

Diseño de un sistema fotovoltaico autónomo para el suministro de energía eléctrica al laboratorio de Ingeniería Mecánica de la Universidad Politécnica Amazónica

Design of an autonomous photovoltaic system for the supply of electrical energy to the Mechanical Engineering laboratory of the Politecnica Amazonica University

Eduar J Mejía V¹.

RESUMEN

Se muestra el diseño de un sistema fotovoltaico autónomo para el suministro de energía eléctrica al laboratorio de Ingeniería Mecánica de la Universidad Politécnica Amazónica. El campus universitario requiere confiabilidad y bajo costo en el servicio eléctrico, y se analizó opciones de generación cerca a la carga y en específico mediante sistemas fotovoltaicos. Los sistemas fotovoltaicos pueden mejorar los perfiles de tensión, garantizar calidad de suministro eléctrico, y reducir el impacto ambiental en el campus universitario. Se muestra también la evaluación y caracterización del recurso solar en el sitio para diferentes ángulos de inclinación con datos obtenidos del aplicativo de la NASA, estimación de la demanda del consumo de energía para el laboratorio de Ingeniería Mecánica, y el diseño de cada uno de los componentes del sistema fotovoltaico autónomo. Se incluye al final, algunos análisis del diseño obtenido y comparaciones para diferentes días de autonomía en el subsistema de almacenamiento.

Palabras clave: Sistema fotovoltaico, autónomo, energías renovables, recuso solar, consumo energético.

ABSTRACT

The design of an autonomous photovoltaic system for the supply of electrical energy to the Mechanical Engineering laboratory of the Politecnica Amazonica University is shown. The university campus requires reliability and low cost in the electric service, and generation options were analyzed close to the load and specifically through photovoltaic systems. Photovoltaic systems can improve voltage profiles, guarantee the quality of electrical supply, and reduce the environmental impact on the university campus. The evaluation and characterization of the solar resource on the site for different inclination angles is also shown with data obtained from the NASA application, estimation of the energy consumption demand for the Mechanical Engineering laboratory, and the design of each of the components of the autonomous photovoltaic system. Finally, some analysis of the obtained design and comparisons for different days of autonomy in the storage subsystem are included.

Keywords: Photovoltaic system, autonomous, renewable energies, solar resource, energy consumption.

¹ Universidad Politécnica Amazónica, Bagua Grande, Utcubamba, Amazonas, Perú. Email: emejia@upa.edu.pe

INTRODUCCIÓN

La disminución de los combustibles fósiles y la conciencia gradual emergente sobre la degradación del medio ambiente conducen a la principal preocupación de los recursos de energía renovable. El campus verde es un paso hacia la independencia del combustible fósil (Chakraborty, Sadhu, y Pal, 2015; Hacatoglu, Dincer, y Rosen, 2014). Hay muchas opciones disponibles para convertir un campus en un campus verde, como la implementación de energía solar, energía eólica, y generación de electricidad a partir de residuos de alimentos o biomasa.

Los sistemas fotovoltaicos, que permiten la generación de electricidad a partir de la radiación solar, constituyen una alternativa importante de aumentar la eficiencia de la edificación y reducir el consumo de energía en edificios universitarios y municipales como objetivo primario (Chakraborty et al., 2015). Con el consumo total reducido de energía del edificio, los edificios pueden llegar a ser menos dependiente de la red y las fuentes de energía renovables pueden tener una mayor participación en la producción energética del campus universitario (Mewes et al., 2017).

El escenario de crisis energética con altos costos de electricidad tanto para la industria como los consumidores residenciales, edificios universitarios y municipales, y los grandes problemas de seguridad en transmisión eléctrica, hace interesante analizar opciones en generación de pequeña y mediana potencia ubicadas en las cercanías de los centros de carga, y en específico la implementación de sistemas fotovoltaicos, que tiene grandes ventajas de aplicación en aquellos lugares alejados de los grandes centros de producción de electricidad y donde se requiere calidad de suministro, confiabilidad y bajo costo en el servicio eléctrico.

Chakraborty et al.(2015) realizó un estudio que apunta el primer paso para el enfoque de campus verde de la Escuela de Minas de la India (EMI), se compara las prestaciones de nueve paneles solares diferentes comercializados, fabricados con tecnología Maxeon Cell Technology, heterounión con capa delgada intrínseca (*Heterojunction with Intrinsic Thin Layer, HIT*), silicio monocristalino (*Si-m*), silicio multicristalino (*Si-mc*), micromorph, SCHOTT, silicio amorfo (*Si-a*), CIGS, tecnologías de telururo de cadmio (*CdTe*) en la condición ambiental de la EMI. Este sistema sugiere abastecer la demanda diaria de electricidad del campus, y garantiza una reducción media diaria del consumo de electricidad de 8 MWh de la red eléctrica. El resultado de este estudio muestra un rendimiento superior para los paneles fabricados con tecnología de silicio amorfo bajo la variante de temperatura típica y la condición ambiental seca del campus de la EMI.

El laboratorio de Ingeniería Mecánica de la Universidad Politécnica Amazónica (UPA), se encuentra conectada a la red eléctrica centralizada, y presenta altos costos y fallas en la continuidad del servicio, por lo tanto hace interesante analizar opciones en generación, y en específico con la implementación de

sistemas fotovoltaicos cerca a la carga, donde se requiere calidad de suministro, confiabilidad y bajo costo en el servicio eléctrico. El objetivo es diseñar un sistema fotovoltaico autónomo para el suministro de energía eléctrica al laboratorio de Ingeniería Mecánica de la Universidad Politécnica Amazónica; donde pueda lograrse una alta penetración de las Fuentes Renovables de Energía (FRE).

MATERIALES Y MÉTODOS

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico autónomo, se debe conocer las características del emplazamiento, teniendo en cuenta las actividades desarrolladas en el laboratorio de Ingeniería Mecánica, el perfil de cargas eléctricas, consumo de energía eléctrica, y la radiación óptima en el lugar. Se considera como escenario el campus de la Universidad Politécnica Amazónica.

