

Trabajo de Diploma

Para Optar por el Título de

Ingeniero Eléctrico

**Dimensionado de un sistema fotovoltaico
autónomo para el Nodo Central de la Red del
ISMMM**

Sulien Menendez Román

Tutores: Ing. Liomnis Osorio Laurencio

Dr. C. Reineris Montero Laurencio

Moa, 2016

“Año 58 de la Revolución”



Declaración de autoridad

En decisión conjunta, la autora Sulien Menendez Román y los tutores Ing. Liomnis Osorio Laurencio y Dr. C. Reineris Montero Laurencio, certificamos nuestra propiedad intelectual sobre este Trabajo de Diploma con título: “Dimensionado de un sistema fotovoltaico autónomo para el Nodo Central de la red del ISMMM”. Somos los únicos autores de este Trabajo de Diploma, y autorizamos al Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, a hacer uso del mismo para fines docentes y educativos.

Sulien Menendez Román

Ing. Liomnis Osorio Laurencio

Dr. C. Reineris Montero Laurencio

Agradecimientos

A mis padres Enoilsa Román González y Ramón Menendez Cintra.

A mis tutores Liomnis Osorio Laurencio y Reineris Montero Laurencio, por su dedicación, paciencia y esfuerzo para realizar esta investigación.

A mi hermana Suyen Menendez Román.

A mi tía Yamila y mi primo Javi por ayudarme, aunque nos separe una gran distancia.

A Yanetsi Laurencio Martínez.

A los profesores de la carrera por haberme entregado el conocimiento vasto para llegar a ser una buena profesional.

A mis compañeros de aula, que compartieron conmigo este difícil camino y a todos aquellos que de una forma u otra hicieron posible que hoy esté aquí terminando este sueño que tantas noches de desvelo me ha costado.

.

Resumen

Los servicios informáticos brindados por el Nodo Central son de vital importancia en los procesos sustantivos de la vida universitaria diaria del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa (ISMMM). Sin embargo, hay ocasiones en los que estos servicios se ven interrumpidos por la falta del fluido eléctrico.

Por esta razón, existen servicios tan importantes como la permanencia online de la Revista Minería & Geología que se ven muy seriamente afectados. En este trabajo se propone una solución para satisfacer esta problemática. Se realiza el dimensionado de un sistema fotovoltaico autónomo para suministrar energía eléctrica al Nodo Central de la Red del ISMMM. El objetivo fundamental es proporcionar una fuente alternativa de energía eléctrica que pueda mantener los servicios activos durante 1 día.

Para lograr dicho objetivo, se midió y caracterizó el consumo de energía eléctrica del Nodo. Una vez conocido el consumo diario, se utilizó el software PVsyst para dimensionar el sistema fotovoltaico y realizar una serie de simulaciones necesarias para garantizar la calidad y buen funcionamiento del mismo. Los resultados obtenidos demostraron que se necesitan 63 paneles de 185 Wp y 84 baterías para lograr una autonomía deseada.

La energía total entregada por el sistema fotovoltaico autónomo es de 14517 kWh/año, suficiente para satisfacer la potencia instalada del Nodo Central del ISMMM.

Abstract

Computer services provided by the Central Node are of vital importance in the substantive processes of everyday university life of the Metallurgical Mining Institute of Moa (ISMMM). However, there are occasions in which these services are interrupted by the lack of electricity.

For this reason, there are important services such as online permanence Magazine Mining & Geology that are very seriously affected. This paper presents a solution to meet this problem is proposed. the sizing of an autonomous photovoltaic system is made to supply electric to Central Node Network ISMMM energy. The main objective is to provide an alternative source of power that can keep active services for 1 day.

To achieve this objective, measured and characterized the power consumption of the node. Once known daily consumption, the PVSYST software was used to size the PV system and perform a series of simulations necessary to ensure the quality and good operation. The results showed that 63 panels of 185 Wp and 84 batteries are needed to achieve a desired autonomy.

The total energy delivered by the autonomous photovoltaic system is 14517 kWh / year, enough to meet the installed capacity of Central Node ISMMM.

Índice

Introducción	1
CAPITULO I. MARCO TEÓRICO - CONTEXTUAL.....	6
1.1 Introducción	6
1.2 Potencial de las energías renovables en Cuba	6
1.3 Breve caracterización de las variables meteorológicas de Moa	9
1.4 La energía solar fotovoltaica	10
1.5 Rendimiento actual de las tecnologías fotovoltaicas	12
1.6 Clasificación de los sistemas fotovoltaicos.....	13
1.7 Componentes de los sistemas fotovoltaicos autónomos	16
1.7.1 Paneles fotovoltaicos	18
1.7.2 Regulador	19
1.7.3 Inversor.....	21
1.7.4 Banco de baterías.....	22
1.8 Usos frecuentes de la energía fotovoltaica en Cuba	24
CAPÍTULO II. DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO	26
2.1 Introducción	26
2.2 Método de dimensionado con PVsyst	26
2.3 Descripción del lugar de emplazamiento.....	27
2.4 Datos de radiación	29
2.5 Estudio de cargas del Nodo Central.....	31
2.6 Comportamiento energético del Nodo Central	33
2.7 Sistema fotovoltaico autónomo propuesto	37
2.8 Dimensionado de los paneles fotovoltaicos	38
2.9 Dimensionado de las baterías.....	40
2.10 Dimensionado del regulador/inversor	41
2.11 Dimensionado del cableado.....	42
2.12 Configuración de pérdidas asociadas al sistema.	43
CAPÍTULO III. ANÁLISIS, VALORACIÓN ECONÓMICA Y MEDIOAMBIENTAL	45
3.1 Introducción	45
3.2 Consideraciones para las simulaciones	45
3.3 Energía incidente de referencia en el plano receptor	46
3.4 Generación de energía eléctrica anual.....	46

3.5 Pérdidas asociadas al sistema.....	50
3.6 Seguridad y protecciones.....	52
3.7 Valoración Técnico-Económica.....	53
3.8 Tiempo de recuperación de la inversión.....	55
3.9 Cálculo del ahorro de combustible	55
3.10 Efecto medioambiental	57
CONCLUSIONES	59
RECOMENDACIONES.....	60
BIBLIOGRAFÍA.....	61

Introducción

La producción, la transformación y el consumo de energía eléctrica son esenciales en la sociedad en la que vivimos actualmente, tanto para su crecimiento como para su bienestar. Las principales fuentes de energía, como la fósil o la nuclear, son fuentes de energía finitas y puede llegar el momento en que no puedan suplir la demanda necesaria. Por este motivo han empezado a desarrollarse las llamadas energías renovables, que obtienen la energía de fuentes inagotables como pueden ser la radiación solar o el viento.

Otro de los motivos por el que se ha producido el crecimiento de las energías renovables es la escasa contaminación que producen. El uso de petróleo o la combustión de carbón como fuentes fósiles producen gases nocivos para la capa de ozono que llegan a deteriorarla, además de elevar el grado de contaminación de la zona, perjudicial también para los seres vivos como en el caso de la lluvia ácida [1].

Las energías renovables han crecido de manera exponencial los últimos años, abaratando mucho los costes, especialmente en la energía eólica y en la energía fotovoltaica, lo que también ha causado una fuerte demanda, y así sucesivamente. Actualmente se prefiere instalar una pequeña placa solar fotovoltaica con baterías en una casa rural que utilizar un generador diésel, ya que incluso el mantenimiento de la primera es menor y llega a ser más rentable.

La energía solar fotovoltaica genera electricidad de una manera limpia sin gran incidencia negativa en el medio ambiente, la facilidad de instalación hace que esta forma de generación eléctrica sea la más utilizada para lugares alejados de la red eléctrica [2].

Muchos centros educacionales en todo el mundo emplean las energías renovables como una alternativa para energizar algunas de sus áreas docentes y administrativas, contribuyendo en gran medida al ahorro de energía eléctrica [3-6].

El Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa (ISMMM) fue creado con la Ley 1307 emitida por el Consejo de Ministros de la República de Cuba el 29 de julio de 1976 y comenzó su actividad académica el 1ro de noviembre de 1976. Abarca un área de 55 662 m², ubicado en la ciudad de Moa, municipio nororiental de la provincia de Holguín.

El ISMMM es centro rector nacional en la enseñanza de la Geología, Minería y Metalurgia, dispone de una amplia base de laboratorios, Residencia Estudiantil y de Postgrado, centro de Computación y de Información científico- técnica, Museo de Geología, áreas deportivas y culturales. Tiene la misión de la formación integral de profesionales competitivos y comprometidos con la patria.

Una de las áreas de mayor actividad diaria es el Nodo Central del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa. Esta área se caracteriza por ofrecer varios servicios telemáticos de manera ininterrumpida, requiriendo para ello, la continuidad del servicio eléctrico [7]. Estos servicios son:

1. Navegación por Internet.
2. Correo nacional e internacional.
3. Conexión con medios de prensa como Periódico Granma, Periódico Juventud Rebelde, AHORA.
4. Conexión hacia otras universidades del país.
5. Conexión con redes sociales como Facebook, Yahoo, Twitter y otros.
6. Conexión con centros de información: biblioteca del ISMMM, Ecured, Wikipedia entre otros.
7. Servicio de sitios de descarga de información, herramientas, materiales bibliográficos y de interés para la comunidad universitaria para su desarrollo intelectual.
8. Servicios de red vía Wi-Fi.
9. Revista Minería & Geología.

Estos servicios son de vital importancia en los procesos sustantivos del ISMMM, sin embargo, en ocasiones se ve afectado por diversas razones: fallas en el

sistema eléctrico, apagones, caída de algunas fases o simplemente la decisión administrativa de quitar el fluido eléctrico con el fin de reducir los gastos de energía. Producto a esta situación, se han reportado roturas de equipos de cómputo que garantizan la operatividad y continuidad de los servicios del Nodo Central.

En este sentido, es significativo resaltar que el último servicio mencionado anteriormente es de vital importancia en la actividad científica del ISMMM, ya que el uso de la Revista Minería & Geología se mide mensualmente según el número de veces que es visitada o consultada online. Cuando el acceso a la revista es persistentemente bajo o su tendencia es a la disminución en comparación con otras revistas de la misma disciplina, su permanencia en el segundo nivel es analizada por las bases de datos donde se encuentra indexada. Los comités de las bases de datos internacionales podrían sugerir la realización de una investigación para determinar las razones y las posibles soluciones de ese bajo nivel de uso, o recomendar la exclusión de esa revista de sus bases de datos.

Cruz (2014) propone el diseño de un Generador Solar Fotovoltaico que permita contar con un sistema de respaldo energético para alimentar el Nodo Central de la red, que impida la interrupción de los servicios. Para ello, realizó los cálculos básicos necesarios para garantizar el buen funcionamiento del sistema diseñado y propone además, variantes económicas, eficientes o una combinación de ambas. También se propone un circuito de conmutación a base de un micro controlador que permite la conexión automática de las baterías de respaldo en ausencia de la corriente eléctrica proveniente de la red [7].

Aunque este trabajo ofrece una solución teórica a la problemática reflejada en aquel entonces, se debe señalar que los cálculos del dimensionado se realizaron de forma manual y sin tener en cuenta las diversas pérdidas asociadas al sistema fotovoltaico como son: pérdidas por sombras, por cableado, por la modificación del ángulo de inclinación, por su suciedad y polvo, por el efecto de la irradiancia y la temperatura.

Además, en el último curso se adquirió la tecnología necesaria para brindar todos los servicios mencionados anteriormente, de forma inalámbrica mediante routers Wi-Fi. Esta nueva adquisición impone la necesidad de volver a dimensionar un sistema fotovoltaico capaz de garantizar la ininterrupción de los servicios del nodo.

Problema

Necesidad de una propuesta de sistema eléctrico alternativo para el Nodo Central de la Red, que permita la permanencia online de los servicios informáticos prestados.

Objeto de estudio

Sistema eléctrico del Nodo Central del ISMMM.

Campo de acción

Sistema fotovoltaico autónomo.

Objetivo

Dimensionar un sistema fotovoltaico autónomo como fuente de respaldo al suministro eléctrico del Nodo Central de la Red del ISMMM.

Hipótesis

Si se dimensiona un sistema eléctrico alternativo basado en energía fotovoltaica, que sirva como fuente de respaldo al suministro eléctrico del Nodo Central de la Red del ISMMM, se podría disponer de un equipamiento informático operativo, que brinde los servicios prioritarios de forma permanente.

Objetivos específicos

1. Medir y caracterizar el consumo eléctrico del Nodo Central del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa.
2. Dimensionar con el software PVsyst el sistema fotovoltaico propuesto.
3. Evaluación económica, social y medioambiental.

Principales métodos de investigación utilizados

Métodos teóricos:

- Histórico-Lógico: En la caracterización de los sistemas de alimentación de energía eléctrica en la Universidad de Oriente y las áreas priorizadas de la misma en la actualidad, así como en la caracterización de los sistemas de alimentación híbridos.
- Análisis-Síntesis; para realizar el análisis, procesamiento e integración de los referentes teóricos acerca del problema de la investigación, la elaboración de la propuesta metodológica.
- Simulación de la propuesta de diseño.

Métodos Empíricos:

- Consultas bibliográficas.
- Observación: Mediante seguimiento diario del comportamiento de la instalación y resúmenes mensuales.
- Mediciones de variables eléctricas del Nodo Central.
- Encuestas y/o entrevistas a especialistas tanto para la concepción del problema como para la valoración de los resultados.

CAPITULO I. MARCO TEÓRICO - CONTEXTUAL

1.1 Introducción

En el presente capítulo se exponen los fundamentos teóricos sobre la radiación solar y los sistemas fotovoltaicos. Se presenta el mapa de radiación de Cuba y se realiza la debida contextualización de la irradiación al clima tropical de Moa. Se abordan temas relacionados con las características generales de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red y los sistemas autónomos. Se describen los distintos componentes de un sistema fotovoltaico autónomo: los paneles, el regulador, los acumuladores y los inversores.

1.2 Potencial de las energías renovables en Cuba

El Sol es una fuente de energía con un flujo radiante de $3,8 \times 10^{26}$ W, equivalente a una densidad de $62,5 \text{ MW/m}^2$ de superficie solar. La radiación recibida por unidad de superficie procedente de un foco puntual de flujo radiante constante varía en razón inversa al cuadrado de la distancia entre el foco y el receptor (Sol y Tierra, respectivamente) [8].

Las estimaciones más recientes de los potenciales de las energías renovables en Cuba muestran que el recurso energético con el mayor potencial lo tiene la energía solar fotovoltaica, la energía oceánica de las corrientes, y el viento. En total las fuentes renovables tienen un potencial de algo más de 8000 MW [9].

El país no cuenta con una legislación directamente relacionada con la promoción de las fuentes renovables de energía, pero en varias leyes, decretos, y resoluciones ministeriales hay aspectos que de una forma u otra permiten el uso de las fuentes nacionales y el aprovechamiento de sus capacidades. Entre ellas se encuentra la constitución de la República, la ley de inversión extranjera, la de medio ambiente, ley forestal, aguas terrestres, áreas protegidas, etc.

El sector energético cubano está actualmente integrado por varios ministerios que trabajan coordinados, con responsabilidad en la ejecución de los aspectos contenidos en el programa llamado “Revolución Energética”.

Por otra parte, existe el marco legal e institucional para la implementación del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en el país, existiendo actualmente 4 proyectos MDL, 2 en fase de expedición de Certificados de Emisiones Reducidas, uno en fase de validación y otro en fase de revisión [9].

El Parque Eólico Gibara 1 en la provincia de Holguín, perteneciente a la zona oriental de Cuba, es el segundo desarrollo en el país de una granja eólica interconectada a una red eléctrica de transmisión. Este aprovecha un recurso local abundante y los beneficios económicos generados por la implementación del parque eólico aporta cerca de 25% de la demanda anual del Municipio Gibara y casi la totalidad de la demanda de la ciudad de Gibara, su cabecera [9].

El otro caso seleccionado es la Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) “Nuevo Mundo” en el Municipio Moa perteneciente a la provincia de Holguín y que aprovecha el embalse que se encontraba ya construido, lo que representó la disminución en un porcentaje importante en el costo de la inversión. La PCH, aprovecha un recurso local abundante y en el cual los beneficios económicos generados son por un lado el ahorro en la factura eléctrica del Municipio, y por otro, el aporte de los excedentes de electricidad al Sistema Eléctrico Nacional.

En la figura 1.1 se muestra el mapa de radiación solar global sobre una superficie horizontal para todo el territorio cubano en un año. Como se puede observar en la leyenda, los valores van desde 3,9 kWh/m² hasta 5,9 kWh/m² diarios [10, 11].

