos fotovoltaicos.
- E_T : Energía requerida por el sistema.
- P_P : Potencia pico del módulo (W/KW/m²).
- $G_m \beta$: Radiación global sobre una superficie inclinada a un ángulo(KWh/m²).
- P_G : Factor de pérdidas.

Considerando una Potencia pico del módulo,, la radiación global de la superficie inclinada, , y un factor de pérdidas . Se obtiene de la ecuación (4) un número de nodos, .

2.2.4.3 Ángulo óptimo de inclinación de los módulos solares

Para determinar el ángulo óptimo de inclinación con el fin de lograra la mayor captación de energía solar por los módulos fotovoltaicos es fundamental establecer los movimientos de rotación y traslación de la tierra en el sistema solar. Es bien conocido, que el desplazamiento total de la tierra alrededor del sol tiene una duración de un año sobre una órbita elíptica, y paralelamente rota sobre su propio eje durante un día. También, es fundamental conocer el ángulo de inclinación de la tierra en su eje polar, está definido por 23.45° en el plano de su órbita con respecto al sol. Esta inclinación causa que el sol esté más alto en el cielo durante el verano que en el invierno.

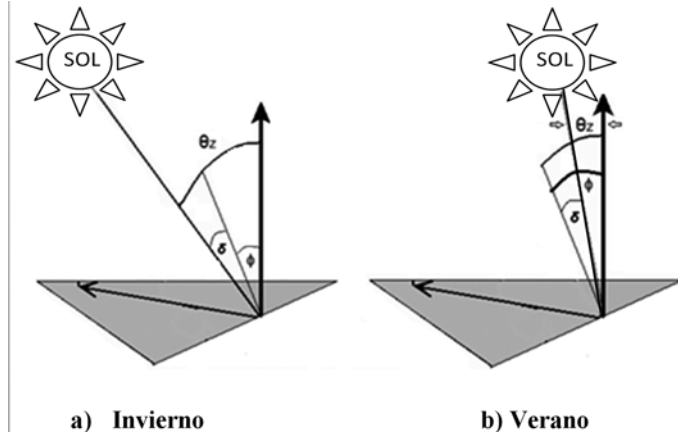
El ángulo de desviación del sol respecto a la tierra en el plano ecuatorial es llamado *declinación* (δ). Si el angulo resulta al Nortede la línea ecuatorial es positivo, si resulta al Sur es negativo, entonces en cualquier dia del año la declinación se define como:

$$\delta = 23.45^\circ \text{sen} \left[\frac{360(n-80)}{365} \right] \quad (5)$$

La ecuación(5), es una buena aproximación cuando se quiere conocer la locación del sol en el cielo en cualquier momento y cualquier día del año. Otro parámetro importante en la geografía solar es el concepto *zenith*, definido como una línea perpendicular a la tierra, cuyo ángulo *zenith*(θ) está definido como el ángulo formado entre el sol y el *zenith*. La declinación puede ser relacionada al ángulo *zenith* a medio día, notando que este es el momento en que el sol está más alto en el cielo, como se presenta en figura 5.

Figura 5. Relaciones entre ángulos θ_z , δ y ϕ . a) en invierno, y b) en verano.

Figure 5. Relations among angles θ_z , δ y ϕ . a) in winter, y b) in summer.



De acuerdo a la figura 5, nótese que el sol está directamente sobre el trópico de cancer en verano y sobre el trópico de capricornio en invierno es evidente entonces que:

$$\theta_z = \phi - \delta \quad (6)$$

Donde, ϕ es la latitud del lugar, o la distancia angular del ecuador y que durante el invierno y durante el verano.

Para maximizar la irradiación solar en el módulo fotovoltaico, es necesario determinar el ángulo de inclinación para los módulos, siendo la forma más sencilla y no óptima para la recolección de radiación solar la posición horizontal. De la ecuación (6) se concluye que si el plano está ubicado perpendicularmente al ángulo *zenith* a medio día, será perpendicular también al sol. Este es el punto en que el sol está más alto en el cielo, lo que resulta en la distancia mínima entre la tierra y el sol y también existe menor masa de aire que pueda disminuir la radiación directa. Dado que el sol recorre aproximadamente un ángulo de 15° por hora, el plano será perpendicular a la radiación solar por un período de aproximadamente 2 horas.