Evaluación y caracterización del recurso solar

Debido a presupuesto y tiempos establecidos en la fase inicial del proyecto, fue imposible realizar un monitoreo directamente en el sitio de interés. En la Figura 1, se muestra las coordenadas del campus universitario. Los parámetros meteorológicos relacionados con el campus UPA se recopilaron del sitio web de recursos de energía renovable de la Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (NASA) (Meteorología de superficie y energía solar). A partir de ahí se encontró el ángulo óptimo para el aprovechamiento máximo de la radiación. Además la NASA reporta data de radiación solar diaria media mensual en una superficie inclinada con punta ecuatorial para distintas inclinaciones.

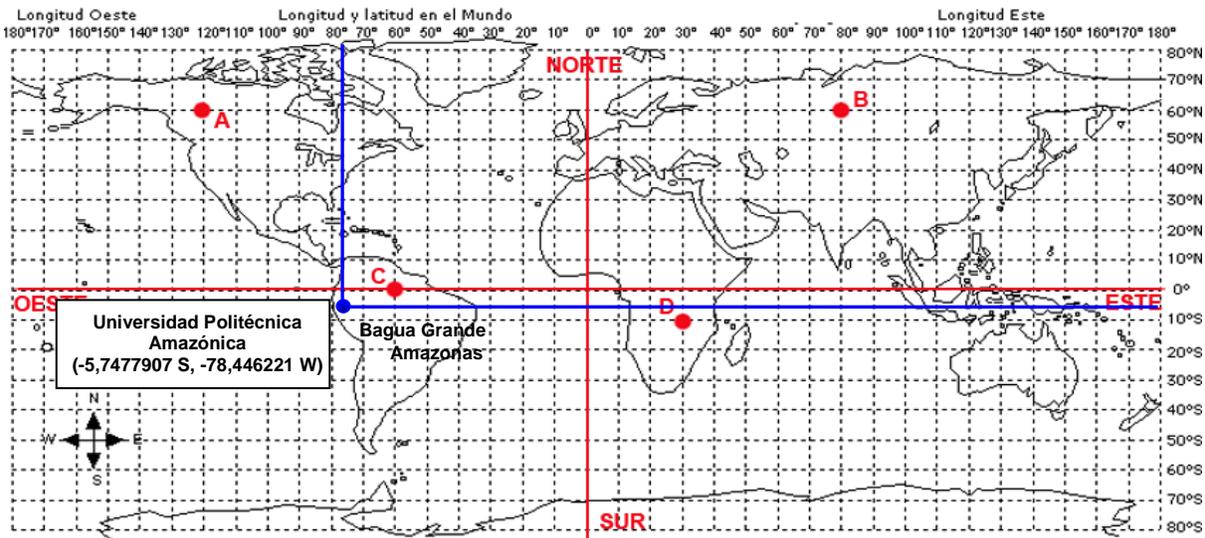


Figura 1. Coordenadas para el campus de la Universidad Politécnica Amazónica

Para la evaluación de la radiación solar es recomendable que los paneles fotovoltaicos tengan al menos un ángulo de inclinación de 15° . Para la evaluación se tomó en cuenta los ángulos de inclinación $G_{dm}(5^\circ)$ y $G_{dm}(20^\circ)$, para favorecer de este modo su auto limpieza y evitar que elementos como hojas y polvo cubran el panel fotovoltaico.

En la Figura 2, se muestra el comportamiento de la radiación solar durante el año, y se puede verificar que la radiación más desfavorable se da en febrero con 3,88 y 3,81 kWh/m²/día, respectivamente para los ángulos óptimos evaluados, y la radiación máxima se da en noviembre con 5,12 kWh/m²/día.

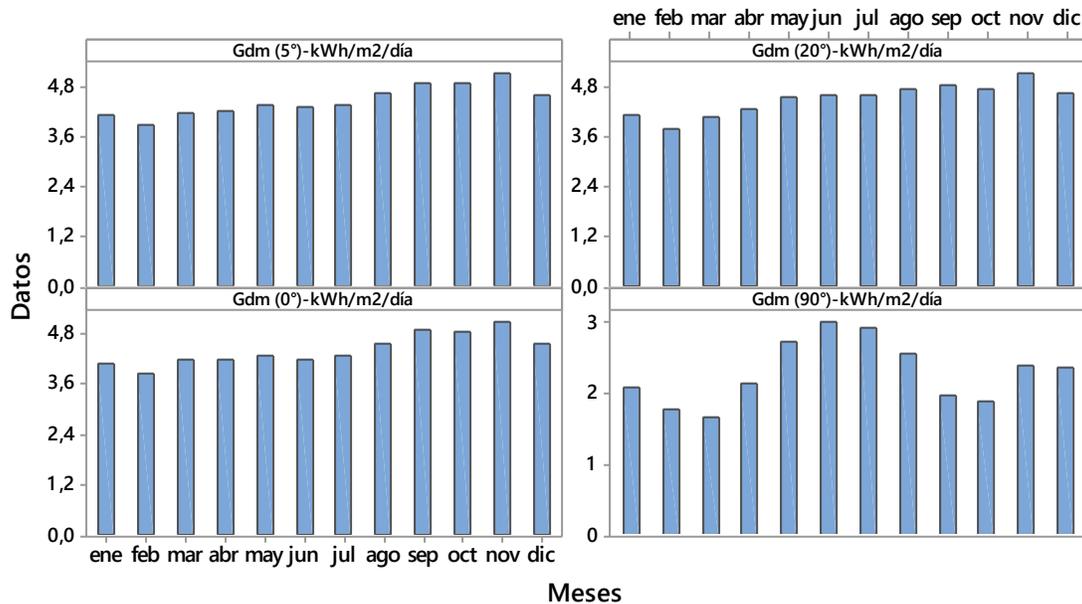


Figura 2. Comportamiento de la radiación solar con distintas inclinaciones (kWh/m²/día)