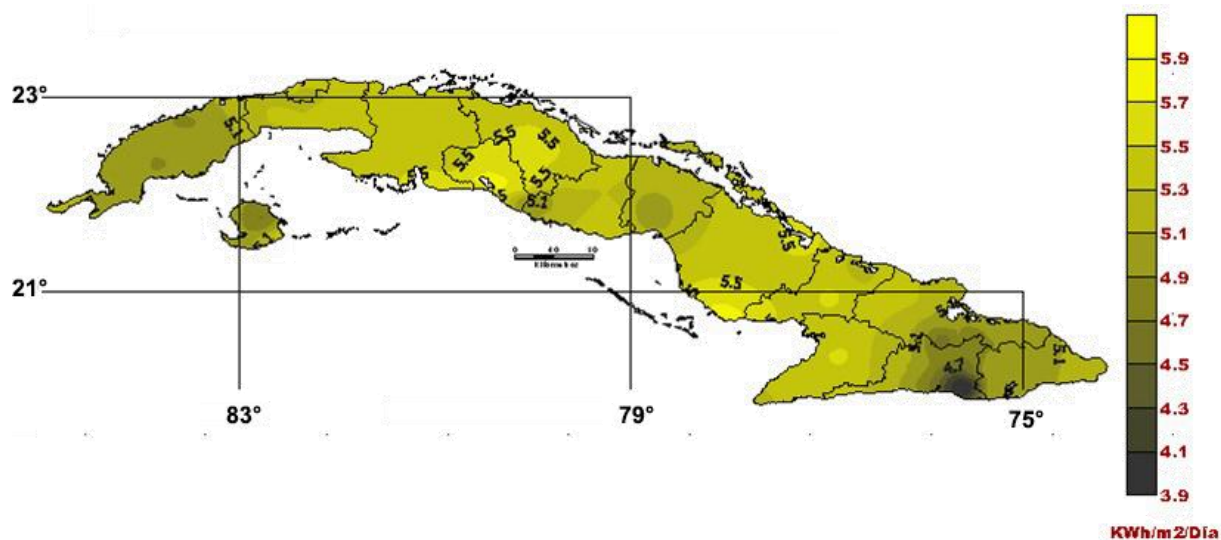


Figura 1.1. Mapa de radiación solar global sobre una superficie horizontal.

Autores cubanos expresan que en Cuba se recibe un promedio diario de 5 kWh/m² y que el ángulo óptimo para la orientación de los equipos colectores solares es 30°. Otras publicaciones resaltan que los captadores solares deben estar orientados hacia el Sur con un ángulo que se calcula sumando 10 al valor de la latitud del lugar (en el caso de Cuba la latitud es de 20° Norte) donde se realicen las instalaciones, lo que se puede tomar como referencia para cualquier parte del mundo [10, 11].

La orientación de los módulos FV fijos es un factor muy importante en el proyecto de las diferentes instalaciones solares, y con frecuencia se cometen errores. La idea de que para Cuba se puede tomar como ángulo óptimo el valor de 30°, puede conducir a errores que disminuyen la potencia real de la instalación o aumentan la cantidad de captadores, con el consecuente aumento del costo.

Esos errores se cometen cuando no se tienen en cuenta uno o varios de los factores antes mencionados, algunos de los cuales pueden tener gran influencia en la determinación de la orientación del captador, en dependencia de cada instalación específica, por lo que no pueden darse normas estrictas para la orientación, sino solamente recomendaciones .

Cuando se plantea que en el territorio cubano se recibe diariamente 5 kWh/m² como valor promedio, se refiere a un lugar donde no haya sombra, mientras el Sol esté a más de 15° del horizonte (desde la mañana hasta la tarde). Sin embargo, esto no es así en todos los lugares, por lo que resulta importante conocer el cielo solar local [10, 11].

En muchos lugares donde se instalan módulos solares existen obstáculos que dan sombra, como montañas, edificios, árboles y otros. En este caso es muy importante estudiar el cielo solar, o sea, las trayectorias del Sol visible en las diferentes épocas del año, y en consecuencia orientar el captador de tal forma que se aproveche al máximo la radiación solar que llegue a ese determinado.

1.3 Breve caracterización de las variables meteorológicas de Moa

El clima tropical cubano refleja dos períodos bien definidos para todas las regiones del país, uno de lluvia y otro de temporada seca, reportándose en el año 2009 un total medio anual de lluvia de 1069,2 mm. Las temperaturas medias anuales mínimas y máximas oscilan entre 20,5 °C y 30,2 °C respectivamente. La humedad relativa promedio anual es 77,2 %. El país presenta una cobertura de agua potable de 92,4 % y una disponibilidad de agua por habitantes de 1215,7 m³/hab [9].

La región de Moa presenta un clima tropical con una distribución estacional de las precipitaciones irregular, determinada por una significativa disminución de las mismas dentro del período lluvioso y una tendencia general a la ocurrencia de láminas máximas al final del mismo. Presenta dos máximos; uno principal en octubre-noviembre y otro secundario en mayo-junio, de igual manera, presenta dos mínimos; uno en febrero-marzo y otro en julio-agosto. La cantidad de días al año con lluvias mayor que 1 mm es superior a 100, el promedio anual de precipitaciones alcanza los 2000 mm y la evaporación se acerca a los 1600 mm [12].

La insolación es prácticamente constante todo el año, siendo la frecuencia de días despejados en el período seco de 60 días/año y la insolación anual es

mayor que 2 900 horas luz. La radiación solar incidente sobre la superficie media anual es de 17 MJ/m^2 (suma diaria). La humedad relativa media anual para las 7:30 horas es de 85 a 90 % y para las 13:00 horas está entre 70 y 75 % [13].

Se puede concluir que en Moa existen ocho meses del año (diciembre-abril y julio-septiembre) donde las precipitaciones son moderadas. En el período se destacan los meses de verano donde existe una marcada disminución de las mismas, lo que conjugado con los altos regímenes de radiación solar provoca la máxima evaporación de la humedad.

1.4 La energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es considerada como una de las formas de generación de electricidad renovable, ya que se la obtiene mediante la radiación del sol y a través de procedimientos técnicos se la convierte para que se vuelva útil en el desarrollo humano.

Hoy en día la electricidad que se genera por la captación solar, ha alcanzado una gran madurez en todos los ámbitos sociales ya que puedes ser utilizada para brindar ese motor de funcionamiento a innumerables aparatos autónomos y así abastecer de alternativas al desarrollo del país y del mundo, con los llamados sistemas aislados, que no son más que lugares donde se dificulta el ingreso de líneas de transmisión y por este motivo la mejor opción es la generación propia por medio de paneles solares.

A demás, también se utiliza la generación fotovoltaica de manera muy importante en los sistemas de distribución ya que con el pasar del tiempo se han venido desarrollando tecnologías para la colocación en paralelo del sistema local con la generación solar.

Se puede citar las siguientes ventajas que proporcionan los sistemas fotovoltaicos:

- Recurso cuantioso e interminable.

- No posee elementos movibles.
- Polución auditiva nula.
- Mantenimiento económico y de poca frecuencia.
- Larga vida de los elementos que forman parte del sistema. (Excepto las baterías).
- Confiabilidad y operación segura.
- El rendimiento del sistema es completamente parecido en cualquier parte y altura sobre el nivel del mar.

Entre las desventajas se encuentran:

- Costoso precio inicial.
- Necesita una mano de obra calificada para su instalación y mantenimientos.
- Se tiene varios elementos de las celdas de las baterías que son tóxicos.
- Polución generada en la elaboración y transporte de los elementos.
- Costo elevado de la energía producida.
- Falta de continuidad óptima del servicio por condiciones climáticas.

La figura 1.2 muestra el crecimiento de las instalaciones de sistemas fotovoltaicos a nivel global [14].

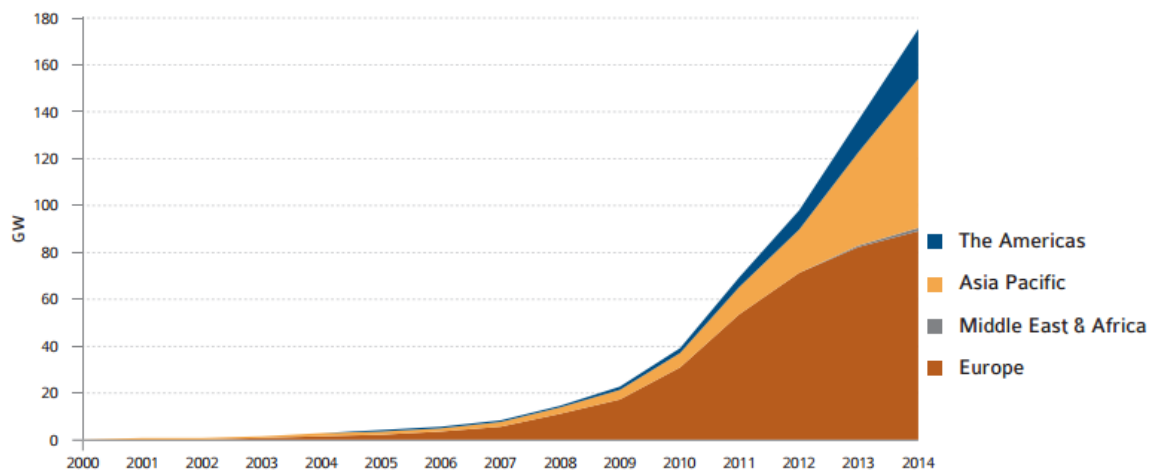


Figura 1.2. Evolución regional de las instalaciones de sistemas fotovoltaicos.

Como se puede apreciar, Europa es la región del planeta donde existen más instalaciones fotovoltaicas.

1.5 Rendimiento actual de las tecnologías fotovoltaicas

En la actualidad la mayor parte de los módulos fotovoltaicos están fabricados con celdas de silicio (Si). Según sea su estructura, este material semiconductor puede ser monocristalino (Si-m), policristalino o multicristalino (Si-mc), microcristalino (Si- μ c) o amorfo (Si-a).

Existen otros materiales semiconductores con propiedades también adecuadas para la fabricación de celdas y módulos FV, como es el caso del arseniuro de galio (GaAs), utilizado para celdas de concentración, el telururo de cadmio (CdTe) -también conocido como teluro de cadmio- y el diseleniuro de cobre e indio (CuInSe₂ o CIS), materiales policristalinos con los que se fabrican módulos comerciales de lámina delgada alternativos a los de silicio amorfo. La figura 1.3 muestra la producción fotovoltaica por tecnologías [15].

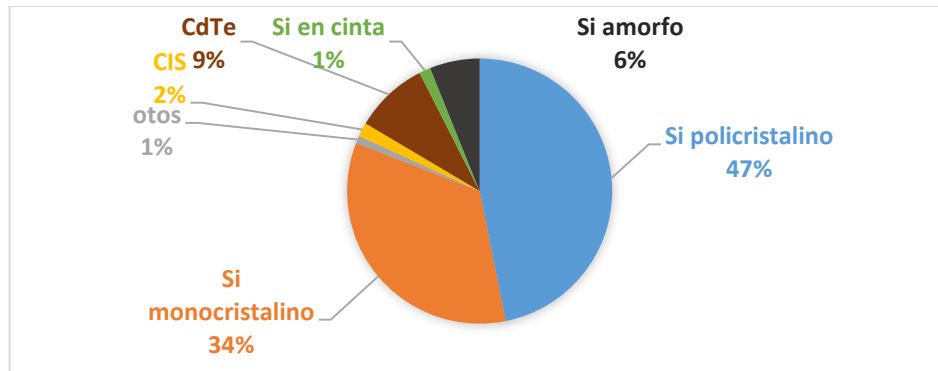


Figura 1.3. Producción fotovoltaica por tecnologías.

Actualmente la tecnología predominante es la de silicio multicristalino con el 47 % de la producción anual total, seguida por la de silicio monocristalino, con el 34 %. Los módulos de silicio cristalino en conjunto suponen más del 82 % del total. El uso predominante de este material para la fabricación de módulos comerciales se debe principalmente a la abundancia del silicio, al buen conocimiento de su tecnología y a los rendimientos alcanzados.

Los parámetros característicos de un módulo FV son: la corriente de cortocircuito, la tensión de circuito abierto, la potencia máxima, la corriente en el punto de máxima potencia, la tensión en el punto de máxima potencia y el

rendimiento o eficiencia. En las hojas técnicas correspondientes a cada tipo de modelo del módulo, vienen especificados los valores de estos parámetros en condiciones estándar de medida (CEM), es decir: irradiancia de 1000 W/m^2 , temperatura de 25 C y espectro solar AM 1,5G.

También suele llamársele por su significado en inglés STC de *Standard Test Conditions*. El valor de la potencia máxima del módulo en CEM se denomina “potencia pico” y frecuentemente se indica añadiendo un subíndice “p” al símbolo de la potencia, es decir, W_p , pasando a llamarse potencia pico.

El rendimiento de un módulo es la potencia máxima que puede generar por unidad de superficie y unidad de irradiancia recibida. Se calcula dividiendo el valor de su potencia pico en W por su superficie en m^2 y por 1000 W/m^2 . Normalmente se dan en los valores de rendimiento en porcentaje. La tabla 1.1 muestra los rendimientos típicos de módulos comerciales actuales de distintas tecnologías.

Tabla 1.1. Rendimientos típicos de módulos FV de distintas tecnologías.

Tecnología	Rendimiento (%) (CEM)
Silicio monocristalino	12 - 15
Silicio	11 - 14
CIS	10 - 11
Telururo de cadmio	9 - 11
Silicio amorfo	5 - 7

1.6 Clasificación de los sistemas fotovoltaicos

Un sistema de generación fotovoltaico son instalaciones eléctricas en las cuales se puede definir como el conjunto de componentes eléctricos, electrónicos y mecánicos que nos servirán para aprovechar la energía solar. Tomando en cuenta que para cada aplicación o necesidad se tiene un sistema diferente, con componentes diferentes.

La generación fotovoltaica es un sistema que emplea la radiación solar para convertir la luz solar en electricidad, existen dos tipos de sistema de generación fotovoltaica.

- Generación fotovoltaica con conexión a la red.
- Generación fotovoltaica autónoma (sistemas autónomos o aislados).

La figura 1.4 muestra algunas de las principales aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos.

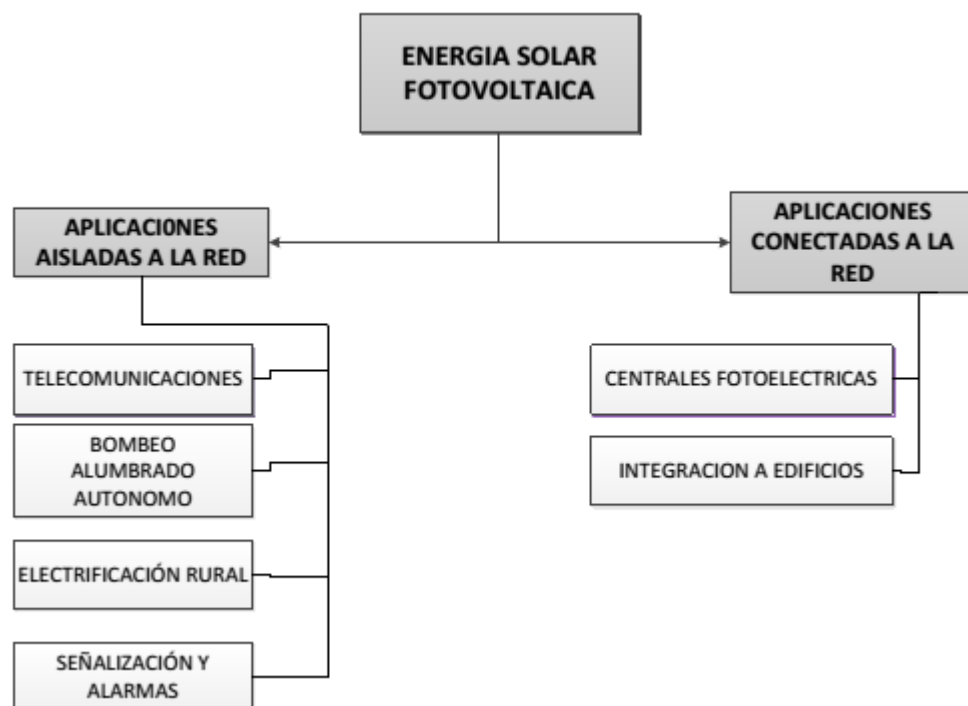


Figura 1.4. Aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos.

Un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFCR) está estructurado básicamente en un área extensa en la cual la generación fotovoltaica es acoplada a un sistema de inversión que opera en paralelo con la red eléctrica convencional. El concepto de sistemas fotovoltaicos conectados a la red es relacionado con un amplio margen de aplicaciones las cuales pueden ir desde centrales de gran tamaño hasta pequeñas centrales.

Este tipo de sistema fotovoltaico o instalación fotovoltaica no poseen banco de baterías para la acumulación de energía, cuentan con elementos que no solamente protegen la instalación, sino que también regulan la forma y la cantidad en que se suministra la energía eléctrica a la red central. Debe garantizar una cantidad de tensión, un tipo de frecuencia y una calidad de onda. Así, el sistema inyecta energía en la red cuando su producción supera al consumo local, y extrae energía de ella en caso contrario.

La figura 1.5 muestra un ejemplo de la instalación de un sistema SFRC de una vivienda.