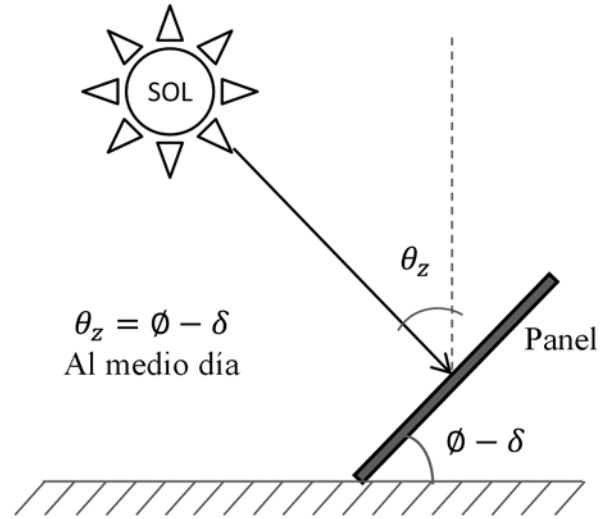
Teniendo en cuenta la coordenada de latitud de la ZNI bajo estudio, 10° 20' 24.25" Latitud Norte, es decir, 10.804°. El valor promedio de para un año es de 1.4301°. Y de la ecuación (6) se obtiene que el ángulo óptimo al cual se debe inclinar el arreglo de paneles fotovoltaicos es de 9.37° para el lugar de las pruebas determinado. Sin embargo, para ángulos menores de 10°, es recomendado por la UPME una inclinación mínima de 10° en [3], con el fin de evitar estancamiento de agua.

Sistema de acumulación del prototipo de SSFV

Para determinar el dimensionamiento del sistema de acumulación o baterías se utilizaron dos importantes crite-

Figura6. Optimizando el ángulo del montaje del módulo fotovoltaico.

Figure 6. Angle optimization of photovoltaic module assembly.



rios. En primera instancia se concibe, *la máxima profundidad de descarga*, la cual establece el nivel máximo de descarga que se le permite a la batería antes de la desconexión del regulador, con el fin proteger su duración, un valor adecuado para baterías de plomo-acido es de 0.7; en segunda instancia se conciben los días de autonomía, por medio de los cuales se establece el número de días consecutivos que en ausencia del sol, el sistema de acumulación es capaz de atender el consumo, sin sobrepasar la profundidad de descarga de la batería [4].

La capacidad de almacenamiento de las baterías es la cantidad de energía que debe ser capaz de almacenar, para asegurar los días de autonomía, para esto se utilizan las siguientes expresiones en Wh (Vatios hora) como en Ah (Amperios hora).

$$C_n(\text{Wh}) = \frac{E_T * N}{P_d} \quad (7)$$

$$C_n(\text{Ah}) = \frac{C_n(\text{Wh})}{V_{Bat}}$$

Donde:

$C_n(\text{Wh})$: capacidad nominal del sistema en (Wh ó Ah).

$C_n(\text{Ah})$: capacidad nominal del banco de baterías en Ah.

N : días de autonomía.

P_d : profundidad de descarga.

V_{Bat} : tensión nominal de las baterías.

Teniendo en cuenta que el prototipo de SSFV tendrá una autonomía de 2 días y una profundidad de descarga del 0.55, se obtiene de la ecuación (7), que la capacidad nominal del sistema es y la capacidad del banco de baterías es .

Ahora bien, con el fin de garantizar la corriente del sistema y su máxima profundidad de descarga, se determinó para este diseño que las baterías deben ser de 12V a 110 Ah, y según la capacidad del prototipo de SSFV, se concluye que se requieren dos baterías de iguales características.

$$T_{\text{BAT-PARALELO}} = \frac{C_n(\text{Ah})}{110 \text{ Ah}} = 1.936 \cong 2$$

$$T_{\text{BAT-SERIE}} = \frac{\text{Tensión del sistema}}{\text{Tensión de la Batería}} = \frac{12 \text{ V}}{12 \text{ V}} = 1$$