Para el análisis estadístico de las series de tiempo (radiación solar), se realizó la prueba de distribución de normalidad para un intervalo de confianza (IC) del 95%. En la Figura 3, se puede detectar que el conjunto de datos de las cuatro series de tiempo proceden de una distribución normal. Las series de tiempo $G_{dm}(5^\circ)$ y $G_{dm}(90^\circ)$ presentan una mejor distribución normal, y mucho más la serie $G_{dm}(5^\circ)$, media de 4,473, desviación estándar de 0,3659, estadístico de Anderson-Darling (AD) de 0,241 (mientras mejor se ajuste la distribución a los datos, menor será el AD), y un p-valor de 0,714. Se verifica que el p-valor (0,714) es mucho mayor al nivel de significancia elegido de 0,05 (5 %), entonces se evidencia y se sustenta la hipótesis que los datos que se tiene o la muestra si procede de una distribución de tipo normal. También se puede afirmar que las series de radiación solar para los diferentes ángulos de inclinación, son series de tiempo estacionarias en media, sin tendencia; y estacionarias en varianza, ya que presentan un grado de dispersión similar.

Dado que la radiación solar máxima es de 1 kW/m², el número de horas pico de sol es numéricamente idéntico a la insolación solar diaria promedio. El campus universitario UPA recibe 3,88 kWh/m²/día para un ángulo de inclinación $G_{dm}(5^\circ)$ en el mes más desfavorable que corresponde a febrero. Se puede decir que recibió 3,88 horas de sol por día a 1 kW/m². Las horas pico de sol es útil porque los paneles fotovoltaicos suelen tener una clasificación de entrada de 1 kW/m².

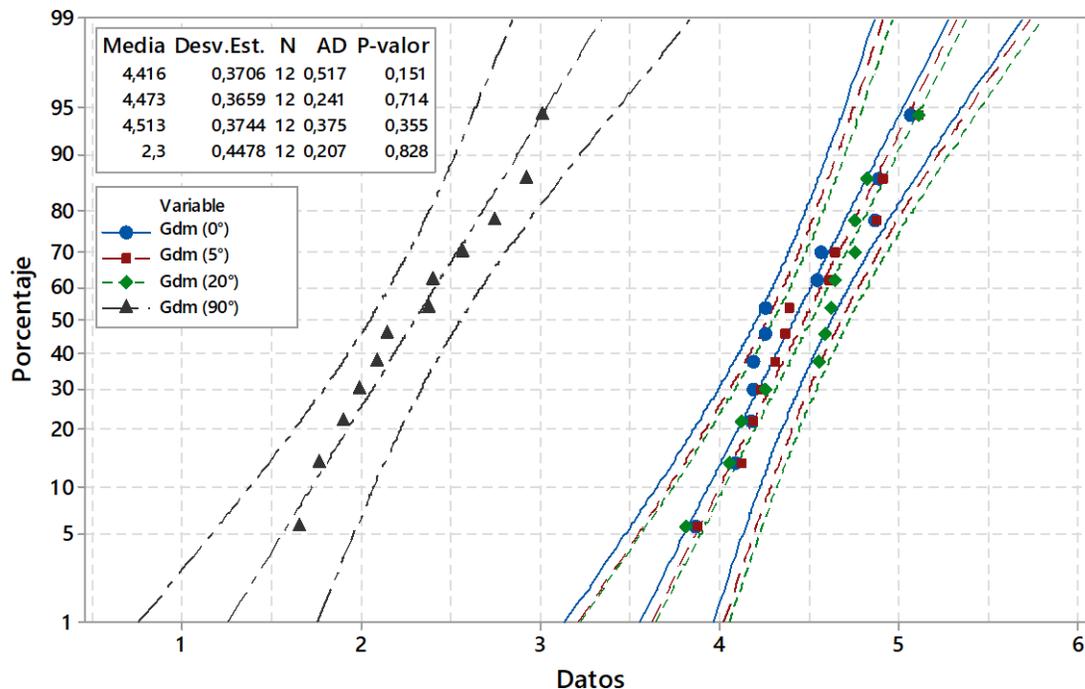


Figura 3. Probabilidad de normalidad al 95% de IC, para las series de radiación solar, kWh/m²/día

Estimación y caracterización de la demanda de energía eléctrica

Es fundamental conocer la demanda de energía eléctrica al que va a hacer sometido el sistema. La energía eléctrica diaria media de cada carga, es el producto de la potencia por el tiempo de uso del equipo (Patiño, Tello, y Hernández, 2012). Los cálculos se realizarón con la Ecuación (1).

$$E_{dm,CA} = \sum_{i=1}^n (P \times t) \tag{1}$$

Donde $E_{dm,CA}$ es demanda de energía eléctrica diaria media en corriente alterna, P es potencia nominal del equipo, y t es el número de horas al día que se encuentra en uso el equipo electrico.

Tabla 1. Cargas eléctricas del sistema fotovoltaico autónomo (SFA) y demanda de energía eléctrica

No	Descripción	Cant.	Potencia (Watts)	Potencia total (Watts)	Horas/día	Días/sem.	Wh/sem.	Voltaje de op.
1.	Módulo de Electroneumática	2	100	200	2	3	1 200	220 VCA
2.	Módulo de Hidráulica	2	125	250	2	3	1 500	220 VCA
3.	Módulo de Mecanismos	2	100	200	2	3	1 200	220 VCA
4.	Módulo Controlador Lógico Programable (PLC)	1	300	300	2	3	1 800	220 VCA
5.	Módulo de Robótica	1	350	350	2	3	2 100	220 VCA
6.	Computadora	2	100	200	4	3	2 400	220 VCA
7.	Proyector Multimedia	1	260	260	2	3	1 560	220 VCA
8.	Ventiladores	4	200	800	2	3	4 800	220 VCA
9.	Iluminación del Laboratorio	16	24	384	4	3	4 608	220 VCA
Total demanda de energía eléctrica/semana							21 168	Wh/sem.
Total demanda de energía eléctrica/día							7 056	Wh/día

En la Tabla 1, se presenta la identificación de cargas de consumo de energía eléctrica que el sistema va asumir, así como las horas que estas emplearan. La demanda de energía eléctrica total estimada para el laboratorio de Ingeniería Mecánica es de 21 168 Wh/semana y de 7 056 Wh/día.