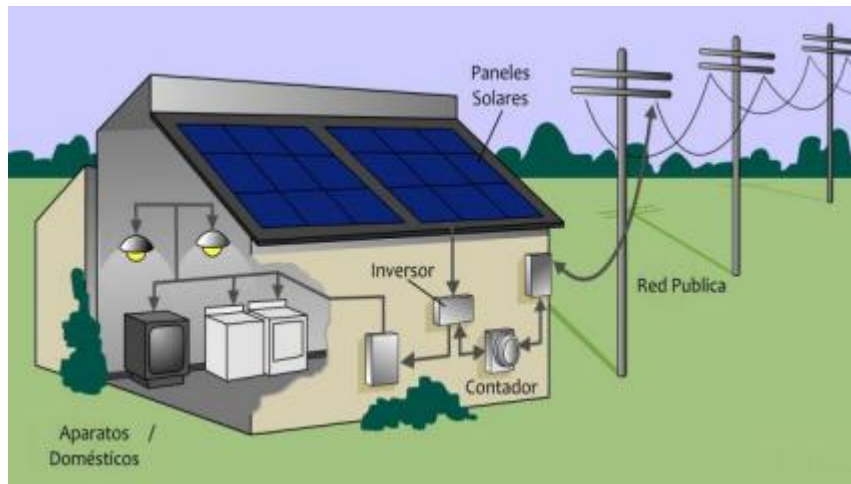


Figura 1.5. Diagrama esquemático de conexión a la red

Un Sistema de Generación Fotovoltaico Autónomo (SGFA) produce energía eléctrica para satisfacer el consumo de cargas eléctricas no conectadas o que se encuentran alejadas a la red, empleando un sistema de acumulación energético para hacer frente a los períodos en los que la generación es inferior al consumo.

La figura 1.6 muestra un ejemplo de conexión de un SFVA en una vivienda.

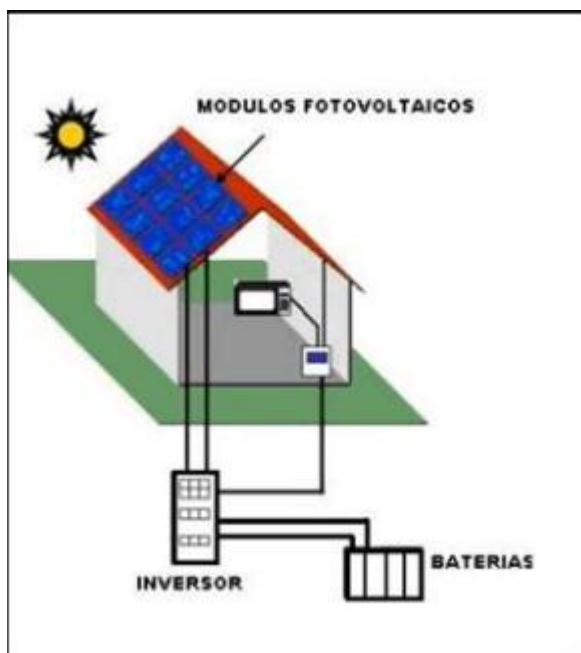


Figura 1.6. Diagrama esquemático de conexión de un SFVA en una vivienda.

1.7 Componentes de los sistemas fotovoltaicos autónomos

Este tipo de generación fotovoltaica, en su mayoría suelen estar equipados con sistemas de acumulación (banco de baterías) de la energía producida. La acumulación es necesaria porque la generación fotovoltaica puede proporcionar energía solo en las horas diurnas, sin embargo, se debe considerar que la mayor demanda de consumo de energía por parte del usuario se concentra en las horas de la tarde y noche. Por lo que es necesaria la utilización de este tipo de equipos (baterías). La figura 1.7 muestra un ejemplo de los componentes un SFVA.



Figura 1.7. Componentes de los SFVA.

Componentes principales de un sistema fotovoltaico aislado

- Paneles fotovoltaicos.
- Regulador.
- Inversor.
- Banco de baterías.

Aplicaciones Sistemas Fotovoltaicos Autónomos (SFA)

- Electrificación rural.
- Aplicaciones agrícolas.
- Telecomunicaciones.
- Aplicaciones ganaderas.
- Iluminación pública.
- Señalización.
- Control.
- Desarrollo rural.

1.7.1 Paneles fotovoltaicos

Un panel solar o módulo fotovoltaico está formado por un conjunto de células, conectadas eléctricamente, encapsuladas, y montadas sobre una estructura de soporte o marco. Proporciona en su salida de conexión una tensión continua, y se diseña para valores concretos de tensión (6 V, 12 V, 24 V), que definirán la tensión a la que va a trabajar el sistema fotovoltaico [16].

En la figura 1.8 se destacan las principales características de todo panel solar y puede verse un esquema típico de su construcción.

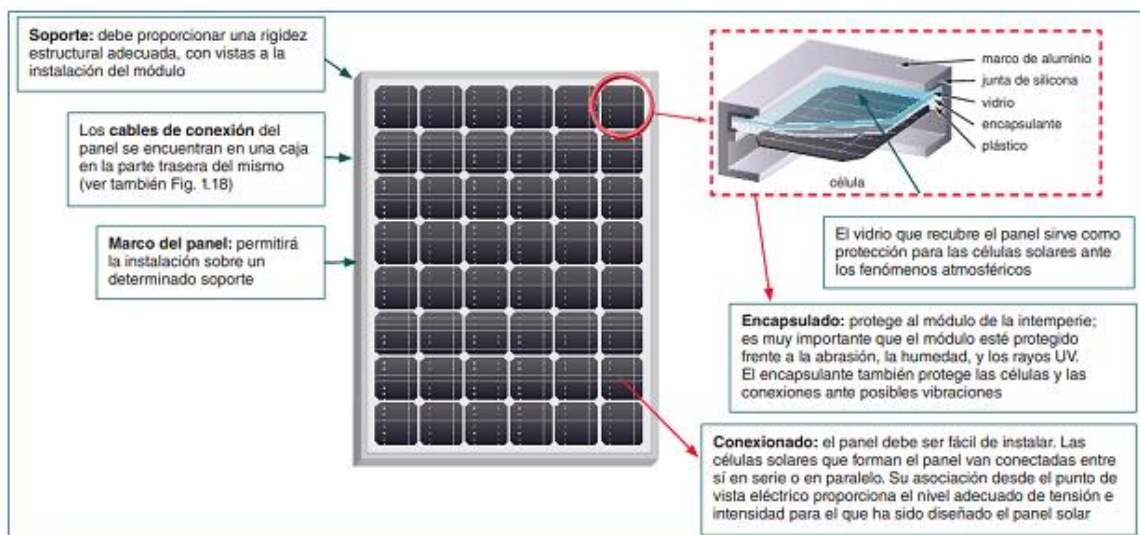


Figura 1.8. Partes constructivas de un panel solar fotovoltaico.

En la figura 1.9 se puede observar que, según la conexión eléctrica de las células, existen diferentes posibilidades:

- La conexión en serie de las células permitirá aumentar la tensión final en los extremos de la célula equivalente.
- La conexión en paralelo permitirá aumentar la intensidad total del conjunto.

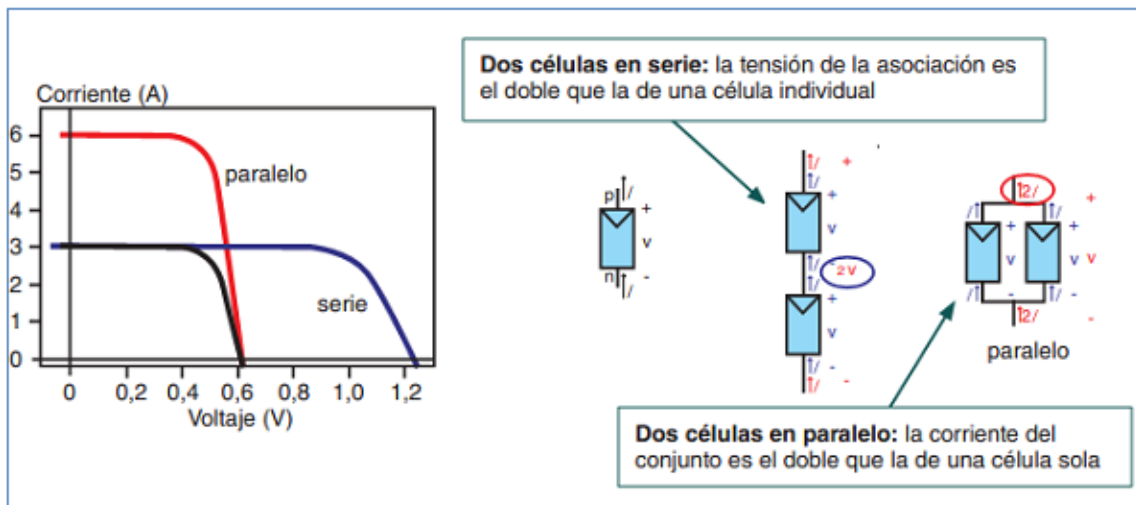


Figura 1.9. Asociación de células solares.

1.7.2 Regulador

Para un correcto funcionamiento de la instalación, hay que instalar un sistema de regulación de carga en la unión entre los paneles solares y las baterías. Este elemento recibe el nombre de regulador y tiene como misión evitar situaciones de carga y sobredescarga de la batería, con el fin de alargar su vida útil.

Es uno de los componentes más baratos dentro de un sistema fotovoltaico autónomo pero, de su elección, depende la fiabilidad a largo plazo del sistema y los costes de mantenimiento. Protegen la batería de descargas profundas y sobrecargas, asegurando que la batería es ciclada de manera que no se reduzca su capacidad durante su vida útil [17].

El regulador trabaja tanto en las dos zonas. En la parte relacionada con la carga, su misión es la de garantizar una carga suficiente al acumulador y evitar las situaciones de sobrecarga, y en la parte de descarga se ocupará de asegurar el suministro eléctrico diario suficiente y evitar la descarga excesiva de la batería. Dado que los módulos solares tienen una tensión nominal mayor que la de la batería, si no existiera regulador se podrían producir sobrecargas [16].

El motivo de que esta tensión nominal de los paneles sea así se debe fundamentalmente a dos razones:

- Atenuar posibles disminuciones de tensión por el aumento de la temperatura.
- Asegurar la carga correcta de la batería. Para ello la tensión VOC del panel deberá ser mayor que la tensión nominal de la batería.

El dimensionado de la instalación solar se realiza de manera que se asegure el suministro de energía en las peores condiciones de luminosidad del sol. Por ello se toman como referencia los valores de irradiación en invierno. Esto puede provocar que en verano la energía aportada por los módulos solares sea en ocasiones casi el doble de los cálculos estimados, por lo que, si no se conecta el regulador entre los paneles y las baterías, el exceso de corriente podría llegar incluso a hacer hervir el electrolito de los acumuladores, con el riesgo que ello conlleva [16].

Los fabricantes nos proporcionarán los valores de trabajo del regulador sobre una hoja de características. En estas hojas aparecerán:

- Características físicas del regulador: peso, dimensiones, material empleado en su construcción, etc.
- Características eléctricas.
- Normas de seguridad que cumple.

También hay que considerar otro tipo de aspectos, como pueden ser medidas de seguridad, etc. El regulador debe proteger tanto la instalación como a las personas que lo manejen, por lo que deberá llevar sistemas que proporcionen las medidas de seguridad adecuadas para cada uno de los casos. Los fabricantes nos proporcionan también este tipo de información.

En los catálogos se indica el tipo de regulación que lleva (si es serie o paralelo), el tipo de batería que se puede conectar a la salida del equipo, así como todas las alarmas que proporciona ante un mal funcionamiento, y las protecciones que lleva. Como en todos los equipos, se hace mención de la temperatura a la que va a trabajar el aparato y la posible influencia que pueda tener esta sobre el

correcto funcionamiento del mismo (no es igual realizar una instalación en una zona de frío extremo que en una zona cálida).



Figura 1.10. Regulador de carga Steca.

1.7.3 Inversor

El inversor se encarga de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna, igual a la utilizada en la red eléctrica. Es un elemento imprescindible en las instalaciones conectadas a red, y estará presente en la mayoría de instalaciones autónomas, sobre todo en aquellas destinadas a la electrificación de viviendas o partes de edificaciones [16].

Las características deseables para un inversor DC-AC se pueden resumir de la siguiente manera:

- Alta eficiencia: debe funcionar bien para un amplio rango de potencias.
- Bajo consumo en vacío, es decir, cuando no hay cargas conectadas.
- Alta fiabilidad: resistencia a los picos de arranque.
- Protección contra cortocircuitos.
- Seguridad.
- Buena regulación de la tensión y frecuencia de salida, que debe ser compatible con la red eléctrica.

En el caso de las instalaciones conectadas a red, el inversor debe proporcionar una corriente alterna que sea de las mismas características de la red eléctrica a la que está conectado, tanto en forma (senoidal) como en valor eficaz (230 V) y sobre todo en la frecuencia (50 Hz) o 110 V y a una frecuencia de 60 Hz; no se

permiten prácticamente variaciones, con el fin de evitar perturbaciones sobre la red eléctrica de distribución [17].



Figura 1.11. Inversores de distintos tamaños de Ingecon.

1.7.4 Banco de baterías

La llegada de la energía solar a los módulos fotovoltaicos no se produce de manera uniforme, sino que presenta variaciones por diferentes motivos. Algunas de estas variaciones son predecibles, como la duración de la noche o las estaciones del año, pero existen otras muchas causas que pueden producir alteraciones de manera aleatoria en la energía recibida, como puede ocurrir con un aumento de la nubosidad en un determinado instante.

Este hecho hace necesario utilizar algún sistema de almacenamiento de energía para aquellos momentos en que la radiación recibida sobre el generador fotovoltaico no sea capaz de hacer que la instalación funcione en los valores diseñados. Para ello se utilizarán las baterías o acumuladores [16].

Las baterías son recargadas desde la electricidad producida por los paneles solares, a través de un regulador de carga, y pueden entregar su energía a la salida de la instalación, donde será consumida.

Las baterías desempeñan tres funciones en los sistemas FV autónomos [17]:

- Autonomía: satisfacen los requerimientos de consumo en cualquier momento incluidos periodos de nula (noche) o muy baja (días nublados) insolación.
- Suministro de picos de intensidad: cuando sean necesarias corrientes mayores de las que puede suministrar el generador FV, especialmente para arrancar motores y otros equipos con picos de arranque.
- Estabilización del voltaje: evitando fluctuaciones dañinas para el correcto funcionamiento de los equipos de consumo.

Hay muchos tipos de baterías que podrían ser utilizadas en sistemas fotovoltaicos autónomos: Plomo ácido, nickel-cadmio, bromuro de zinc, cloruro de zinc, magnesio-litio, sodio-azufre, nickel-hidrógeno y baterías de flujo redox. Las más utilizadas son las de plomo ácido (fuente 1).

Una buena batería, para un sistema fotovoltaico autónomo, tiene que cumplir los siguientes requisitos:

- Larga vida.
- Muy poca autodescarga.
- Soportar largos períodos en baja carga sin estropearse
- Alta eficiencia de carga (devolver prácticamente toda la energía que se le aplica.
- Bajo coste.
- Bajo mantenimiento.

Dentro de las baterías de plomo ácido existen varios tipos:

- De arranque: Usadas en los coches. Su defecto es que no tienen una alta eficiencia de carga.

- Baterías de tracción: Usadas en carretillas elevadoras. Su defecto es que necesitan un alto mantenimiento, rellenar constantemente de agua.
- Baterías estacionarias: Son las apropiadas para un sistema fotovoltaico autónomo. Dentro de las baterías estacionarias también existen distintos desarrollos que mejoran ciertas características.

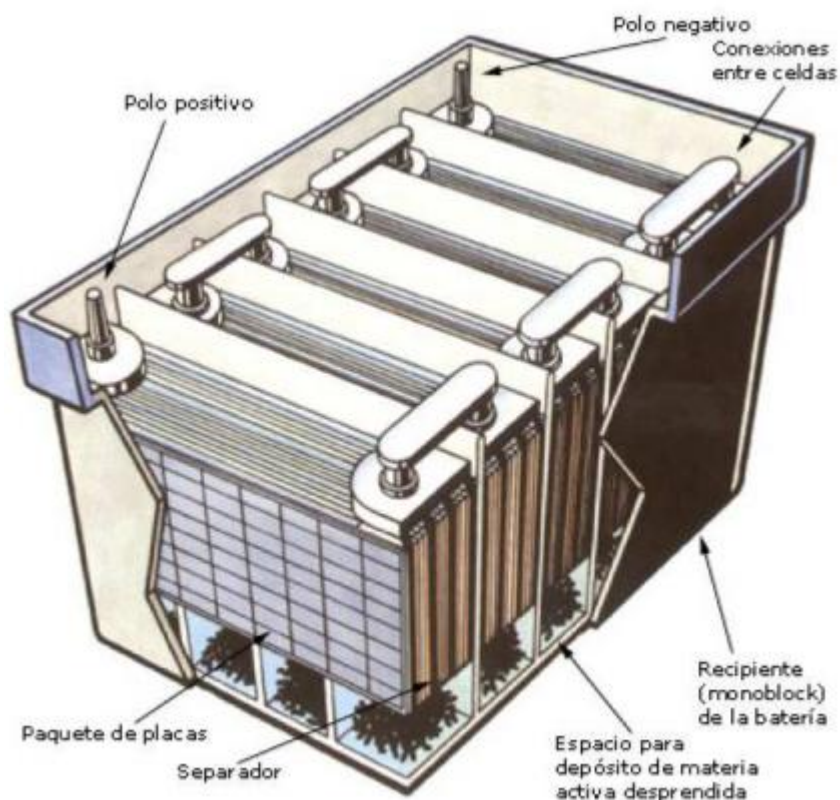


Figura 1.12. estructura de una batería de plomo ácido.