Regulador

Debido a que su funcionalidad principal es controlar el proceso de carga y descarga de las baterías, su dimensionamiento se determinó teniendo en cuenta dos criterios fundamentales, los cuales son la corriente máxima que circulará por el sistema, de acuerdo a las especificaciones de NTC 2050, y la corriente que consume la carga en su condición menos favorable. En este sentido, se procede a determinar la corriente de corte a la que debe actuar el regulador y es fijada en el propio dispositivo, pero ha de soportar la máxima posible que la instalación pueda producir; mediante las siguientes expresiones [4]:

$$I_{SCT} = I_{SC} * N_R * FS \therefore I_{SCT} < I_{nom_{con}} \quad (8)$$

Donde:

I_{SCT} : Corriente de corto-circuito generada por el generador fotovoltaico ().

I_{SCT} : Corriente de corto-circuito producida por cada rama en paralelo del generador ().

N_R : número de ramas en paralelo del generador.

$I_{nom_{con}}$: Corriente nominal del controlador de carga ().

FS : Factor de seguridad establecido por la norma.

De la ecuación(8) se determina la variable " I_{sc} ", considerando una rama en paralelo y un factor de servicio del 1.25, por consiguiente se obtiene un valor de $I_{SCT} = 14.95 \text{ A}$.

Conforme a las especificaciones de consumo de la vivienda bajo estudio, presentado en tabla 1, se obtiene la intensidad pico, en el evento en que toda la carga este en servicio y esta dada por:

$$I_{PS} = (10 \text{ A}) * 1.25$$

$$I_{PS} = 12.5 \text{ A}$$

Para el dimensionamiento del controlador se debe tomar la corriente mayor, ya sea la producida por el generador fotovoltaico, o la máxima que demande la carga; se infiere de lo anterior que la corriente de corto circuito del generador es mayor a la corriente pico demandada por el sistema, por lo que se opta por tomar la para dimensionar el controlador de carga.

Teniendo en cuenta el diseño realizado, es seleccionado el controlador de carga de referencia *SunSaver MPPT 15A* con las siguientes especificaciones presentadas en tabla 2 [5]:

Tabla 2. Características del controlador.

Table 2. Controller specifications.

Variable	Valor
Voltaje de Operación	12 – 14 V
Corriente de Operacion	15 A
Rendimiento Pico	97%

De acuerdo a las especificaciones del dispositivo la corriente nominal de este cumple con la requerida en el diseño establecido en la ecuación (8), y con los parámetros establecidos por laUPME para el controlador de carga.

$$I_{SCT} = 14.95 \text{ A} < I_{nom_{con}} = 15 \text{ A}$$

2.2.4.6. Cálculo del calibre de conductores según NTC 2050

Para determinar el dimensionamiento de los conductores se tienen en cuenta la capacidad de corriente de los conductores y la corriente nominal, o el ajuste del disparo de los dispositivos de protección contra sobrecorriente, considerando que en un circuito de un SSFV no debe ser menor al 125 % de la corriente calculada de acuerdo con NTC 2050[6]. Teniendo en cuenta este factor de seguridad establecido por la norma se procede a calcular las capacidades de corriente de los conductores que interconectan cada uno de los elementos del sistema como lo muestra el diagrama de la topología con conexión centrada en controlador de la figura 2, y es posible determinarlos utilizando la ecuación (9):

$$S = \frac{2 * L * I_T * \rho_{cond}}{\Delta V} \quad (9)$$

Donde:

S : Área transversal del conductor (mm^2)

L : Longitud del conductor en el sistema (m)

I_T : Corriente a circular por cada conductor del sistema (A)

ΔV : Caída de tensión (V)

ρ_{cond} : Resistividad eléctrica del conductor ($\frac{\Omega * \text{mm}^2}{\text{m}}$)

Antes de realizar el dimensionamiento de los conductores, es necesario calcular el porcentaje de regulación máximo del sistema el cual no debe ser mayor al 5%, desde los módulos fotovoltaicos hasta la carga, según NTC 2050[6].

Teniendo en cuenta el porcentaje de regulación máximo para el sistema, se procede a dividir el sistema en diferentes circuitos de acuerdo a la interconexión de los elementos entre sí, tal y como se presenta en la tabla 3.

Tabla 3. Condiciones de Voltaje, Corriente y Regulación en cada circuito del sistema.