Cálculo de la demanda de energía eléctrica diaria media

Para el cálculo de la demanda de energía eléctrica diaria media, se tomó en cuenta el impacto por uso de inversor, e impacto por eficiencias de conductores y baterías. Si el sistema dispusiera de cargas de corriente directa y cargas de corriente alterna se tiene que calcular tomando en cuenta el rendimiento del inversor en las cargas de alterna, ya que habrá pérdidas de eficiencia (Mesa, Sanabria, y Pérez, 2016). La demanda de energía eléctrica diaria media se determinó con la Ecuación (2).

$$E_{dm} = \frac{E_{dm,CD} + \frac{E_{dm,CA}}{\eta_i}}{\eta_{bat}\eta_{cond}} \quad (2)$$

Donde E_{dm} es demanda de energía eléctrica diaria media, $E_{dm,CD}$ y $E_{dm,CA}$ son las demandas de energía eléctrica diaria media en corriente directa y en corriente alterna, η_i es la eficiencia del inversor, η_{bat} es la eficiencia de la baterías, y η_{cond} es la eficiencia de conductores.

Para el caso de estudio se ha asumido que la eficiencia del inversor es 90 %, eficiencia de las baterías de 90 %, y los conductores una eficiencia de 97 %. Con estas consideraciones, la demanda de energía eléctrica diaria media obtenido es de 8 980,53 Wh/día.

El voltaje nominal del sistema de generación es 48 V, se seleccionó en función de la potencia (Castejon y Santamaría, 2012). La carga corregida de demanda de energía eléctrica para el proyecto resultó 187,09 Ah/día, el cálculo se realizó con la Ecuación (3).

$$Q = \frac{E_{dm}}{V_{n,sgen}} \quad (3)$$

Donde Q son los amperios-hora corregidos de demanda de energía eléctrica, E_{dm} es la demanda de energía eléctrica diaria media, y $V_{n,sgen}$ voltaje nominal del sistema de generación.

Para determinar la inclinación del arreglo, y corriente máxima de operación del proyecto en el mes de radiación solar más crítico se realizó con la Ecuación (4). Los resultados se presentan en la Tabla 2.

$$I_{proyecto} = \frac{Q}{HSD_{crit}} \quad (4)$$

Donde $I_{proyecto}$ es la corriente que deben entregar los paneles fotovoltaicos para cumplir con la capacidad estimada, Q son los amperio-hora corregido de demanda de energía eléctrica, y HSD_{crit} son las horas de sol diario promedio crítica u horas de sol diaria mínima.

Tabla 2. Insolación mes crítico para determinar la inclinación del arreglo fotovoltaico

Inclinación a Latitud 5°					Inclinación a Latitud 20°						
Mes	Carga corregida (Ah/día)	Horas sol pico (HSP)	Corriente del proyecto		Mes	Carga corregida (Ah/día)	Horas sol pico (HSP)	Corriente del proyecto			
E	187,09	/	4,13	=	45,30	E	187,09	/	4,13	=	45,30
F	187,09	/	3,88	=	48,22	F	187,09	/	3,81	=	49,11
M	187,09	/	4,19	=	44,65	M	187,09	/	4,06	=	46,08
A	187,09	/	4,24	=	44,13	A	187,09	/	4,26	=	43,92
M	187,09	/	4,37	=	42,81	M	187,09	/	4,56	=	41,03
J	187,09	/	4,31	=	43,41	J	187,09	/	4,59	=	40,76
J	187,09	/	4,39	=	42,62	J	187,09	/	4,63	=	40,41
A	187,09	/	4,65	=	40,24	A	187,09	/	4,76	=	39,31
S	187,09	/	4,91	=	38,10	S	187,09	/	4,83	=	38,74
O	187,09	/	4,88	=	38,34	O	187,09	/	4,76	=	39,31
N	187,09	/	5,12	=	36,54	N	187,09	/	5,12	=	36,54
D	187,09	/	4,61	=	40,58	D	187,09	/	4,65	=	40,24

Una vez comparadas la radiación media anual (Tabla 2). Se aplicó el criterio del mes más desfavorable durante el año. Aplicando este criterio, se dispone de una radiación mínimo mensual que recibirá el sistema de 3,88 kWh/m²/día para una inclinación de G_{dm} (5°), y de 3,81 kWh/m²/día para G_{dm} (20°). Así mismo se seleccionó la corriente máxima del proyecto durante el año, luego se eligió la corriente mínima entre estas dos, las horas sol pico correspondiente y el ángulo que resulte. Como resultado se tiene 3,88 horas sol pico, corriente del proyecto de 48,22 A, y el ángulo de inclinación del arreglo solar G_{dm} (5°).

Cálculo del subsistema de generación

Para el cálculo del número de paneles fotovoltaicos, se aplicó un factor de reducción o degradación del panel (envejecimiento, polvo, etc). Primeramente se determinó el número de paneles fotovoltaicos en paralelo, y se realizó con la Ecuación (5).

$$N_{p,paralelo} = \frac{I_{proyecto}}{F_R \times I_{p,oper}} \quad (5)$$

Donde $N_{p,paralelo}$ es el número de paneles fotovoltaicos en paralelo, $I_{proyecto}$ es la corriente corregida del proyecto, F_R es el factor de reducción o degradación del panel, y $I_{p,oper}$ es la corriente típica del panel fotovoltaico en el punto de operación.