1.8 Usos frecuentes de la energía fotovoltaica en Cuba

Los usos más comunes de los sistemas de electrificación fotovoltaica en Cuba son los siguientes:

Para círculos sociales y consultorios médicos en lugares de difícil acceso, fundamentalmente en zonas montañosas de la región oriental, sobre todo en la Sierra Maestra, se ha desarrollado además un programa de creación de salas de videos en comunidades apartadas.

Para las escuelas rurales, se aplica en pequeñas escuelas rurales apartadas, para que puedan captar la señal de la televisión educativa, mediante los cuales

se eleva la calidad del proceso docente educativo, más de 1944 escuelas han recibido este beneficio [7].

Hoy se puede decir que la provincia Granma es una de las que más genera electricidad con los sistemas fotovoltaicos, cuenta con 82 paneles solares en viviendas rurales, 14 en Bayamo, 3 en Guisa, 11 en Río Cauto, 7 en Cauto Cristo, 4 Jiguaní y 43 en Bartolomé Masó [7].

Miles son los objetivos sociales y económicos que a lo largo de toda la geografía cubana han sido electrificados con paneles solares entre los que se destacan, cooperativas, fincas, campismos populares, repetidores de televisión e instalaciones de telefonía no atendidas entre otros.

En los últimos años se recuperó la producción de módulos fotovoltaicos en el país y el combinado de Componentes Electrónicos de Pinar del Río debe alcanzar en los próximos años una capacidad elevada de producción, lo que permitirá satisfacer crecientes demandas del mercado nacional y la exportación.

CAPÍTULO II. DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO

2.1 Introducción

En este capítulo se expone la metodología empleada para el dimensionado del sistema fotovoltaico autónomo para el Nodo Central de la Red del ISMMM. También se caracteriza el comportamiento de las principales variables eléctricas (corriente, tensión, potencia activa) del Nodo Central, que ayudan a realizar el dimensionado lo más preciso posible. Finalmente se analiza el rendimiento energético del SFVA propuesto.

2.2 Método de dimensionado con PVsyst

En los últimos años han proliferado gran cantidad de aplicaciones informáticas capaces de realizar los cálculos necesarios para el dimensionado de sistemas fotovoltaicos. Estos programas realizan cálculos que permiten tener en cuenta muchas situaciones que, para un ingeniero proyectista, serían muy difíciles de considerar, ya que requieren de mucho tiempo [17]. La figura 2.1 ayuda a entender mejor el funcionamiento de estos programas.

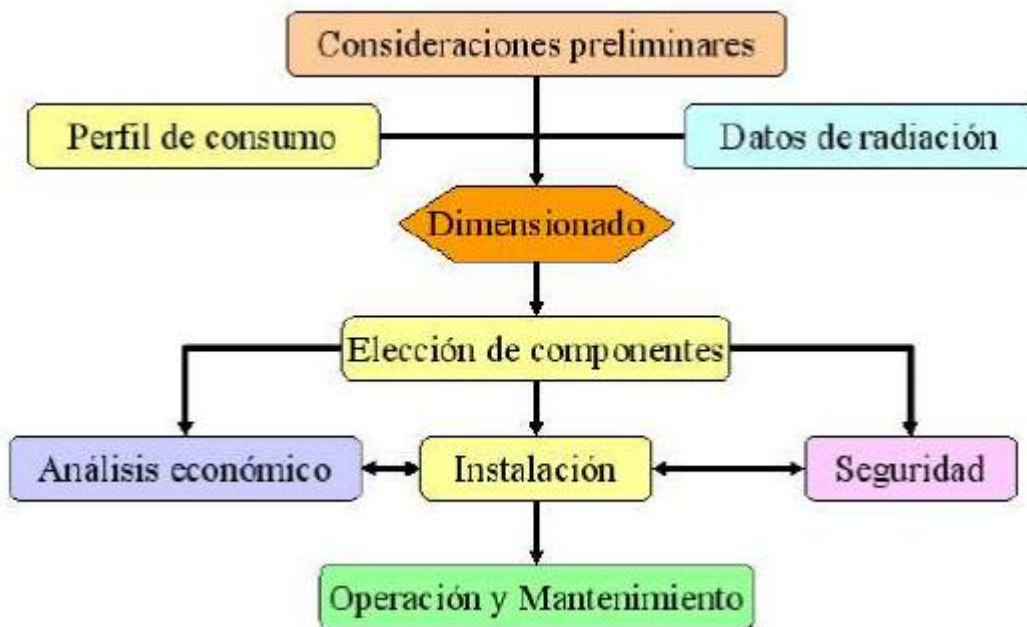


Figura 2.1. Diagrama de flujo del dimensionado.

Los métodos de dimensionado tienen en común un objetivo, diseñar el sistema con la mayor fiabilidad y el menor coste, modificando los valores de tamaño del generador fotovoltaico y del acumulador. Sin embargo, habrá aplicaciones en las que se busque más fiabilidad aunque se aumente el coste de la instalación, por ejemplo, sistemas de comunicaciones y, otras que requieran de menor fiabilidad, como algunas aplicaciones domésticas.

Para este trabajo se escogió el software profesional PVsyst v6.43, ya que posee la capacidad de calcular valores diarios de radiación solar a partir de mediciones mensuales. Contiene, además, todos los subprogramas para el diseño, optimización y simulación de cuatro tipos de sistemas: conectados a red, autónomos, bombeo solar y redes de corriente directa. También incluye una base de datos con 7200 modelos de módulos FV y 2000 modelos de inversores [18].

Una de las potencialidades del PVsyst, es que provee información sobre las trayectorias solares de la localidad, permitiendo determinar las pérdidas por efecto de sombras cercanas durante todo el año.

En la configuración del sistema se prestó especial énfasis en las siguientes opciones: Pérdidas por polvo y suciedad 2%; corrección espectral para módulos amorfos; base de datos del clima Meteonorm 6.1 para la síntesis horaria de radiación; módulos sin circulación de aire por la parte trasera (debido a su integración total con los impermeabilizantes). Se consideró un largo considerable del cableado de 25 m de largo y sección de $2,5 \text{ mm}^2$. Estos datos serán abordados en detalle más adelante.

2.3 Descripción del lugar de emplazamiento

El edificio que ocupa el Nodo Central de la red del ISMMM se identifica como el Edificio Docente #1 que tiene 4 pisos de altura. La figura 2.2 muestra su ubicación y orientación en el mapa (círculo verde). Nótese que el techo es una superficie plana horizontal.

El local que ocupa la azotea del Nodo Central es un pasillo aéreo, casi no posee áreas disponibles para el emplazamiento de los paneles fotovoltaicos y además, durante el día ocurren muchas horas de sombra. Por tal motivo, se decide que el mejor lugar para la instalación del SFVA es el techo del edificio más próximo, conocido como Edificio Docente #1, marcado en rojo en la imagen de la figura 2.2.

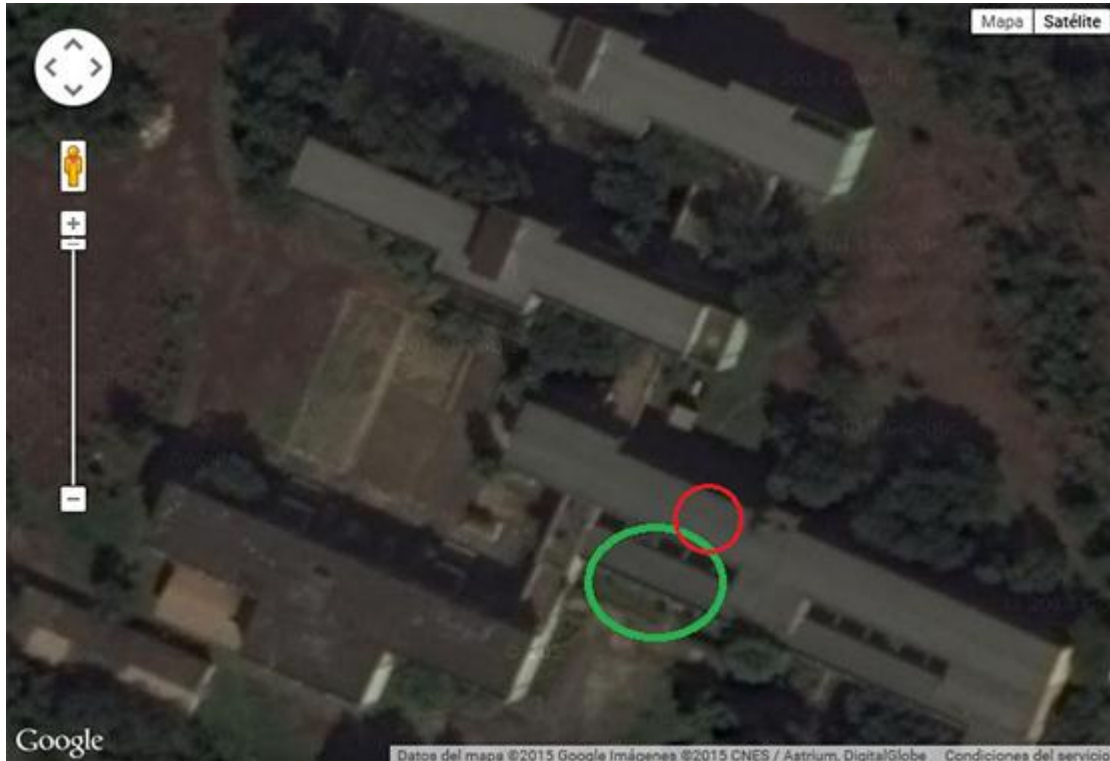


Figura 2.2. Vista aérea del Nodo Central de la Red y el Edificio Docente #1.

El edificio Docente #1 tiene 87 metros de largo y 12 metros de ancho, consta de 4 plantas:

- 1ra planta tiene 15 compartimientos
- 2da planta tiene 52 compartimientos
- 3ra planta tiene 18 compartimientos
- 4ta planta tiene 20 compartimientos

En la figura 2.3 se muestra la orientación del Edificio Docente #1, este es un dato muy importante a la hora de colocar los paneles fotovoltaicos, ya que definen en gran medida su eficiencia.

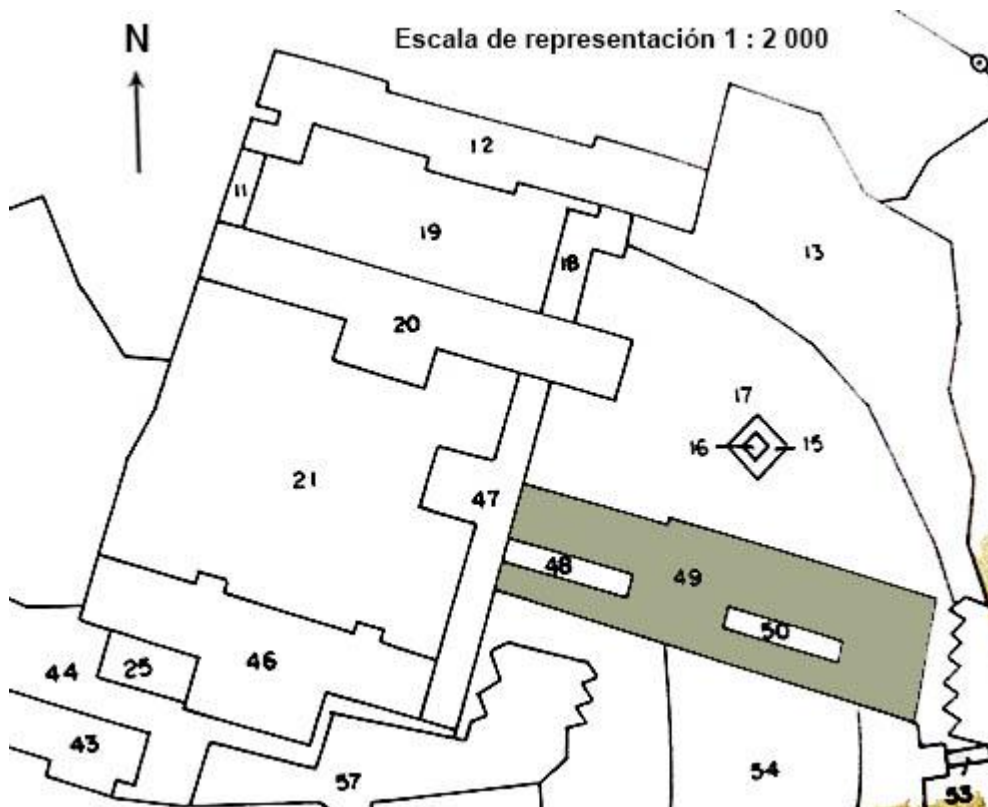


Figura 2.3. Plano oficial del ISMMM (Edificio Docente #1 marcado con número 49).

2.4 Datos de radiación

El programa PVsyst dispone de los datos de radiación de un gran número de ciudades, sin embargo, Moa no es una de ellas. La otra opción que permite es introducir desde alguna base de datos externa, ya sea de forma manual o automática estos datos.

En este trabajo, se introdujeron de forma manual las coordenadas geográficas del ISMMM, para obtener el comportamiento de la radiación en el lugar del emplazamiento del SFVA. También se configuró el huso horario de Cuba. La figura 2.4 muestra la ventana del PVsyst de configuración de los datos geográficos.

Los datos del clima se exportaron de la base de datos de METEONORM 7.1, esta base de datos es más fiable que la de la NASA, ya que los datos del clima que ofrece, son obtenidos a partir de mediciones reales de las estaciones climatológicas cercanas al sitio de las coordenadas.

Parámetros del lugar geográfico

Geographical Coordinates | Climatología Mensual | Mapa interactivo

Ubicación

Nombre del lugar: Nodo Central ISMMM - Moa

País: Cuba Región: América del Norte

Coordenadas Geográficas

Latitud: 20.66 [°] 20 40 (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)

Longitud: -74.95 [°] -74 57 (+ = Este, - = Oeste Greenwich)

Altitud: 10 Metros sobre el nivel del mar

Huso horario: -5.0 Corresponde a una diferencia media

Hora Legal - Hora Solar = 0h 0m

Trayectorias del sol

Importación Clima

☒ Meteoronorm 7.1

☐ NASA-SSE

Importar

Cuadro E/S (Excel)

Importar

Exportar línea

Exportar tabla

Nuevo lugar Imprimir Anular OK

Figura 2.4. Definición del lugar de emplazamiento del SFVA (coordenadas geográficas).

La base de datos permite obtener, además de los datos de radiación global sobre superficie horizontal, la difusa, directa, radiación con un ángulo determinado. Se pueden dar los datos en valores horarios, diarios o mensuales. Además, entrega valores de temperatura, humedad.

Usando la aplicación de la base de datos de METEONORM, se obtuvieron los valores mensuales de radiación para 20 grados de inclinación. La tabla 2.1 muestra los resultados obtenidos. Nótese que el mes de julio es el de mayor radiación, mientras que el mes de enero es el de menor radiación.

Tabla 2.1. comportamiento de la radiación solar en Moa.

Principio intervalo	GlobHor kWh/m ² .mes	DiffHor kWh/m ² .mes	GlobInc kWh/m ² .mes	T Amb °C
Enero	110.9	58.56	137.2	24.00
Febrero	137.1	53.64	163.3	24.30
Marzo	174.8	67.86	189.7	25.20
Abril	167.8	74.24	159.7	25.90
Mayo	171.9	85.76	150.0	27.00
Junio	173.5	83.16	145.9	27.90
Julio	183.0	93.03	157.9	28.40
Agosto	178.6	80.27	163.9	28.40
Septiembre	149.0	75.88	149.9	27.80
Octubre	139.9	63.95	160.0	27.00
Noviembre	123.1	52.15	154.6	25.90
Diciembre	117.6	48.94	157.1	24.80
Año	1827.1	837.43	1889.1	26.40

2.5 Estudio de cargas del Nodo Central

Como se analizó en el epígrafe 2.2, uno de las primeras etapas del dimensionado de los SFVA lo constituyen las definiciones de las necesidades de los usuarios finales, es decir, es necesario establecer el perfil de consumo. En la actualidad el gran porcentaje de cargas a abastecerse con energía eléctrica vienen diseñadas para un consumo de forma sinusoidal y no con voltajes DC, pero en un futuro sí se debería considerar, ya que se ahorraría una gran cantidad de dinero en la inversión DC/AC o viceversa.