Table 3. Voltage and current conditions and regulations in each circuit of the system.

Condiciones de Operación del Sistema			
Circuito 1		Circuito 2	
Módulo Paneles Solares – Controlador	Controlador – Banco de Baterías		
Tensión (V)	17,4	Tensión (V)	12,6
Corriente máxima (A)	11,95	Corriente (A)	11,95
Longitud (m)	5	Longitud (m)	2
Caída de tensión máxima (V)	2	Caída de tensión máxima (V)	0,5
Circuito 3		Circuito 4	
Banco de Baterías – Controlador	Controlador – Carga CC		
Tensión (V)	12,6	Tensión (V)	12,6
Corriente máxima (A)	15	Corriente (A)	1,25(L ¹)
Longitud (m)	2	Longitud (m)	7
Caída de tensión máxima (V)	0,5	Caída de tensión máxima (V)	2

Establecidas todas las condiciones del sistema solar fotovoltaico se procede a dimensionar el cableado de cada circuito del sistema por medio de la ecuación (9) y teniendo en cuenta los criterios establecidos por UPME [3] y NTC 2050[6], para lo cual se obtiene su respectivo calibre y se presenta en tabla 4.

Tabla 4. Selección de Conductores para cada circuito.

Table 4. Selection of conductors for each circuit.

Circuitos	Corriente con Factor de Seguridad (A)	Área Transversal del Conductor (mm ²)	Calibre del Conductor según Área Transversal	Tipo de Aislamiento según Criterios UPME
Circuito 1	14.94	7.29	8 AWG	RHW-2
Circuito 2	14.94	16.12	4 AWG	RHW-2
Circuito 3	18.75	20.23	4 AWG	RHW-2
Circuito 4	1.56	1.476	14 AWG	RHW-2

2.2.4.7. Protecciones Eléctricas del SSFV

Para el dimensionamiento del esquema de protecciones eléctricas a utilizar en el prototipo de SSFV, se utilizan como criterio para su cálculo los estipulados en la NTC 2050 [6] y el cálculo previo realizado sobre las corrientes del sistema, adicionando un factor de seguridad del 1.25 sobre la corriente nominal de la sección.

Tabla 5. Selección de Protecciones para cada circuito.

Table 5. Selection of protections for each circuit.

Circuitos	Corriente con Factor de Seguridad (A)	Capacidad de la Protección (A)	Dispositivo: Interruptor (I) y Fusible (F)
Circuito 1	14.94	No Aplica	No Aplica
Circuito 2	14.94	No Aplica	No Aplica
Circuito 3	18.75	20	I y F
Circuito 4	1.56	20	I

Además de las protecciones dimensionadas según tabla 5, el controlador cuenta con protecciones contra [5]: sobrecarga solar, corto circuito solar, corto circuito de carga, entrada de alto voltaje, polaridad inversa de batería, alta temperatura y picos de alto voltaje transitorio.

3. RESULTADOS PRELIMINARES DEL PROTOTIPO DE SSFV Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Posterior a la implementación del SSFV en la vivienda perteneciente a la ZNI bajo estudio, se obtuvieron resultados para una semana de prueba. Los cuales fue posible obtenerlos a través del controlador y una interfaz RS 232, que conformaron el sistema de adquisición de datos, el controlador fue programado previamente para registrar cada 20 minutos, las siguientes variables: Voltaje del módulo fotovoltaico, Corriente de carga de baterías, Voltaje del banco de baterías y Corriente de consumo de la carga. A partir del monitoreo y registro del sistema de adquisición de datos se obtuvo el comportamiento presentado a partir de la figura 7 hasta la figura 9, para cada una de las variables.

Figura 7. Comportamiento del Voltaje de Módulo y de la Corriente de Carga de Baterías.
Figure 7. Behavior of the module voltage and the charge current of batteries.