Se ha seleccionado paneles fotovoltaicos multicristalinos 135 Wp, voltaje nominal 12 V, corriente de operación 7,63 A, voltaje punto de operación 17,7 V, y corriente de corto circuito 8,37 A. A partir de la información obtenida, con un valor crítico de 3,88 horas de sol diarias, y considerando un factor de reducción o degradación del panel (envejecimiento, polvo, etc) de 0,9, se obtuvo 07 paneles fotovoltaicos en paralelo. Para determinar el número de paneles fotovoltaicos en serie se tomó en

cuenta el voltaje nominal del sistema de generación y voltaje del panel fotovoltaico (IDAE, 2009; Mesa et al., 2016; Patiño et al., 2012). El número de paneles fotovoltaicos en serie y el total de paneles fotovoltaicos se determinó con las Ecuaciones (6 y 7). Se obtuvo 04 paneles fotovoltaicos en serie, y un total de 28 paneles fotovoltaicos para el subsistema de generación.

$$N_{p,serie} = \frac{V_{n,sgen}}{V_{n,p}} \quad (6)$$

$$N_p = N_{p,paralelo} \times N_{p,serie} \quad (7)$$

Donde $N_{p,serie}$ es el número de paneles fotovoltaicos en serie, $V_{n,sgen}$ es el voltaje nominal del subsistema de generación, $V_{n,p}$ es el voltaje nominal del panel fotovoltaico, N_p es el número total de paneles fotovoltaicos, $N_{p,paralelo}$ es el número de paneles fotovoltaicos en paralelo.

De este modo la potencia nominal del generador se determinó con la Ecuación (8), para el caso de estudio la potencia nominal de generación resultó 3 780 W.

$$P_{n,gen} = N_{p,serie} \times N_{p,paralelo} \times P_{máx,p} \quad (8)$$

Cálculo del subsistema de almacenamiento

Una vez conocido la demanda de energía eléctrica diaria media es posible calcular la capacidad que requerirá el banco de baterías a diseñar. Uno de los criterios más utilizados es el de Amperios-hora (Ah), ya que es necesario que la batería entregue el voltaje en corriente directa para los inversores.

Para la capacidad nominal del banco de baterías, se estableció los Q corregidos de demanda de energía eléctrica (187,09 Ah/día), autonomía del banco de baterías (02 días), factor de profundidad de descarga máxima (80 %), y un factor de corrección por temperatura (0,9). La capacidad nominal de las baterías en función de la descarga máxima resultó 519,71 Ah/día, para el cálculo se utilizó la Ecuación (9).

$$C_{B,baterías} = \frac{Q \times N_{d,aut}}{(FP_{DB\ máx,d}) \times F_{CT}} \quad (9)$$

Donde $C_{B,baterías}$ capacidad nominal del banco de baterías, Q son los amperios-hora corregidos de demanda de energía eléctrica, $N_{d,aut}$ número de días de autonomía del banco de baterías, $FP_{DB\ máx,d}$ factor de profundidad de descarga máxima diaria, y F_{CT} es el factor de corrección por temperatura.

Se eligieron baterías de plomo ácido, debido a que son de larga duración y de bajo mantenimiento. La capacidad nominal de la batería seleccionada es de 85 Ah, voltaje nominal 12 V CD y de descarga profunda. Resultó que para 02 días de autonomía, se utilizará 06 baterías en paralelo y 04 en serie, dando un total 24 baterías. Conforme aumentan los días de autonomía, la cantidad de baterías del subsistema de almacenamiento aumenta considerablemente (IDAE, 2009; Mesa et al., 2016; Patiño et al., 2012). Para los cálculos se utilizaron las Ecuaciones (10, 11 y 12).

$$N_{b,paralelo} = \frac{C_{B,baterías}}{C_{n,batería}} \quad (10)$$

$$N_{b,serie} = \frac{V_{n,sgen}}{V_{n,batería}} \quad (11)$$

$$N_{b,totales} = N_{b,paralelo} \times N_{b,serie} \quad (12)$$

Determinación del voltaje de operación para carga de baterías

Para el cálculo del voltaje neto al banco de baterías, primero con la Ecuación (13) se determinó la tensión del conjunto de paneles fotovoltaicos. Luego a la tensión del conjunto de paneles fotovoltaicos se resta el efecto por temperatura (Chakraborty et al., 2015). El voltaje de salida del panel fotovoltaico varía con los parámetros atmosféricos, como temperatura y la irradiación (Kumari, Sai, y Babu, 2012). Considerando el efecto por temperatura a 55 °C, y efecto por caída de tensión en conductores (3 %), resultó que la tensión del conjunto de paneles fotovoltaicos es de 70,8 V. Con la Ecuación (14) se obtuvo un voltaje neto al banco de baterías de 66,52 V, por lo que cumple. De no cumplir se tiene que seleccionar otro panel fotovoltaico.

$$V_{conjunto} = V_{oper,panel} \times N_{p,serie} \quad (13)$$

$$V_{neto,Bbaterías} = V_{conjunto} - e_{t,55^{\circ}C} - e_{\Delta V,cond} \quad (14)$$

Donde $V_{conjunto}$ tensión del conjunto de paneles fotovoltaicos, $V_{oper,panel}$ voltaje punto de operación panel fotovoltaico, $N_{p,serie}$ paneles fotovoltaicos en serie, $V_{neto,Bbaterías}$ voltaje neto al banco de baterías, $e_{t,55^{\circ}C}$ efecto por temperatura a 55 °C, y $e_{\Delta V,cond}$ efecto por caída de tensión en conductores.

Cálculo del subsistema de regulación

Para el cálculo del regulador de carga se consideró la corriente máxima que entrega el generador fotovoltaico, de forma que se escoja un regulador de carga capaz de asumir esa corriente para asegurar que la pérdida de eficiencia que el regulador sufre con el tiempo no afecte el sistema, puede aplicarse un factor de seguridad por ampacidad y temperatura (Mesa et al., 2016). Se ha seleccionado un regulador MPPT 150/85, 48 V y 4 850 W. Con la Ecuación (15) se puede verificar que la corriente del regulador seleccionado (85 A), es mucho mayor a la corriente máxima del generador 73,24 A.

$$\begin{aligned} I_{regulador} &> I_{entrada} \\ I_{regulador} &> F_{SC} \times I_{max,G} \\ I_{regulador} &> 1,25 \times I_{SC,panel} \times N_{p,paralelo} \end{aligned} \quad (15)$$

Donde $I_{regulador}$ es la corriente del regulador de carga, F_{SC} es un factor de seguridad por ampacidad y temperatura (cortocircuito), $I_{SC,panel}$ es la corriente de corto circuito del panel fotovoltaico, y $N_{p,paralelo}$ es el número de paneles fotovoltaicos en paralelo.