Es por eso que este estudio solo se basará en cargas completamente con alimentación AC. Conjuntamente con la potencia expresada en la placa de cada uno de los equipos del Nodo Central, es necesario conocer el tiempo de utilización de estos durante el día para finalmente conocer el valor de energía necesaria para su funcionamiento.

El sistema FV necesariamente debe tener una confiabilidad extremadamente alta ya que un sistema viene a ser un conjunto de elementos y el fallo de uno de ellos podría poner en riesgo a los otros miembros que lo componen.

Un sistema fotovoltaico es capaz de satisfacer las necesidades de los usuarios finales tomando en cuenta aspectos de gran importancia como los datos climáticos y la carga que ha de soportar el equipamiento.

Inmediatamente finalizado el diseño y la implementación del sistema, el usuario debe ser instruido y adiestrado para que sea capaz de brindarle un mantenimiento adecuado y a su vez una correcta operación para que prolongue al máximo la vida útil de su equipo instalado Cruz (2014).

Los valores de potencias de los equipos o artefactos que van a ser conectados al sistema poseen un valor estandarizado para facilitar el cálculo de demandas, calibres de equipos, conductores y protecciones del sistema.

En el trabajo de Cruz (2014) se realizó el levantamiento de la potencia instalada en el Nodo Central, en la tabla 2.2 se muestran los dispositivos de carga presentes [19].

Tabla 2.2. Equipos eléctricos instalados en el Nodo Central.

Equipos	Unidades	Horas de uso (h)	Potencia (W)
Lámparas	12	8	20
Computadoras	8	8	200
Aires Acondicionados	3	24	560
Servidores	6	24	550
Swicht	4	24	100
Router	4	24	165
Impresoras	1	1	480
Total	38	113	8360
Consumo energético teórico			105120

Dónde:

Unidades: Cantidad de equipos.

Potencia: Potencia nominal de cada equipo expresada en W.

Una vez conocidas las cargas y los consumos de diarios del Nodo Central de la Red, se procede a introducir esos datos en el PVsyst. La figura 2.5 el consumo final según la cantidad de horas de trabajo de cada equipo.

Se puede apreciar en la tabla anterior que el consumo diario es de 105,12 kWh/día. En este trabajo, el consumo de los equipos lo calcula

automáticamente el PVsyst, lo que significa que los resultados tendrán mayor precisión cuando se simulen.

Daily consumptions									
Number	Appliance	Power		Daily use		Hourly distrib	Daily energy		
12	Lamps (LED or fluo)	18	W/lamp	8.0	h/day	OK	1728 Wh		
8	Computadoras	200	W/app.	8.0	h/day	OK	12800 Wh		
3	Aires Acondicionados	560	W/app.	24.0	h/day	OK	40320 Wh		
6	Servidores	0.55	kWh/day	24.0	h/day	OK	3298 Wh		
4	Swicht	100.0	W aver.	24.0	h/day	OK	9600 Wh		
4	Router	165	W/app.	24.0	h/day	OK	15840 Wh		
1	Otras utilizaciones	400	W/app.	24.0	h/day	OK	9600 Wh		
Stand-by consumers		1	W tot	24 h/day			24 Wh		
 Appliances info				Total daily energy			93210 Wh/day		
				Total monthly energy			2796.3 kWh/month		

Figura 2.5. Perfil diario de consumo de energía del Nodo Central del ISMMM.

Obsérvese que la energía que da como resultado el programa es de 93,21 kWh/día.

2.6 Comportamiento energético del Nodo Central

La determinación del consumo diario de energía del Nodo Central es relativamente sencilla de ejecutar. Esto es así, debido a que la mayoría de las cargas del área funcionan las 24 horas del día, como se vio en epígrafes anteriores. Con el fin de conocer el comportamiento de las principales variables eléctricas se instaló durante un día entero el analizador de redes Power Q Plus. Durante las mediciones se pudo constatar que existe un desbalance de cargas en las instalaciones eléctricas del Nodo.

Analizador de redes Power Q Plus

El analizador de redes Power Q Plus (Ver figura 2.6) es un instrumento de multifunción portátil para el análisis de la calidad de la energía y las mediciones de eficiencia energética, fue utilizado para realizar mediciones en los diferentes paneles principalmente en el panel principal con intervalos de 15 min.

ESPECIFICACIONES			
Tensión	3.0 V _{RMS} ÷ 550.0 V _{RMS}	Precisión	± 1%
Corriente	4 A ÷ 1.000 A*	Precisión	± 2%
Frecuencia	45.0 Hz ÷ 66.0 Hz	Precisión	± 0.5%
Potencia	1.0 Kw. ÷ 40.0 Gw	Precisión	± 3%
Factor de potencia	0.1 ÷ 1.00	Precisión	± 0.06
Energía	0.0 k ÷ 40.000.000.000 k	Precisión	± 3%
Armónicos de tensión	Hasta el orden 50	Precisión	0.15% U _N
Armónicos de corriente	Hasta el orden 50	Precisión	0.15% I _N
Las precisiones son válidas si $\rho \geq 0.40$, $PF \geq 0.40$, $I \geq 10\% I_N$ y $U \geq 10\% U_N$, de lo contrario las precisiones indicadas deben ser multiplicadas por 2.		U _N	Tensión nominal (TRMS)
		U _M	Tensión armónica medida h _M : 1° ÷ 50°
		I _N	Escala nominal (TRMS)
		I _M	Corriente armónica h _M : 1° ÷ 50°



* Según modelo de pinza.

Figura 2.6. Analizador de redes Power Q Plus empleado en las mediciones.

Este instrumento es capaz de medir tensión (V), corriente (I), frecuencia (Hz), potencia activa (P), potencia reactiva (Q), potencia aparente (S), energía (E). Además, grafica todas estas magnitudes y muestra el diagrama de fases. El mismo posee las siguientes características [20]:

- 4 canales de tensión con una amplia escala de medición: 0 ÷ 1000 Vrms, CAT III/1000V.
- 4 canales de tensión con posibilidad de reconocimiento automático de pinzas y selección de escala “en el instrumento”.
- Conformidad con la normativa de calidad de la energía IEC 61000-4-30 Clase S.
- Perfil del registrador predefinido para inspecciones según la norma EN 50160.
- Mediciones de potencia conforme a las normas IEC 61557-12 e IEEE 1448.
- 8 canales simultáneos - conversión AD de 16 bit para obtener unas mediciones de potencia precisas (error mínimo de variación de fase).
- Registrador potente y fácil de utilizar con 8MB de memoria y posibilidad

para registrar 524 firmas de calidad de energía diferente.

- Medición y registro de interarmónicos y señalización de red.

Las mediciones se han realizado de manera que se puede representar considerablemente el comportamiento del consumo de energía de dicha instalación.

El analizador de redes se instaló en un tiempo de medición durante un día completo de 6:00 p.m. a 6 p.m. del otro día, es decir, un periodo de mediciones de 24 horas. Dada la actividad diaria de este local, no importa el horario de inicio y fin de las mediciones.

En las figuras 2.7, 2.8 y 2.9 se muestran el consumo de energía eléctrica en el Nodo y el comportamiento de la potencia de dicha instalación respectivamente.

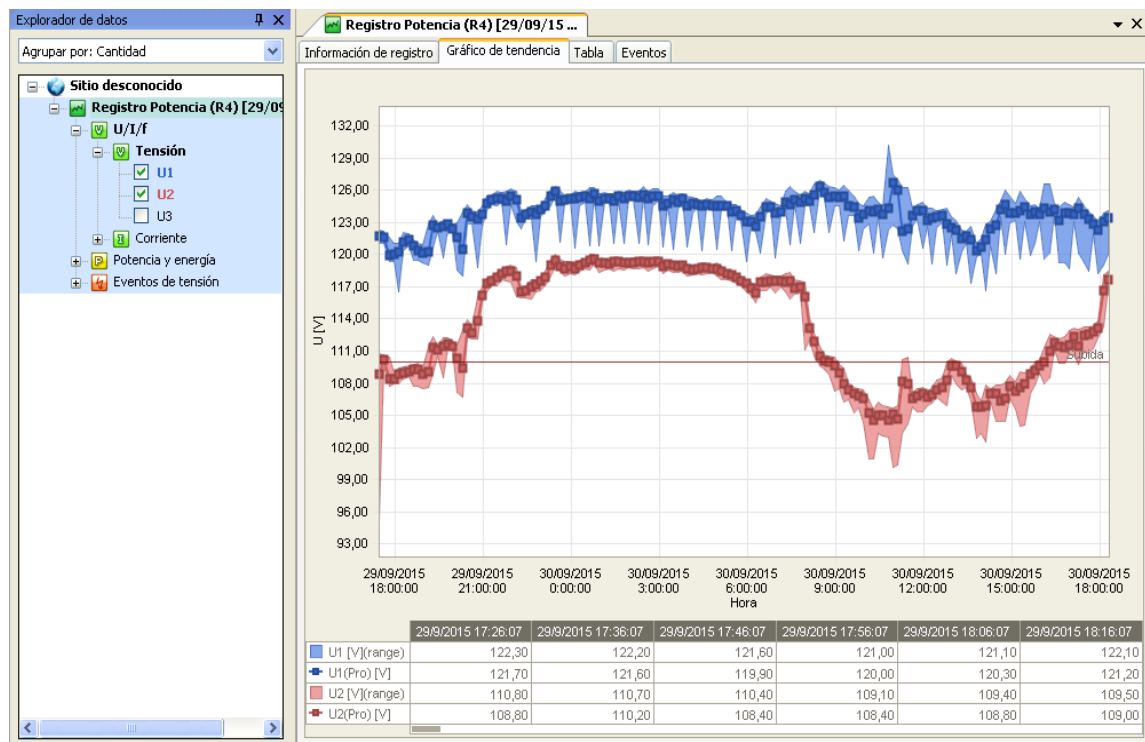


Figura 2.7. Comportamiento de la tensión en el Nodo Central.

En esta figura se puede apreciar el comportamiento del voltaje en un periodo de un día, medido desde las 6 p.m. hasta las 6 p.m. del día siguiente. Se puede observar como existen solo dos fases en el local.

La fase 2 tiene un comportamiento irregular fundamental mente en el horario de trabajo de 9 a.m. a 4 p.m. aproximadamente.

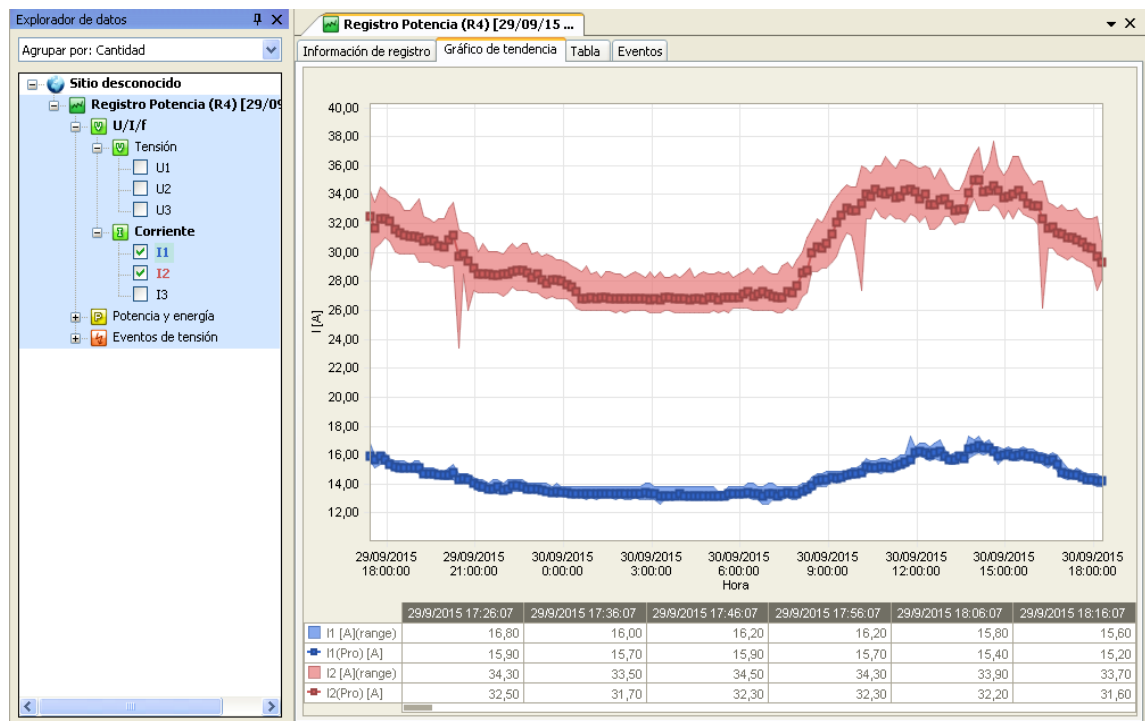


Figura 2.8. Comportamiento de la corriente en el Nodo Central.

En esta figura se puede apreciar el comportamiento de la corriente en un periodo de un día, medido desde las 6 p.m. hasta las 6 p.m. del día siguiente. De forma similar al comportamiento de la tensión, se observa como la fase 2 tiene un comportamiento irregular en el horario de trabajo, debido a que posee más cargas conectadas que la otra fase.

El valor de corriente máxima registrada fue de 35 A en la fase 2, graficada en color rojo en la figura anterior.

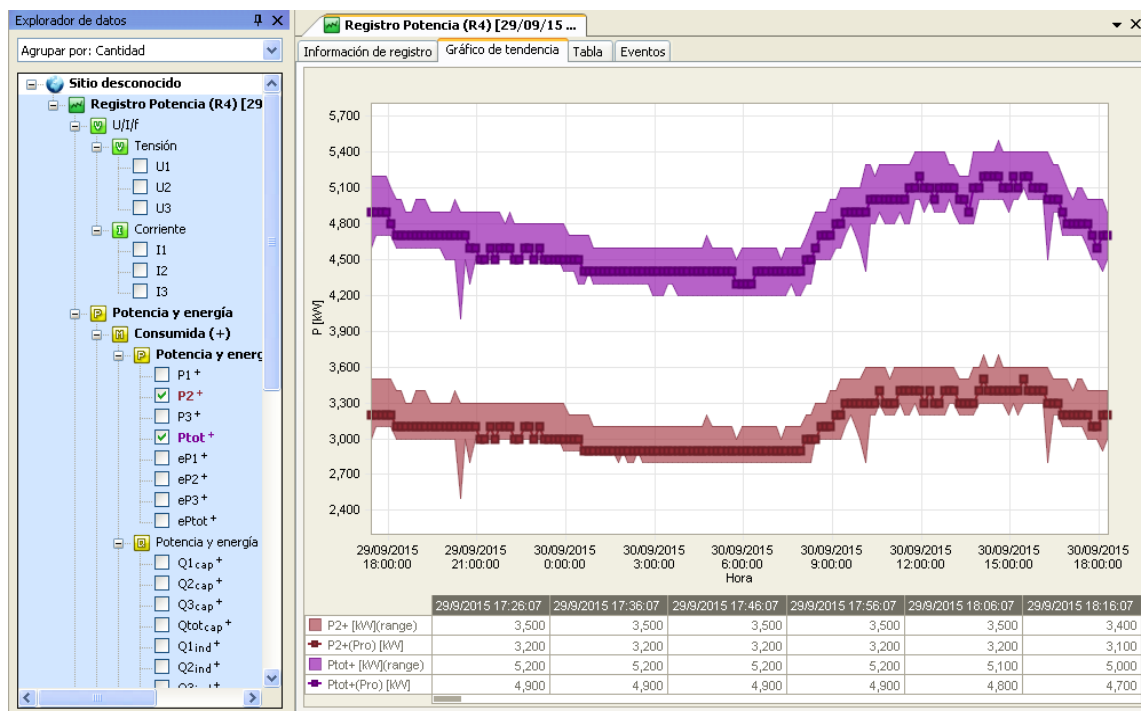


Figura 2.9. Comportamiento de la potencia en el Nodo Central.

En esta figura se puede apreciar el comportamiento de la potencia en un periodo de un día, medido desde las 6 p.m. hasta las 6 p.m. del día siguiente.

El valor de máxima potencia registrado fue de 5,2 W, graficada en color violeta en la figura anterior.

2.7 Sistema fotovoltaico autónomo propuesto

La figura 2.10 muestra un resumen del dimensionado del sistema fotovoltaico autónomo. Como se puede apreciar, se ha dimensionado para 1 día de autonomía, se ha considerado ese tiempo razonablemente prudente para este tipo de servicio. El arreglo fotovoltaico tiene 21 strings de 3 módulos conectados en serie, para una potencia total de 11,7 kWp.

User needs	Household	Aver. power 1657 W	Daily Energy 40 kWh	Night ratio 50.3 %
Battery pack	21 in parallel, 48 V	Capacity 998 Ah	Stored energy 38 kWh	Autonomy 1.0 d
PV Array	21 str. of 3 modules	Nom. power 11.7 kWp	Av. daily energy 44 kWh	PV/PLoad 7.0
Controller	Universal, Direct coupling		Thresholds acc. to voltagMax.	PV current 30 A

Figura 2.10. Resumen del dimensionado del SFVA.