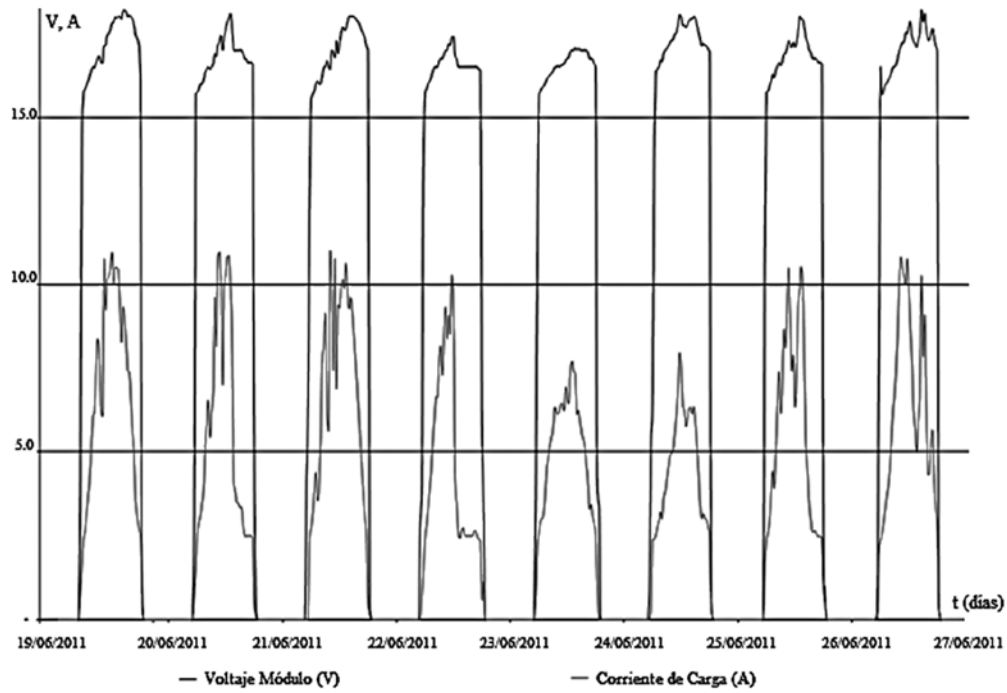


Figura 8. Comportamiento del Voltaje de Baterías y de la Corriente de Consumo de Carga.
Figure 8. Behavior of the battery voltage and the consumption charge current.