Para el dimensionado de los reguladores se debe tener en cuenta un margen de seguridad tal que entre la potencia máxima producida por el campo fotovoltaico y la potencia máxima del regulador haya un margen aproximado de 10 %. Para el proyecto se consideró un margen de seguridad del 10 %, se determinó que el número de reguladores de carga es 0,69 que corresponde a seleccionar 01 regulador de carga, para los cálculos se utilizó la Ecuación (16).

$$N_{reguladores} = \frac{N_{p,paralelo} \times I_p + (N_{p,paralelo} \times I_p \times F_{ms})}{I_{regulador}} \quad (16)$$

Donde $N_{reguladores}$ es el número de reguladores, I_p es la corriente máxima del panel fotovoltaico, $N_{p,paralelo}$ es el número de paneles fotovoltaicos en paralelo, $I_{regulador}$ es la corriente máxima del regulador, y F_{ms} es un factor de margen de seguridad.

Cálculo del subsistema de acondicionamiento de potencia

En inversores autónomos los parámetros utilizados para el dimensionamiento son la tensión nominal de entrada, y la potencia nominal. Para la potencia nominal del inversor se aplica el criterio de que la suma de todas las potencias de los receptores puedan funcionar de forma simultanea no sobre o pase dicha potencia nominal (Aranda y Ortego, 2011; Mendez y Cuervo, 2012). La tensión de entrada en el inversor de una instalación fotovoltaica no siempre será constante, el inversor debe ser capaz de convertir distintas tensiones continuas dentro de un determinado rango.

Para dimensionar el inversor se tiene en cuenta la potencia que demanda la carga en corriente alterna (CA), de forma que se seleccione un inversor cuya potencia nominal sea algo superior a la máxima demanda eléctrica de la carga. Se debe evitar el sobredimensionamiento del inversor para tratar de hacerlo trabajar en la zona donde presenta mejores eficiencias. Es muy poco probable que todas las cargas eléctricas funcionen al mismo tiempo, asumiendo el caso crítico, es recomendable considerar un factor de simultaneidad 100 %. La potencia del inversor se determinó con la Ecuación (17).

$$P_{inv} = P_{CA} \times F_s \quad (17)$$

Donde P_{inv} es la potencia del inversor, P_{CA} es la potencia de las cargas en corriente alterna, y F_s es el factor de simultaneidad.

Si existiera algún receptor que necesita de una corriente eléctrica de arranque se debe comprobar que la potencia máxima durante el tiempo necesario para el arranque es admisible en el inversor. El tamaño del inversor debería ser entre 25-30 % mayor que la potencia total de los equipos (Chakraborty et al., 2015). Normalmente cuando se tiene receptores domésticos, los tiempos de arranque son muy reducidos, inferiores a 0,5 segundos.

Para el proyecto, la potencia máxima es 2 944 W, y considerando un factor de simultaneidad de 100 %, se ha tenido que seleccionar un inversor capaz de soportar ese pico. El inversor monofásico Phoenix Victron Energy (48/5 000) de 48 V CD/230 V CA, 5 000 VA, 4 000 W, 60 HZ, y una eficacia de 95 %, sería el más adecuado para el sistema, ya que puede trabajar con potencias de 4 000 W. El inversor Phoenix Victron Energy (48/3 000), no sería capaz de soportar el pico de potencia, ya que trabaja con potencias de 2 400 W. Los cálculos se realizarán con la Ecuación (18), para el proyecto corresponde seleccionar 01 inversor.

$$N_{inv} = \frac{P_{CA}}{P_{inv}} \quad (18)$$

Topología del sistema fotovoltaico diseñado

En la Figura 4, se muestra la topología del sistema fotovoltaico autónomo para el suministro de energía eléctrica al laboratorio de Ingeniería Mecánica de la UPA, considerando una autonomía de 02 días.