La figura 2.11 muestra el esquema en bloques del sistema fotovoltaico autónomo propuesto. Se puede apreciar cada una de las partes que conforman el sistema: arreglo fotovoltaico, regulador, inversor, banco de baterías y la carga final.

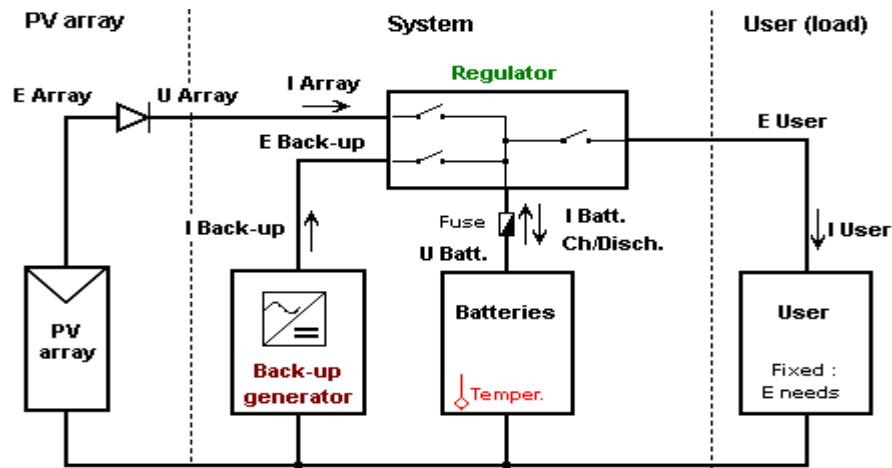


Figura 2.11. Diagrama en bloques del SFVA propuesto.

2.8 Dimensionado de los paneles fotovoltaicos

La propuesta del presente trabajo para el SFVA, consiste primeramente en implementarlo con los paneles fotovoltaicos fabricados en Pinar del Rio. Estos paneles son los únicos que se fabrican en territorio nacional y por ende, se propone el empleo del modelo DSM-185 de 185 Wp.

Este módulo no se encuentra en la base de datos del PVsyst, por lo que fue necesario crear un nuevo fichero a partir de sus características eléctricas mostradas en la figura 2.12.

En el anexo 1 se muestran las características eléctricas y constructivas del panel fotovoltaico DSM-185.

Modelo	DSM-185C		Fabricante	DSM	
N. archivo	DSM-185C.PAN		Origen datos	Manufacturer	
Custom parameters definition			Prod. desde 2010 a 2016		

Potencia nominal (en STC)	185.0 Wp	Tol. +/-	-5.0 5.0 %	Tecnología	Si-mono
---------------------------	----------	----------	------------	------------	---------

Especificaciones del fabricante o otras medidas					
Cond. de referencia:	GRef	1000 W/m²	TRef	25 °C	
Corriente de cortocircuito	Isc	8.450 A	Circuito abierto Voc	29.50 V	
Punto Potencia Máximo:	Imp	7.870 A	Vmpp	23.50 V	
Coefficiente de temperatura	milsc	6.0 mA/°C	N° células 48 en serie		
	o milsc	0.071 %/°C			

Resultado del modelo interno					
Cond. de funcionamiento	GOper	1000 W/m²	TOper	25 °C	
Punto Potencia Máximo:	Pmpp	185.0 W	Coef. temperatura	-0.39 %/°C	
	Corriente Imp	7.92 A	Tensión Vmpp	23.4 V	
	Corriente de cortocircuito Isc	8.45 A	Circuito abierto Voc	29.5 V	
Eficiencia	/ Sup. células	15.83 %	/ Sup. módulo	14.26 %	

Resumen del modelo	
Parámetro principal	
R paral.	500 ohm
Rp (G=0)	2000 ohm
R serie modelo	0.30 ohm
R serie máx.	0.39 ohm
R serie aparente	0.46 ohm
Parámetros modelo	
Gamma	1.071
Io Ref	1.66 nA
muVoc	-94 mV/°C

Figura 2.12. Características eléctricas del panel fotovoltaico DSM-185.

La figura 2.13 muestra el dimensionado de los módulos fotovoltaicos DSM-185. Se necesitan 63 módulos que cubren un área de 82 m², para una potencia total de 11,7 kW.

PV Array design	
Number of modules and strings	
Mod. in serie	3 ☒ 3 mod. nominal
Nb. strings	21 ☐ Between 18 and 22
☐ Show sizing	
Nb modules	63
Area	82 m²

Operating conditions :	
Vmpp (70°C)	57 V
Vmpp (20°C)	71 V
Voc (-10°C)	98 V
Plane irradiance 1000 W/m²	
Imp (STC)	167 A
Isc (STC)	181 A
Isc (at STC)	177 A

Max. operating power	10.5 kW
en 1000 W/m² y 50°C	
Array's nom. power (STC)	11.7 kWp

Figura 2.13. Dimensionado de los módulos FV DSM-185.

El tejado del edificio Docente #1 es plano horizontal. De cara a las horas equivalentes, la solución óptima es instalar con la inclinación y orientación óptima (30°, Sur) y recomendada para Cuba [21, 22].

De cara al instalador, se quiere optimizar el número de paneles a instalar sin disminuir en exceso las horas equivalentes.

Se conoce que cuanto mayor es el ángulo de inclinación de los paneles, las sombras serán mayores, por tanto, se debe disminuir el número de paneles que se pueden instalar entre filas.

Por otro lado, si se instalan paneles con la orientación del tejado, cabrán más que si se instalan en la orientación Sur.

La figura 2.14 muestra las pérdidas por inclinación y orientación distinta a la óptima para optimizar la potencia pico a instalar, o lo que es lo mismo, el número de paneles a instalar. La inclinación mínima es 20° para que el agua pueda discurrir libremente y se limpie la superficie del panel, la inclinación máxima 30° . La orientación Sur corresponde con la óptima de cara a las horas equivalentes y la orientación 30° Este optimiza la potencia pico a instalar.

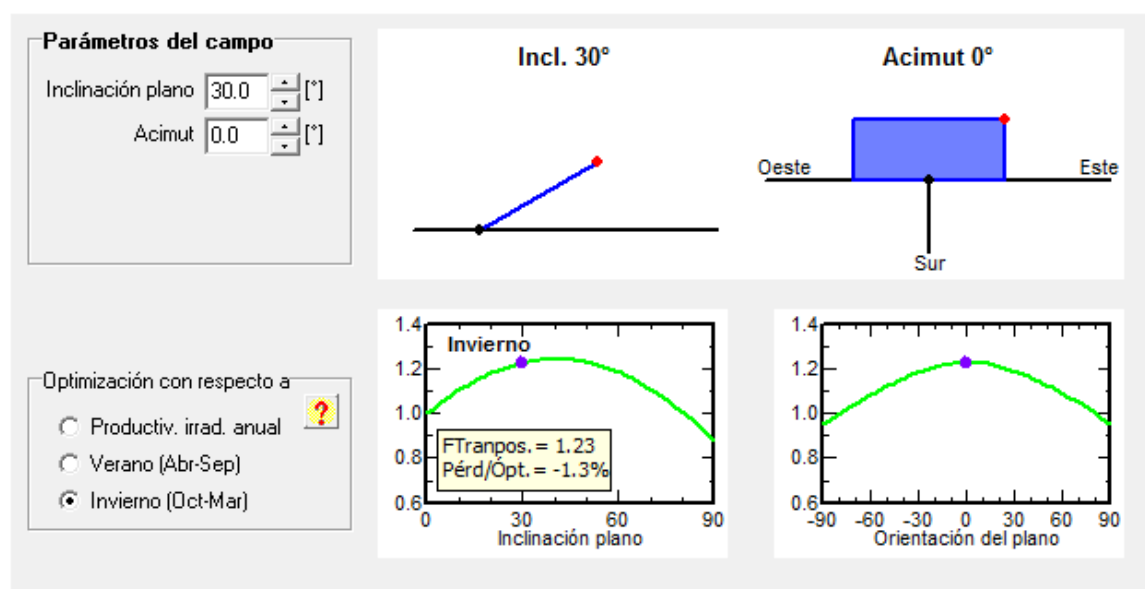


Figura 2.14. Configuración de la orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos.

2.9 Dimensionado de las baterías

Para el banco de baterías se intentará cubrir la capacidad con el menor número de baterías posible, ya que esto también supone menor coste. Cuanto mayor la batería, menor el coste del Ah.

Se ha elegido una batería de la marca Sonnenschein, con una capacidad (C10) de 48 Ah y 12 voltios, por lo tanto, se tendrán que colocar 21 strings de 4 baterías en serie, dando un total de 84.

La figura 2.15 muestra los resultados del dimensionado de las baterías.

Specify the Battery set			
Sort Batteries by ☒ voltage ☐ capacity ☐ manufacturer			
Sonnenschein	12 V	48 Ah	Solar S12/60 A
4	☒ Batteries in serie	Number of batteries	84
21	☒ Batteries in parallel	Number of elements	504
		Battery pack voltage	48 V
		Global capacity	998 Ah
		Stored energy (80% DOD)	38.3 kWh
		Total weight	1596 kg

Figura 2.15. Dimensionado de las baterías.

2.10 Dimensionado del regulador/inversor

El último elemento a elegir es el regulador/inversor. Existen en el mercado soluciones para sistemas fotovoltaicos autónomos que, en un mismo aparato integran el regulador y el inversor. Un ejemplo es la serie AJ de Steca, que ofrece varios modelos para distintas configuraciones del sistema. Para las simulaciones en el PVsyst es imprescindible trabajar con equipos que hacen a la misma vez, las funciones de regulador e inversor.

El rango de tensiones de entrada para el cual la eficiencia del inversor es máxima tiene que estar dentro del rango del sistema, es decir, que soporte la máxima corriente generada por el sistema fotovoltaico. En la base de datos del PVsyst existen más de 2000 alternativas posibles de inversores.

La figura 2.16 muestra el dimensionado del inversor Isotón escogido para el sistema fotovoltaico autónomo.

Select the control mode and the controller			
☐ Universal controller		Direct coupling of PV array to battery	
☒ Operating mode		Isotón	
☒ Direct coupling		Max. Charging - Discharging current	
☐ MPPT converter		Series 24-48 V 30 A 30 A Isotón30	
☐ DC-DC converter		Number of controllers 11	
		Max. PV input current	330 A
		Load maximum current	330 A
		Nom. battery voltage	24-48 V

Figura 2.16. Dimensionado del regulador/inversor.

Nótese que, en este caso, se necesitan 11 inversores que soporten una corriente de 330 A de los paneles fotovoltaicos a las condiciones STC.

2.11 Dimensionado del cableado

La elección del cableado es un paso importante, aparte de cumplir los requisitos de caída de tensión, tiene que ser fiable y, no deteriorarse su capa aislante ni por el efecto de los rayos UV, temperatura o humedad.

Para evitar esto último se utiliza cable solar, certificado para las siguientes normas.

- Retardador de llama según IEC 60332-1-2
- Libre de halógenos según EN 50267-2-2
- Resistente al ozono según 50396
- Resistente al UV según HD 605/A1
- Resistente a la corrosión según EN 60811-2-1

En la figura 2.17 se muestra la configuración del cableado empleado, como se puede ver, se incluye una caída de 0,7 V que corresponde al diodo de bloqueo. En un sistema fotovoltaico autónomo, se incluye este diodo para proteger los módulos de las descargas de la batería, no circule corriente por ellos proveniente de la batería. Esto puede pasar cuando los módulos no estén generando electricidad.

The screenshot shows a software window titled "Circuito CC: pérdidas óhmicas en el generador". It contains three input fields with their respective units and checkboxes for defect status:

- Resistencia global en el cableado: 1.7 mOhm, with a checkbox for "Calculada" (unchecked).
- o fracción de pérdida en STC: 0.4 %, with a checkbox for "Defecto" (unchecked).
- Caída de Tensión a través del diodo: 0.7 V, with a checkbox for "Defecto" (checked).

On the right side, there is a button labeled "Cálculo detallado" with a gear icon, and a yellow warning icon with a question mark below it.

Figura 2.17. Dimensionado del cableado.

2.12 Configuración de pérdidas asociadas al sistema.

Pérdidas por suciedad y polvo

Las pérdidas por suciedad para el sistema que se propone son de alrededor de un 3 %, por ser Moa un municipio netamente industrial y principalmente productor de níquel más cobalto en minas de cielo abierto que durante su explotación expulsa a la atmósfera grandes cantidades de partículas que son trasladadas por los vientos haciendo que el ambiente en este lugar sea de alta contaminación impidiendo que el SFVA propuesto tenga un 100% de eficiencia por suciedad.

Pérdidas por incremento de la temperatura

Normalmente esta es una información que indican los fabricantes en las características técnicas de sus módulos, en caso de no disponer de ella, para los cálculos prácticos, se toma un coeficiente de pérdida de la potencia de salida del 0,6%/°C, para cada grado por encima de los 25 °C.

Para los cálculos prácticos, en el caso de que no se puede calcular la temperatura del módulo, se toma una temperatura de trabajo como 20 °C por encima de la temperatura ambiente según bibliografías consultadas [17].

Un factor importante a tener en cuenta en esta instalación es que los módulos fotovoltaicos se instalan con un ángulo de inclinación de 30 grados hacia el Sur. Esto conlleva a que se configure en la sección de las pérdidas, específicamente los parámetros térmicos, como módulos montados al aire libre, como lo indica la figura 2.18.

Factor de pérdidas térmicas del campo

Factor de pérdidas térmicas $U = U_c + U_v \cdot |V_e|^{Viento}$

Factor de pérdida constante U_c W/m²K 

Factor de pérdida del viento U_v W/m²K / m/s

Valores por defecto según montaje

- ☒ Módulos montados "al aire libre" con circulación de
- ☐ Semi-integrado con conducto de aire detrás
- ☐ Integración con aislamiento trasero completo

Figura 2.18. Definición del tipo de montaje de los módulos fotovoltaicos.

Esta configuración es muy importante, ya que permita realizar la simulación lo más fiel posible a la realidad.

Pérdidas por cableado

Una vez calculadas las secciones y longitudes de las líneas, se debe incluir en la simulación, para que el PVsyst incluya sus pérdidas en la simulación. En la figura 2.19 se muestra la configuración de las pérdidas por cableado.

Parámetros térmicos | **Pérdida óhmica** | Calidad módulos - Mismatch | Polvo y suciedad | Pérdidas IAM | Degradation

Circuito CC: pérdidas óhmicas en el generador

Resistencia global en el cableado mOhm ☐ Calculada  **Cálculo detallado**

o fracción de pérdida en STC % ☐ Defecto

Caída de Tensión a través del diodo V ☒ Defecto 

Figura 2.19. Configuración de las pérdidas por cableado.

No se van a considerar más pérdidas, el resto de factores se dejan como los trae el programa por defecto. Por lo tanto, ya se puede pasar a la simulación del sistema fotovoltaico autónomo.

CAPÍTULO III. ANÁLISIS, VALORACIÓN ECONÓMICA Y MEDIOAMBIENTAL

3.1 Introducción

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos en las simulaciones del PVsyst, ellos incluyen: energía generada anualmente, pérdidas asociadas a los dos sistemas y otros datos de interés. También se determinan los beneficios que se pueden obtener de la instalación del SFVA, la cantidad de combustible que se ahorra, una valoración medioambiental y el efecto ecológico que representan.

3.2 Consideraciones para las simulaciones

Para el dimensionado del sistema fotovoltaico autónomo, se tuvieron varias consideraciones en cuenta:

- **Autonomía de las baterías de 1 día.** En un primer momento se pensó realizar las simulaciones para una jornada laboral, es decir, para 8 horas, pero el PVsyst solo permite una autonomía mínima de 1 día.
- **Emplear paneles fotovoltaicos de producción nacional.** Los paneles de la serie DSM que se fabrican en el Combinado de Componentes Electrónicos de Pinar del Rio, tienen una potencia máxima de 185 Wp, esta potencia es se puede considerar como media entre la gama de potencias existentes a nivel mundial. Esto significa que, el espacio que ocuparán los paneles, podría reducirse si se emplearan otros modelos de paneles de mayor potencia.
- **Durante el tiempo de funcionamiento del sistema fotovoltaico autónomo trabajarán todos los equipos del Nodo Central de la Red.** Esta consideración tiene lugar, porque los equipos de mayor consumo (aires acondicionados, servidores, router, swicht) son los que deben estar funcionando todo el tiempo. Los de menor consumo (lámparas, computadoras e impresoras) no influyen significativamente en el rendimiento del sistema propuesto.

3.3 Energía incidente de referencia en el plano receptor

En la figura 3.1 se muestra la energía incidente de referencia en el plano receptor. El índice de producción de referencia medio diario Y_R obtenido para todo el año es de $5,175 \text{ kWh/m}^2$, en total concordancia con estudios previos realizados en Cuba [8, 21, 22].