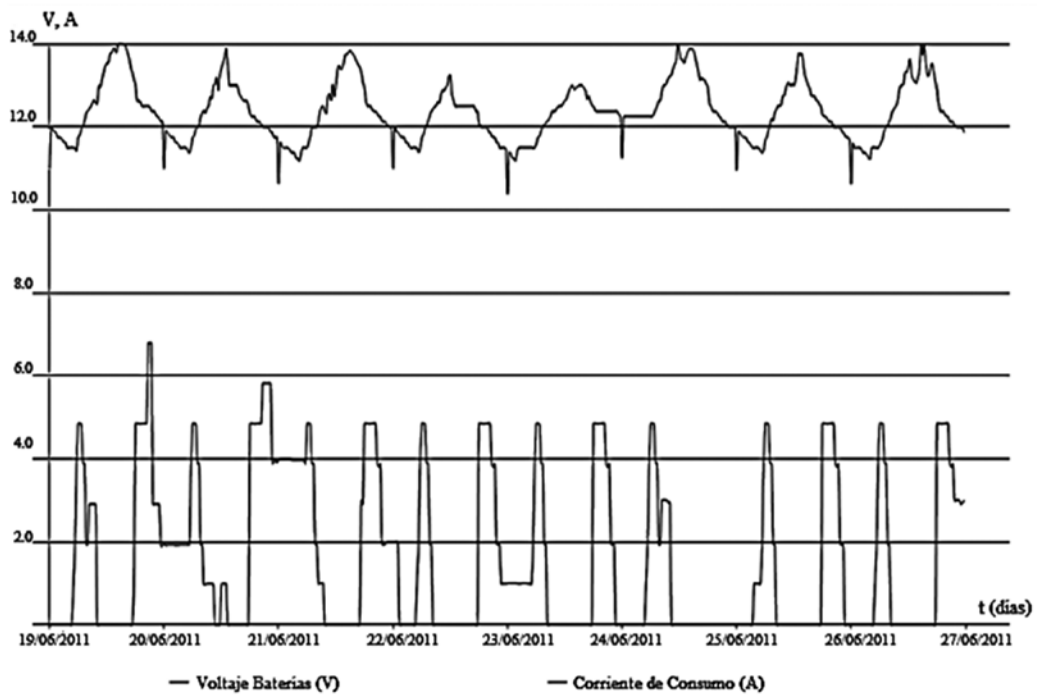
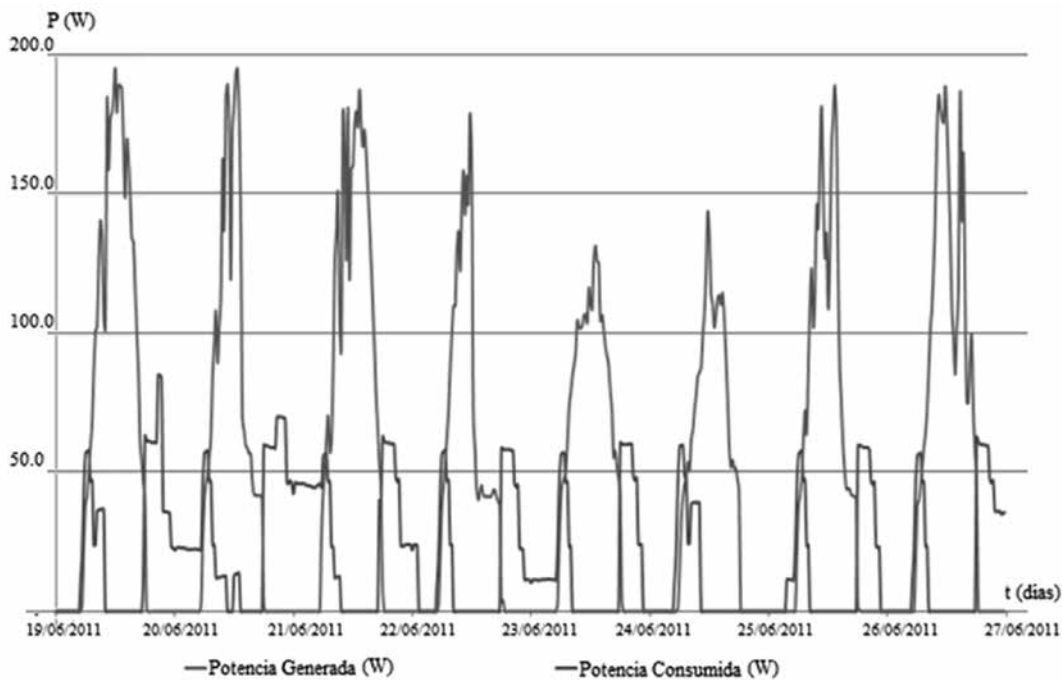


Figura 9. Comportamiento de la Potencia Generada vs Potencia de Consumo.
Figure 9. Behavior of the power generated vs power consumption.



De los resultados obtenidos desde la figura 6 hasta la figura 8, referente al comportamiento de las variables monitoreadas del sistema, se realizó el análisis energético presentado en tabla 8.

De acuerdo al análisis presentado en la tabla 6, es posible afirmar que el consumo excesivo de energía diaria durante los tres primeros días, superan en un 8%, 36% y 42% el consumo para el cual fue diseñado el sistema. Evidenciando así la necesidad de hacer énfasis en la concientización de los usuarios en el uso racional de la energía, lo cual es

importante debido a que en este tipo de sistemas la energía es limitada y el abuso puede influir sobre el rendimiento en el tiempo de las baterías y del ciclo de vida del sistema. El abuso en el consumo puede llevar a imprevistos en el sistema, en especial en el sistema de almacenamiento ya que el tiempo de vida útil de las baterías está en función de su profundidad de descarga diaria y a su vez este parámetro afecta el número de ciclos de carga y descarga disponibles. El sistema fue diseñado para que las baterías sufran una profundidad de descarga diaria del 30% (2 días de autonomía), lo que equivale a 2450 ciclos en el caso de baterías de Gel. El uso ineficiente de la energía puede in-

Tabla 6. Análisis Energético del SSFV, durante 8 días de pruebas.
Table 6. Energy analysis of the SPVS during eight days of testing.