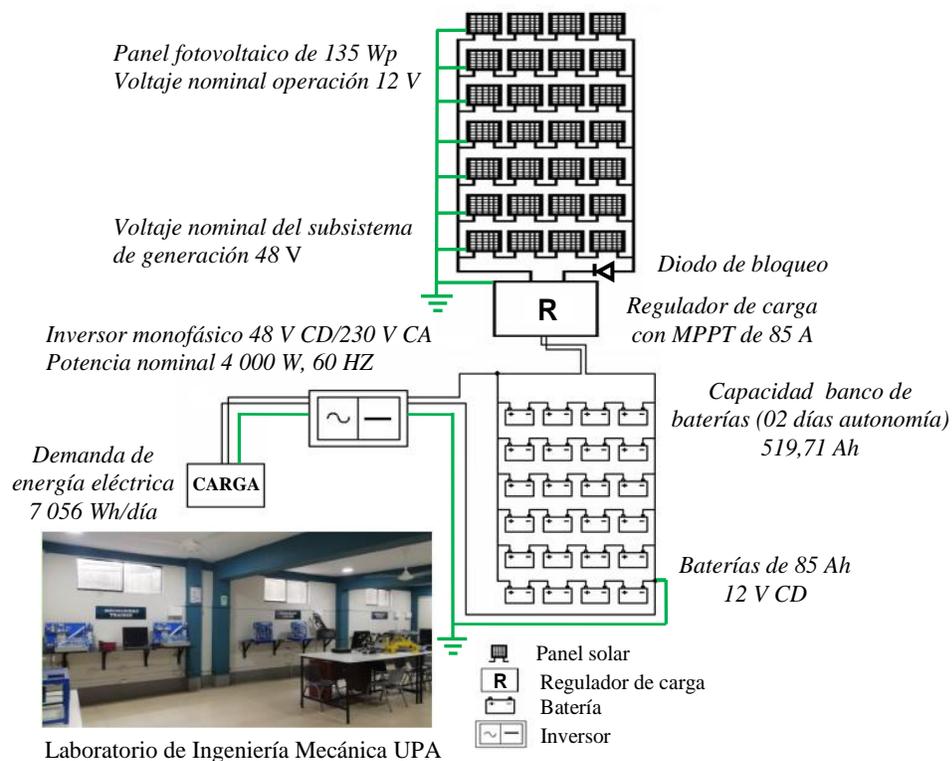


Figura 4. Topología del sistema fotovoltaico autónomo (SFVA) diseñado

RESULTADOS

La Tabla 3, muestra los resultados del diseño propuesto para el subsistema de generación fotovoltaico. Así como la demanda de energía eléctrica diaria media, voltaje nominal del subsistema de generación, y número de paneles fotovoltaicos en serie y en paralelo.

Tabla 3. Resultados de diseño para el subsistema de generación

Especificaciones técnicas de diseño	Demanda energía eléctrica diaria media (Wh/día)	Voltaje nominal del SFVA (V)	Número de paneles fotovoltaicos		
			Serie	Paralelo	Total
Panel FV multicristalino Kyocera (KD135SX-UPU) de 135 Wp, voltaje nominal de operación 12 V, corriente de operación 7,63 A, voltaje punto de operación 17,17 V, y corriente corto circuito 8,37 A	7 056,00	48	04	07	28

La Tabla 4, muestra los resultados para el subsistema de almacenamiento, los resultados del diseño planteado considera un voltaje nominal del banco de baterías de 48 V. Las baterías seleccionadas son de 85 Ah, 12 V CD, analizado para una autonomía de 02 y 03 días. De acuerdo a condiciones climatológicas en el campus universitario es factible solo tomar 02 días de autonomía.

Tabla 4. Resultados del diseño para el subsistema de almacenamiento

Especificaciones técnicas de diseño	Baterías							
	02 días autonomía				03 días autonomía			
	Capacidad banco de baterías (Ah)	Serie	Paralelo	Total	Capacidad banco de baterías (Ah)	Serie	Paralelo	Total
Batería Trojan 24TMX, 85 Ah, 12 V CD, de electrolítico líquido plomo ácido, estacionaria, y de descarga profunda	519,71	04	06	24	779,56	04	09	36

La Tabla 5, muestran los resultados del diseño para el subsistema de regulación y de potencia, el diseño planteado considera 01 regulador de 85 A, y 48 V CD; y 01 inversor monofásico de 48 V CD/230 V CA, potencia aparente 5 000 VA, potencia 4 000 W, y 60 HZ. Además con los posibles incrementos en el consumo de energía eléctrica, puede optarse por la adición de más paneles fotovoltaicos y reguladores que se conectan en paralelo a los ya existentes.

Tabla 5. Resultados del diseño para los subsistemas de regulación y de potencia

Especificaciones técnicas de diseño	Reguladores		Cantidad de inversores
	Corriente de salida calculado (A)	Cantidad de reguladores	
Regulador de carga Victron Energy (MPPT 150/85) de 85 A, 48 V y 4 850 W. Inversor Phoenix Victron Energy (48/5 000) monofásico de 48 V CD/230 V CA, 5 000 VA, 4 000 W, 60 HZ, eficiencia de 95 %.	73,24	01	01

DISCUSIÓN

En la actualidad la mayor parte de paneles fotovoltaicos están fabricados con células de silicio (*Si*). Según sea su estructura, este material semiconductor puede ser monocristalino (*Si-m*), multicristalino (*Si-mc*), microcristalino y amorfo (*Si-a*). Los paneles fabricados con tecnología de silicio amorfo bajo la variante de temperatura típica y la condición ambiental seca presentan un rendimiento superior que otras tecnologías (Chakraborty et al., 2015). Para que un panel resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo (IDAE, 2009). La tecnología monocristalina tiene mayor eficiencia de conversión de energía que el multicristalino (cerca del 18%), las mejoras actuales y la avanzada tecnología en la fabricación han permitido que esta última tecnología llegue a eficiencias cercanas a la monocristalina, convirtiéndola en la más económica y comercial en el país. El diseño propuesto utiliza paneles solares multicristalinos Kyocera (KD135SX-UPU) de 135 Wp, voltaje nominal 12 V y eficiencia de conversión de la celda solar más del 16%.

En aplicaciones fotovoltaicas se emplean baterías de descarga profunda, las descargas adecuadas están entre 50 y 70%, pudiendo llegar hasta el 80%, si la descarga de la batería es muy superficial se requiere de mayor número de acumuladores y esto encarecería el costo de almacenamiento (Aranda y Ortego, 2011; Mendez y Cuervo, 2012). Para el diseño se utiliza baterías Trojan 24TMX, 85 Ah, 12 V, de electrolítico líquido de plomo ácido abierto, estacionaria, y de descarga o ciclo profundo.

Algunos reguladores están equipados con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia, paso por paso, del generador fotovoltaico. Este dispositivo seguimiento del Punto de Máxima Potencia (*Maximum Power Point Tracker*, MPPT), obliga al generador fotovoltaico a trabajar en dicho punto (Mendez y Cuervo, 2012). Los parámetros eléctricos que definen la elección del regulador son el nivel de tensión, que coincidirá con el nivel de tensión del sistema; y la corriente máxima que deberá manejar (Aranda y Ortego, 2011). Para el diseño se utiliza un controlador de carga Victron Energy (MPPT 150/85) de 85 A, 48 V y 4 850 W, utilizado especialmente con cielos nublados, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejoraría la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de modulación por ancho de pulsos (*Pulse Width Modulation*, PWM).