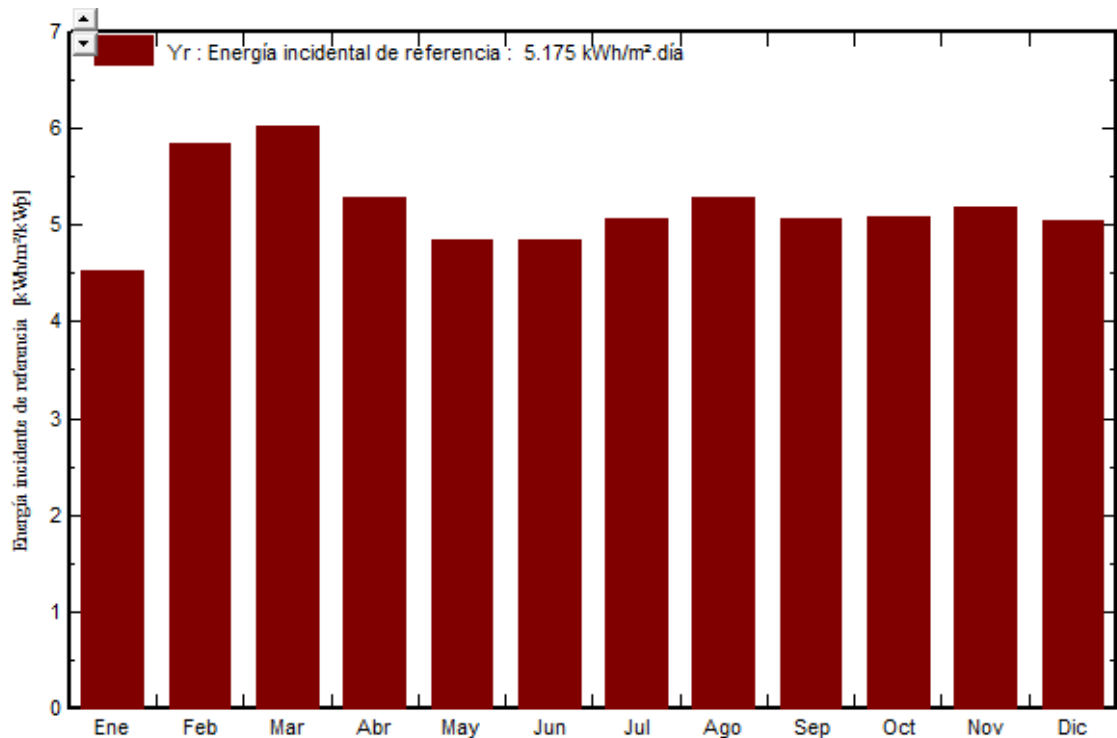


Figura 3.1. Energía incidente de referencia en el plano receptor.

3.4 Generación de energía eléctrica anual

La simulación genera información sobre el comportamiento del sistema fotovoltaico, en función de los datos que se han introducido anteriormente. Estos datos van desde la presentación de los datos meteorológicos o los de consumo, hasta balances energéticos, tensiones y corrientes de los distintos componentes.

Posiblemente, las gráficas 3.2 y 3.3 son las más interesantes, por la cantidad de información que reflejan.

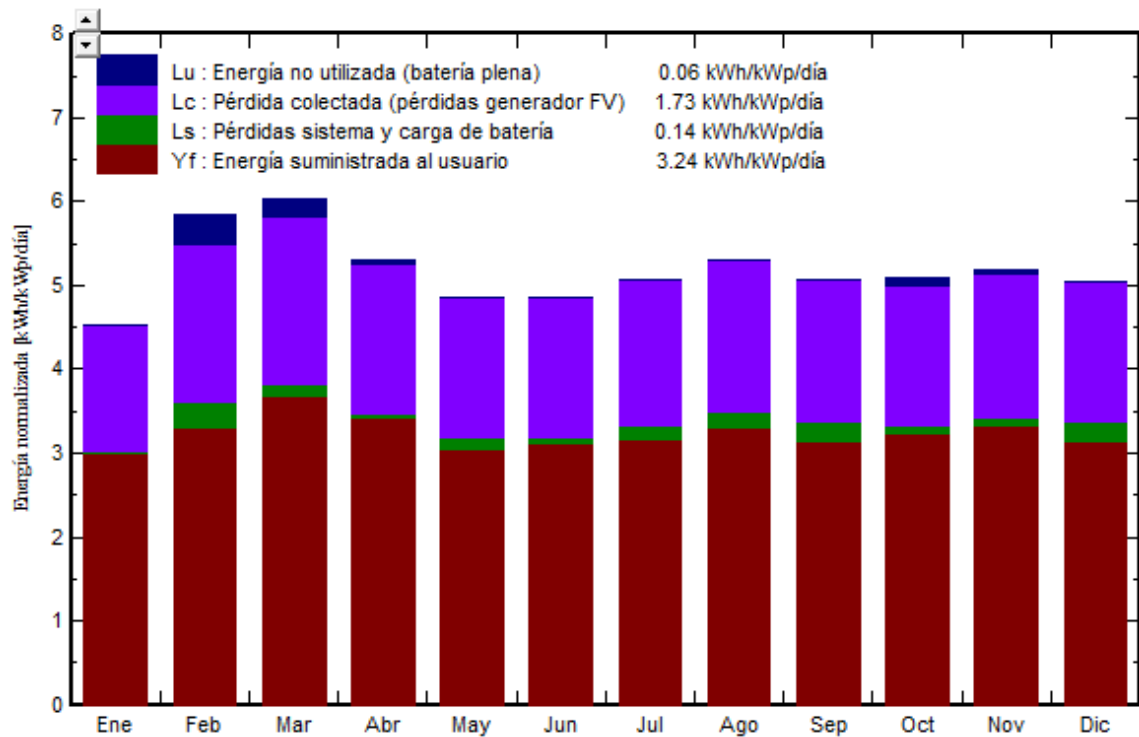


Figura 3.2. Factores de pérdidas del SFVA.

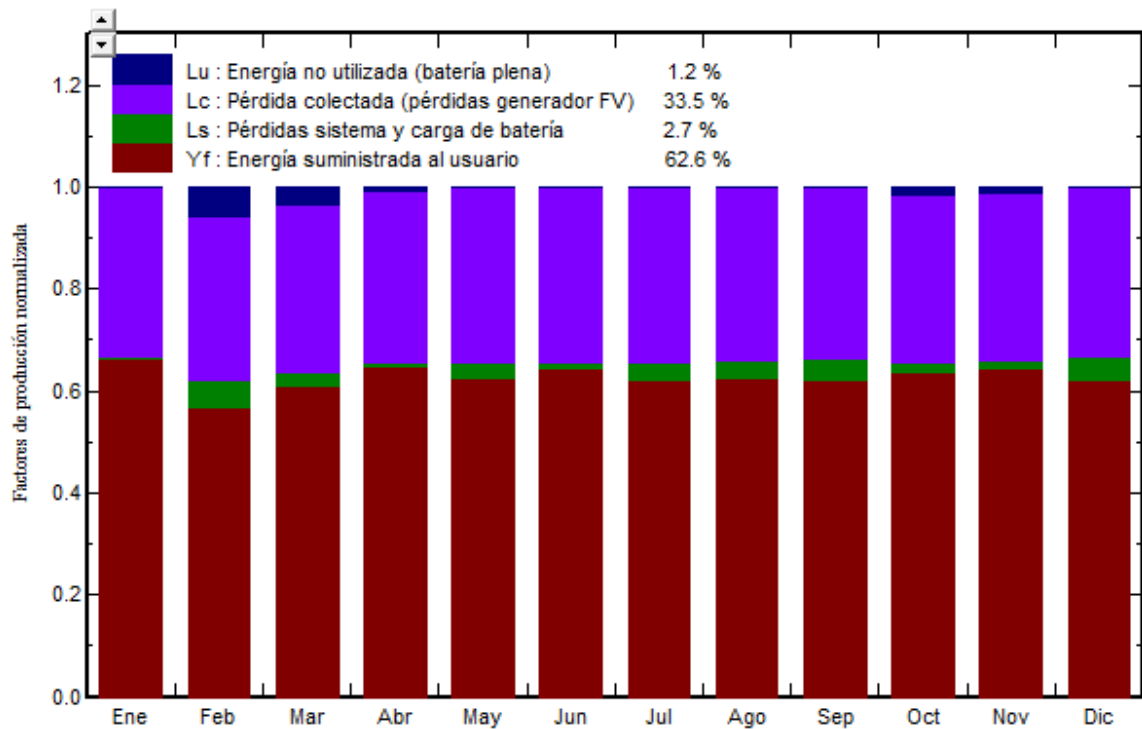


Figura 3.3. Producción normalizada y factores de pérdidas del SVFA.

En ella se muestra la energía que no es entregada a las cargas (franja azul), las pérdidas en el generador (franja morada), las pérdidas en la batería (franja verde) y la energía entregada a las cargas (franja roja). Se puede ver que el sistema está optimizado para hacer frente al consumo de los meses de junio, julio y agosto, que es el mayor y, sobretodo, para el mes de diciembre que es el que peor relación radiación/consumo tiene.

El resto de meses disponen de energía que no se puede almacenar en las baterías, por lo tanto, el regulador tiene que disiparla, para no sobrecargar las baterías.

La tabla 3.1 resulta muy interesante, es la que se utilizó para el diseño previo y, muestra principalmente la probabilidad de pérdida de carga del sistema. Como se puede ver en la última columna, que corresponde a la probabilidad de pérdida de carga, sale mayor a la del diseño previo, pero en ningún supera el 0%.

Tabla 3.1. Utilización de la energía y probabilidad de pérdidas de carga (Pr LOL).

	EArray	E Load	E User	SolFrac	T LOL	Pr LOL
	kWh	kWh	kWh		Hora	%
Enero	1817	2358	2358	1.000	0	0.00
Febrero	2236	2130	2130	1.000	0	0.00
Marzo	2598	2358	2358	1.000	0	0.00
Abril	2064	2282	2282	1.000	0	0.00
Mayo	1894	2358	2358	1.000	0	0.00
Junio	1818	2282	2282	1.000	0	0.00
Julio	1981	2358	2358	1.000	0	0.00
Agosto	2091	2358	2358	1.000	0	0.00
Septiembre	1947	2282	2282	1.000	0	0.00
Octubre	2052	2358	2358	1.000	0	0.00
Noviembre	2032	2282	2282	1.000	0	0.00
Diciembre	2017	2358	2358	1.000	0	0.00
Año	24548	27761	27761	1.000	0	0.00

El “Performance Ratio (PR)” es muy utilizado en sistemas fotovoltaicos conectados a red, para estudiar el rendimiento de estos. Sin embargo, en el caso de sistemas autónomos, no se trata de conseguir la producción máxima, sino de adecuar está a un consumo determinado [11].

La figura 3.4 presenta el PR de la instalación (barras rojas) y la relación entre energía solar disponible y consumo (SF).

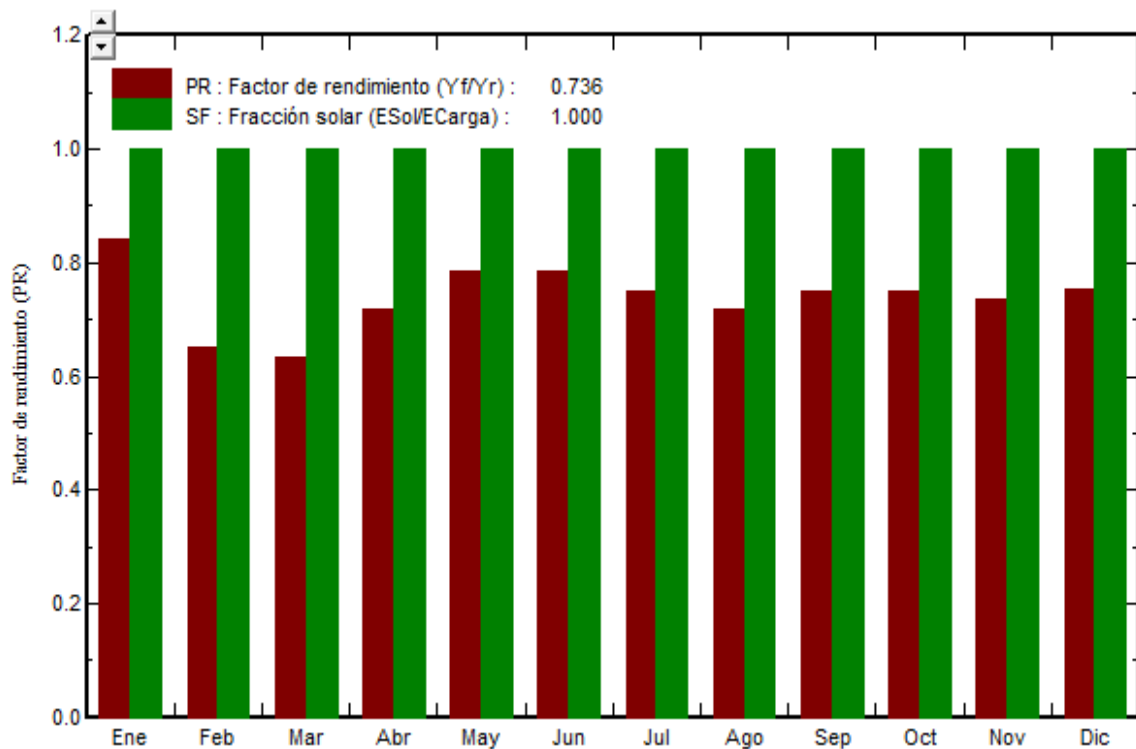


Figura 3.4. Factor de rendimiento (PR) y fracción solar (SF)

En la tabla 3.2 se resumen los balances y resultados principales de la simulación del sistema fotovoltaico. El valor más alto de irradiación corresponde al mes de julio con un acumulado de 183 kWh/m^2 y el valor más discreto corresponde al mes de enero con $110,9 \text{ kWh/m}^2$.

Sin embargo, el mes que posee mayor disponibilidad de energía es el mes de marzo con $1566,683 \text{ kWh}$, mientras que el mes de menor disponibilidad de energía es enero con solo $1060,033 \text{ kWh}$.

La irradiación anual es de $1827,1 \text{ kWh/m}^2$ con una producción de energía eléctrica disponible de $14,66 \text{ kWh}$.

Tabla 3.2. Balances y principales resultados.

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail kWh	EUused kWh	E Miss kWh	E User kWh	E Load kWh	SolFrac
Enero	110.9	132.7	1060.033	0.000	0.000	1233	1233	1.000
Febrero	137.1	154.7	1366.364	0.000	0.000	1114	1114	1.000
Marzo	174.8	175.9	1566.683	0.000	0.000	1233	1233	1.000
Abril	167.8	148.9	1234.881	0.000	0.000	1193	1193	1.000
Mayo	171.9	140.4	1145.671	0.000	0.000	1233	1233	1.000
Junio	173.5	135.4	1089.680	0.000	0.000	1193	1193	1.000
Julio	183.0	146.8	1151.623	0.000	0.000	1233	1233	1.000
Agosto	178.6	153.7	1269.229	0.000	0.000	1233	1233	1.000
Septiembre	149.0	142.9	1147.564	0.000	0.000	1193	1193	1.000
Octubre	139.9	148.7	1227.933	0.000	0.000	1233	1233	1.000
Noviembre	123.1	147.3	1217.659	0.000	0.000	1193	1193	1.000
Diciembre	117.6	148.2	1191.696	0.000	0.000	1233	1233	1.000
Año	1827.1	1775.6	14669.015	0.000	0.000	14517	14517	1.000

3.5 Pérdidas asociadas al sistema

La figura 3.5 muestra que las pérdidas por sombreado que más afectan al sistema monocristalino están en el orden del 1 %. Éstas ocurren desde las 6:00 a.m. y después de las 5:00 p.m. La evolución local de las trayectorias solares diarias permite afirmar que las pérdidas por sombras son mayores en invierno.

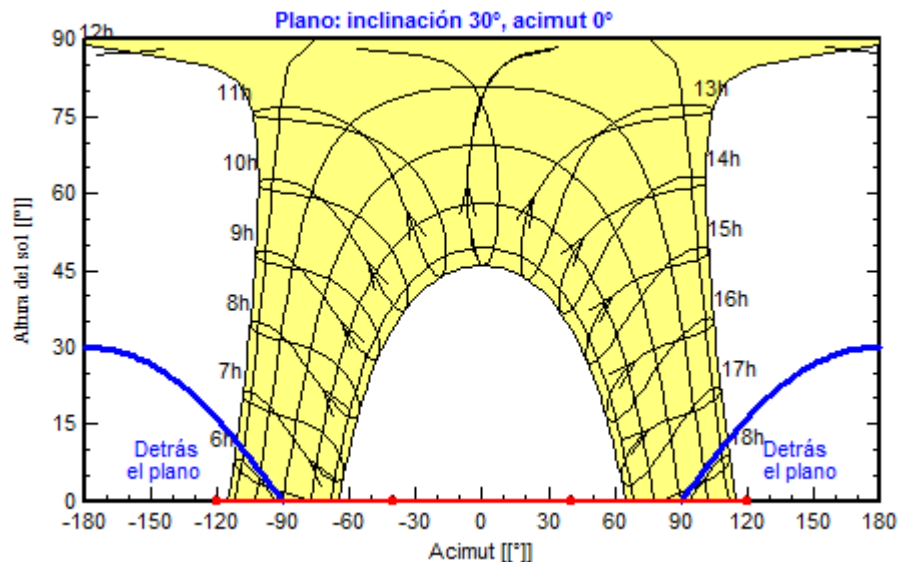


Figura 3.5. Factor de sombras de la instalación de los módulos.