Fecha	Energía Generada (Wh)	Energía Consumida (Wh)	Energía Óptima de Consumo (Wh)	% Utilización
19/06/2011	1526	518	480	108%
20/06/2011	1191	652	480	136%
21/06/2011	1475	681	480	142%
22/06/2011	981,15	399,79	480	83%
23/06/2011	1085	418,06	480	87%
24/06/2011	983,07	213,79	480	45%
25/06/2011	1198	372	480	78%
26/06/2011	1377	419	480	87%
Total	9816,22	3673,64	3840	96%

currir en descargas de hasta el 50% y se evidenciará en la disminución de los ciclos disponibles (1250 ciclos para baterías de Gel), lo que acorta el tiempo de vida de las baterías aumentando la frecuencia en su mantenimiento y reemplazo.

Por otro lado, en lo referente a la generación de energía, el sistema se había diseñado para una generación aproximada de 1140 W/día, estimación concluida a partir de la potencia nominal del módulo seleccionado y las horas de sol por día (190 W durante 6 horas al día); sin embargo, durante 5 de los 8 días del ensayo, la generación alcanzó y superó este valor en cantidades hasta del 33% superiores con una máxima generación por día de 1526 W. Los días en que se evidenció hubo menor producción, obedeció a las condiciones climáticas, con presencia de lluvias y cielo mayormente nublado durante los días 22, 23 y 24 de junio.

4. CONCLUSIONES

El prototipo de SSFV diseñado e instalado en la ZNI con topología con conexión centrado en el controlador cumplió con el balance energético entre la generación de energía eléctrica y el consumo del sistema, aunque se evidenció que en los primeros tres días el consumo de potencia fue superior, en comparación a la potencia óptima de consumo de 480W, lo que pone en evidencia que el uso racional de la energía por parte de los habitantes del sitio no se cumplió durante los primeros días de prueba, pero los días posteriores de estudio se cumplió con el objetivo estipulado en el diseño, por lo que se concluye que se puede concientizar a las personas para que usen racionalmente la energía y de esta manera optimizar el funcionamiento del sistema instalado ya que este tiene como fin mejorar las condiciones de vida de los habitantes. De acuerdo a los resultados obtenidos y a su análisis es consecuente concluir que el sistema es eficiente y cumple a cabalidad con los parámetros de diseño. Económica y socialmente implementar este tipo de proyectos en zonas no interconectadas es viable, ya que se mejoran las condiciones de vida de las personas y esto a su vez genera mayor desarrollo de las mismas.

REFERENCIAS

- [1] Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. (1997) Energización Rural: Una realidad al alcance de las comunidades [Internet], Ministerio de Minas y Energía, Bogotá D.C. Disponible desde: <http://www.si3ea.gov.co/Home/Energizaci%C3%B3nRural/> [Acceso 5 de marzo 2011].
- [2] Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. (2005) Mapa de Brillo Solar [Internet], Ministerio de Minas y Energía, Bogotá D.C. Disponible desde: http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiación_Solar/3-Mapas_Brillo_Solar.pdf[Acceso 28 de marzo 2011].
- [3] Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. (2003) FORMULACIÓN DE UN PROGRAMA BÁSICO DE NORMALIZACIÓN PARA APLICACIONES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS Y DIFUSIÓN [Internet], Ministerio de Minas y Energía, ICONTEC, Bogotá D.C. Disponible desde:<http://www.si3ea.gov.co/Home/EnergiaSolar/> [Acceso 1 de abril de 2011].
- [4] Aguilera, J. & Hotoria, L. (2002) Curso de Energía Solar Fotovoltaica: Dimensionado de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos [Internet], Escuela Politécnica Superior, Universidad de Jaén, Jaén, España. Disponible desde: ww.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/10_enlaces/. Acceso 10 de abril de 2011].
- [5] MORNINGSTAR Corporation (2008) Manual de Instalación y Funcionamiento SUNSAVER MPPT [Internet], MORNINGSTAR Corporation, Washington, EE. UU. Disponible desde: <http://www.morningstarcorp.com/en/support/library/SSMPPT.IOM.ES.01.pdf>. [Acceso 21 de abril de 2011].
- [6] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS (ICONTEC). Código Eléctrico Colombiano: Norma NTC 2050, ICONTEC, Bogotá DC, 2002.