Los inversores de onda senoidal son los que reproducen una forma de onda prácticamente idéntica a la de la red eléctrica y, por consiguiente, permiten alimentar cualquier tipo de carga, y son los más costosos. El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2% de la potencia nominal de salida, para inversores de onda senoidal con potencias mayores a 500 VA, el rendimiento a potencia nominal debe ser mayor a 85% (IDAE, 2009). Para el diseño propuesto se utiliza 01 inversor

Phoenix Victron Energy (48/5 000) monofásico de 48 V CD/230 V CA, 5 000 VA, 4 000 W, y 60 HZ, con una eficiencia de 95 %.

El consumo de energía en el campus de la Universidad Politécnica Amazónica se puede comparar con otros campus universitarios. Según Ohashi, Takumi, y Shimoda (2014) informaron que la Universidad de Osaka en Japón tiene un consumo máximo de 1 MWh/m²/año. La Universidad de Curtin en Malasia informó un consumo de 1,3 MWh/m²/año para edificios universitarios con oficinas y computadores (Tang, 2012). Así mismo un estudio realizado en Espoo Finlandia sobre el consumo de energía en comparación con las horas de ocupación de las escuelas primarias demostró una correlación entre un mayor número de horas de trabajo y un mayor consumo de energía (Sekki, Airaksinen, y Saari, 2015). La necesidad de energía eléctrica del Laboratorio de Ingeniería Mecánica de la Universidad Politécnica Amazónica es satisfecha por este sistema fotovoltaico autónomo, ya que la capacidad operativa coincide con la capacidad teórica, lo que indica que suple la demanda de energía eléctrica requerida para el eficiente funcionamiento del laboratorio de Ingeniería Mecánica. Si el sistema recibe un adecuado mantenimiento y es manejado con criterio de racionalización, se tendría la garantía que dicho sistema es sostenible.

CONCLUSIONES

De acuerdo con los datos encontrados y recurso solar evaluado para la zona de interés, el nivel de radiación solar promedio mensual varía desde un mínimo de 3,88 kWh/m²/día en el mes de febrero, hasta un máximo de 5,12 kWh/m²/día en noviembre para un ángulo óptimo de inclinación de G_{dm} (5°). Aplicando el criterio de seleccionar la radiación en el mes más desfavorable, se dispone del dato de radiación mínimo mensual que recibirá el sistema, el cual se determinó 3,88 kWh/m²/día.

Se estimó que la carga o demanda eléctrica total conectada al laboratorio de Ingeniería Mecánica es de 2 944 W, y la demanda de energía eléctrica teórica es de 21 168 kWh/semana y 7 056 Wh/día. El rendimiento global de la instalación fotovoltaica se estimó en 78,57 %, y los componentes del sistema se dimensionaron para suministrar y cubrir la demanda de energía eléctrica real de 8 980,53 Wh/día ó 187,09 Ah/día, para una tensión nominal del sistema fotovoltaico de 48 V.

Para la implementación se estimó que se necesitan 28 paneles fotovoltaicos de 135 Wp para conectarse 04 en serie y 07 en paralelo; 01 regulador de carga de 85 A, 48 V CD, y 4 850 W; 01 inversor monofásico de 48 V CD/230 V CA, 4 000 W, y 60 HZ; 24 baterías de 85 Ah de 12V CD para ser conectadas 04 en serie y 06 en paralelo (02 días de autonomía). De acuerdo a la topología del sistema fotovoltaico autónomo diseñado se consideró un diodo de bloqueo, para impedir el flujo inverso de corriente eléctrica hacia el circuito de la fuente fotovoltaica en horas de la noche.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aranda, A., y Ortego, A. (2011). *Energías renovables. Integración de energías renovables en edificios*. (Prensas Universitarias Zaragoza, Ed.) (1 ed.). Zaragoza, España.
- Castejon, A., y Santamaría, G. (2012). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. (Editex S.A., Ed.) (1 ed.). Madrid, España.
- Chakraborty, S., Sadhu, P. K., y Pal, N. (2015). Technical mapping of solar PV for ISM-an approach toward green campus. *Energy Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1002/ese3.65>
- Hacatoglu, K., Dincer, I., y Rosen, M. A. (2014). A new model to assess the environmental impact and sustainability of energy systems. *Journal of Cleaner Production*. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.06.050>
- IDAE. (2009). *Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica Pliego. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red*. España. Recuperado a partir de www.idae.es
- Kumari, J. S., Sai, C., y Babu, A. K. (2012). Design and Analysis of P y O and IP y O MPPT Techniques for Photovoltaic System, 2(4), 2174-2180.
- Mendez, J., y Cuervo, R. (2012). *Energía solar fotovoltaica*. (FC, Ed.) (7 ed.). Madrid, España.
- Mesa, L. A., Sanabria, C. A., y Pérez, W. J. (2016). Diseño de un sistema solar fotovoltaico autónomo para una institución educativa rural en el municipio de Páez-Boyacá, 10.
- Mewes, D., Monsalve, P., Gustafsson, I., Hasan, B., Palén, J., Nakakido, R., ... Österlund, B. (2017). Evaluation Methods for Photovoltaic Installations on Existing Buildings at the KTH Campus in Stockholm, Sweden. *Energy Procedia*, 115, 409-422. <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2017.05.038>
- Ohashi, Takumi, Shimoda, Y. (2014). Energy Saving Strategy of Large-Scale University Facilities. *ASHRAE Conference Papers*. Recuperado a partir de <https://www.thefreelibrary.com/Energy Saving Strategy of Large-Scale University Facilities.-a0515383527>
- Patiño, J., Tello, J., y Hernández, J. (2012). Diseño e implementación de un sistema fotovoltaico híbrido y desarrollo de su regulador de carga aplicando instrumentación virtual. *Revista Elementos*, 2, 1-17. <https://doi.org/10.15765/e.v2i2.170>
- Sekki, T., Airaksinen, M., y Saari, A. (2015). Impact of building usage and occupancy on energy consumption in Finnish daycare and school buildings. *Energy and Buildings*, 105, 247-257. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.07.036>
- Tang, F. E. (2012). An Energy Consumption Study for a Malaysian. *International Journal of Environmental, Chemical, Ecological, Geological and Geophysical Engineering*, 6(8), 534-540.