Diagrama de pérdidas

Como resultado del análisis del diagrama de pérdidas de las simulaciones, se obtuvo que la energía entregada a la red es ligeramente superior a los 14,5 MWh/año, lo que equivale al consumo de siete días completos del ISMMM y además, representa el 2,1 % (692,99 MW) del plan anual del centro.

En la figura 3.6 se representan de arriba hacia abajo: las pérdidas ópticas de los colectores solares de 2,7 %, las pérdidas del generador FV de -13,9 %, y finalmente las pérdidas de eficiencia en las baterías de 2,3 %. La suma total de las pérdidas asciende a 25,3 %. Las pérdidas de un 3,4 % de los paneles FV se deben a que están inclinados, por lo que existe circulación de aire por su parte trasera, disminuyendo significativamente su temperatura de operación.

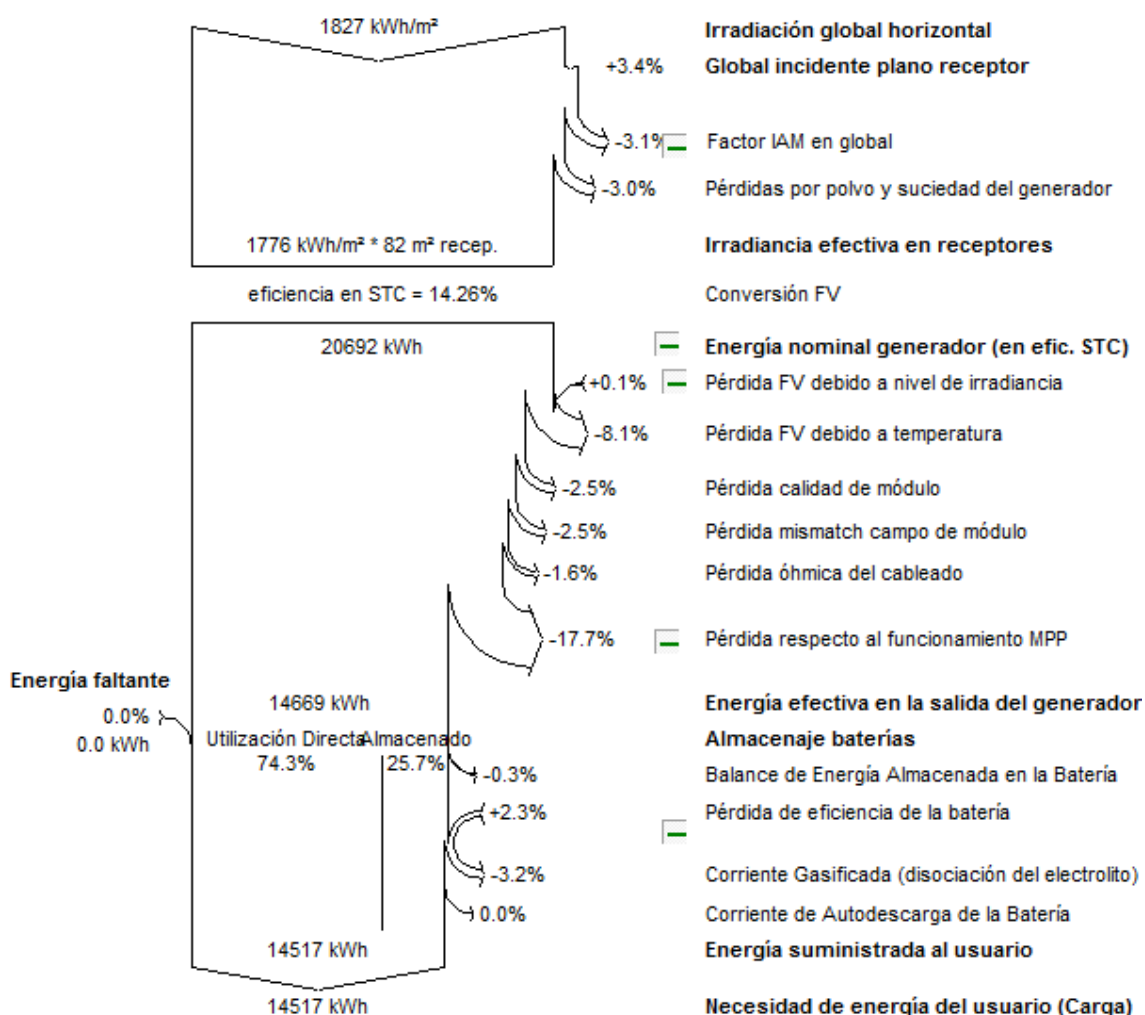


Figura 3.6. Diagrama de pérdidas del SFVA.

Los resultados del PVsyst muestran que la irradiación global sobre el plano horizontal recibida durante un año para la localidad de Moa es de 1827 kWh/m², en total correspondencia con el valor promedio anual para el territorio nacional [8, 11, 21, 22].

Como los paneles FV tiene una inclinación de 30° como se recomienda para Cuba, existe ganancia de irradiación sobre el plano receptor. Nótese que la eficiencia en STC para esta tecnología FV a base de Si-mono es de un 14,26 %, acorde a los estándares mundiales [23].

A la irradiación global sobre el plano horizontal se le resta el 3,0 % debido al efecto de Modificador del Ángulo de Incidencia o *Incidence Angle Modifier (IAM)* y un 3,1 % producto al efecto de la suciedad y el polvo, obteniéndose un valor efectivo de 14517 kWh/m² anual.

3.6 Seguridad y protecciones

Se debe proteger tanto a los equipos como a las personas que van a hacer uso de la instalación o realizar su mantenimiento.

Medidas de protección del generador fotovoltaico

Al ser la tensión máxima alcanzable por el generador FV inferior a 75 V, no hace falta ninguna medida de protección especial, sólo poner a tierra los marcos de los módulos.

Medidas de protección de las baterías

Se tiene que tener especial cuidado en la renovación del aire, al ser las baterías de plomo. Se recomienda guardar las baterías en un local climatizado y que tenga buena climatización.

Al ser la tensión de las baterías inferior a 75 V, se podrán instalar el regulador y el inversor en la misma sala que éstas.

Medidas de protección del inversor

A la salida del inversor se debe instalar un interruptor magnetotérmico y un diferencial por cada circuito.

Caseta para equipos

Se recomienda habilitar un local para alojar las baterías, el regulador y el inversor, ya que las baterías no se pueden colocar en ninguna habitación que sea habitada. Se tendrá que tener en cuenta la normativa para que los equipos queden alojados conforme a ella.

Respecto a las baterías, se debe disponer de un pasillo de 75 cm para poder realizar fácilmente su mantenimiento y sustitución. Se deben colocar en una estantería que no se corroa con el ácido del electrolito y en una parte del local a la que no lleguen directamente los rayos UV.

El regulador debe estar a una distancia ligeramente superior a 0,5 m de las baterías, para evitar riesgos de explosión y a una altura máxima de 1,7 m.

El inversor no debe estar expuesto a la radiación UV, el polvo o la humedad. Se recomienda colocar una puerta con cerradura para evitar la entrada de personal no autorizado o animales, para evitar riesgos innecesarios. Se recomienda no dejar ninguna ventana, para evitar que lleguen rayos UV a los equipos.

3.7 Valoración Técnico-Económica

Para el análisis económico, se parte del capital necesario en la inversión empleando el valor del presupuesto de construcción y montaje de la instalación. El análisis de costos constituye una parte importante del diseño de los SFVA y no puede abordarse sólo en base al costo inicial de la instalación, el cual, generalmente es superior al de otras alternativas.

A pesar de esto, pueden resultar económicamente ventajosos a lo largo de toda su vida útil pues, el costo de operación y mantenimiento es relativamente muy pequeño. Además, este sistema alternativo significaría una reducción de

potencia activa y energía generada la cual se traduce en un ahorro de combustible que se refleja en la liberación de capacidad en plantas y redes.

Cálculo de acuerdo a la energía generada

De acuerdo a que este es un sistema productor de energía eléctrica, o sea es una fuente de energía renovable, este cálculo se dirige hacia el ahorro de energía producida.

Dada la simulación este sistema es capaz de entregar 14517 kWh/año, con este dato se calcula el importe en pesos convertibles (CUC) que ahorraría este sistema FV en caso de que la energía fuese comprada al SEN (Sistema Electroenergético Nacional).

$$14517 \text{ kWh/año} \times 0,582 \text{ (tarifa eléctrica)} = \mathbf{8454 \text{ CUC/año}}$$

Costo inicial de los sistemas fotovoltaicos

Considerando un índice de costo para el sistema fotovoltaico de 1,5 CUC/W o 1500 CUC/kW y teniendo 11,7 kW; se tiene $11,7 \times 1500 = 17\,550 \text{ CUC}$.

En la tabla 3.3 se muestra el costo de cada uno de los componentes del sistema fotovoltaico autónomo propuesto.

Tabla 3.3. Costo total del sistema fotovoltaico autónomo.

Equipos	Unidades	Costo/u	Costo total	Total
Módulo FV	63	-	17 550	99 666,8
Inversor	13	1145,6	14 892,8	
Cableado	20 m	1,2	24	
Baterías	84	800	67 200	

El costo final del sistema fotovoltaico autónomo es de 99 666,8 CUC. Estos valores se calculan sin tener en cuenta los gastos por servicios de importación, lo que significa que el costo final sería superior.

3.8 Tiempo de recuperación de la inversión.

El tiempo de recuperación (T) del capital invertido es uno de los indicadores que represente los beneficios obtenidos, entre menor sea ese tiempo mayor son las ganancias adquiridas.

La ecuación siguiente calcula, el periodo de retorno en años:

$$T = \frac{I}{E - M} \quad (3.1)$$

Donde:

T = tiempo de recuperación de la inversión (años).

I = inversión total del proyecto.

E = Beneficio anual conseguido mediante la energía dejada de generar por las centrales termoeléctricas.

M = costo anual de mantenimiento y explotación de la instalación (costos financieros y de amortización no incluidos).

Sustituyendo en la ecuación 3.1 se obtiene un tiempo de recuperación de la inversión de 13 años y 4 meses.

3.9 Cálculo del ahorro de combustible

A continuación, se calcula cuanta energía se ahorra en un año, utilizando la energía fotovoltaica de la instalación diseñada con respecto al consumo que actualmente existe en el Nodo alimentándolas del Sistema Electroenergético Nacional. Teniendo en cuenta que el comportamiento de la demanda en el Nodo es prácticamente constante, se determina cuánto equivale este ahorro de energía, en combustible dejado de consumir y pesos ahorrados al país por este concepto.

El consumo anual de energía de dicha instalación se calcula mediante la ecuación 3.2.

$$\begin{aligned}
 E &= P \cdot T \cdot 365 \\
 E &= 14517 \cdot 10 \cdot 365 \\
 E &= 52987050 \text{ kWh/año}
 \end{aligned}
 \tag{3.2}$$

Donde

P: Potencia del sistema (kW).

T: Tiempo de radiación máxima (h)

La ecuación 3.3 muestra cómo se calcula este ahorro de combustible, para ello es preciso considerar el consumo específico de combustible por unidad de energía. Según los datos ofrecidos por el Departamento Técnico de Producción (DTP), al consultar el libro de control de los informes anuales de producción el consumo específico en el año 2015 fue de 297,72 g/kWh. Se realiza mediante la expresión siguiente [4-6]:

$$Be = C_{EB} \cdot \Delta Ea \cdot 10^{(-6)} \tag{3.3}$$

Donde:

C_{EB} : consumo específico bruto, g/kWh.

ΔEa : energía ahorrada, kWh/año.

Be : ahorro de combustible, ton/año.

Sustituyendo en la ecuación 3.3 se obtiene:

$$Be = 297,72 \cdot 14517 \text{ kWh / año} \cdot 10^{-6}$$

$$Be = 4,322 \text{ ton / año}$$

Empleando información suministrada por el Departamento Técnico de Producción (DTP) que muestra la matriz energética de los tipos y cantidades de los combustibles utilizados en la Central Termoeléctrica (CTE) para la generación de energía eléctrica se aprecia el peso preponderante que tuvo el

Fuel Oil mediano y pesado constituyendo el 71,58 % del utilizado durante todo un año. El mismo tiene un valor de 274,31 CUC/ton [5].

Entonces el impacto económico solo por concepto de ahorro de combustible se calcula según la ecuación 3.4 [4-6]:

$$\text{Ahorro} \left(\frac{\text{CUC}}{\text{año}} \right) = B_e \cdot C_{\text{comb}} \quad (3.4)$$

Donde:

Ccomb: costo de combustible.

Ahorro de combustible = 1 185,5678 CUC/año

3.10 Efecto medioambiental

Uno de los impactos más importantes a la hora de realizar un proyecto es su consecuencia sobre el medio ambiente, sea positivo o negativo, este resulta en medidas que se deben seguir analizando, para eliminar las condiciones indeseables.

Aun cuando en el mundo se estudian varias opciones para la explotación de energías alternativas, el consumo de combustible en las Centrales Termoeléctricas no es nada despreciable encontrándose en un tercio del combustible fósil que actualmente se extrae de la corteza terrestre.

La emisión de gases producto de la quema de combustibles fósiles es un severo problema que en la actualidad afecta seriamente nuestro planeta.

Durante el proceso de quema de combustible fósil en los hornos de las centrales termoeléctricas se emiten a la atmósfera una serie de gases perjudiciales al planeta, estos gases se enumeran a continuación:

- SO₂ y SO₃ (Dióxido de Azufre y Trióxido de Azufre).
- NO y NO₂ (Monóxido de Nitrógeno y Dióxido de Nitrógeno).
- Partículas de Cenizas.
- Productos de la combustión incompleta, mecánica y química como son:

- CO (Monóxido de Carbono).
- C₂₀H₁₂ (Benzopireno).
- CH₄ y C₂H₄ (Hidrocarburos).

En la Tabla 3.4 se muestran los factores de emisión de contaminantes a utilizar para determinar las emisiones por la fórmula antes expuesta [4-6].

Tabla 3.4. Factor de emisión de contaminantes.

Impactos ambientales	Contaminantes	Factor de emisión g / kWh
Lluvias ácidas	NO	3,41
Gases dañinos	CO ₂	0,23
Efecto invernadero	CO	799
Hidrocarburos	HC	0,083
Lluvias ácidas	SO ₂	0,0984

Para la determinación de la reducción de emisiones de gases es necesaria la cantidad de energía ahorrada anualmente y haciendo uso de la tabla 3.4 se pueden determinar las emisiones de contaminantes de forma siguiente para cada sistema [4-6]:

$$\text{Emisiones} \left(\frac{\text{t}}{\text{año}} \right) = \text{Factor emisión} \left(\frac{\text{tg}}{\text{kWh}} \right) \cdot E \text{ ahorrada} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right) \cdot 10^{-6} \quad (3.5)$$

Factores de emisión

(NO) Factor de emisión = $3,41 \cdot 52987050 \cdot 10^{-6} = 180,6858 \text{ t/año}$

(CO₂) Factor de emisión = $0,23 \cdot 52987050 \cdot 10^{-6} = 12,1870 \text{ t/año}$

(CO) Factor de emisión = $799 \cdot 52987050 \cdot 10^{-6} = 42\,336,6529 \text{ t/año}$

(HC) Factor de emisión = $0,083 \cdot 52987050 \cdot 10^{-6} = 4,3979 \text{ t/año}$

(SO₂) Factor de emisión = $0,0984 \cdot 52987050 \cdot 10^{-6} = 5,2139 \text{ t/año}$

CONCLUSIONES

1. Por primera vez, se midió, registró y caracterizó el comportamiento del consumo de energía eléctrica en el Nodo Central de la Red del ISMMM.
2. Empleando el software profesional PVsyst, se dimensionó un sistema fotovoltaico autónomo, que sirve como fuente de respaldo al Nodo Central de la Red del ISMMM, con una autonomía de 8 horas.
3. La valoración económica evidencia que es teóricamente factible la implementación del sistema fotovoltaico propuesto, repercutiendo además, de forma favorable en la sociedad y el medio ambiente.

RECOMENDACIONES

1. Presentar los resultados del presente trabajo al claustro de profesores de la carrera de Ingeniería Eléctrica, para que sea estudiado en las asignaturas de energías renovables.
2. Presentar los resultados del presente trabajo al Consejo Energético y Consejo de Dirección del ISMMM, para que sea valorado como una alternativa más, como fuente de respaldo para el Nodo Central de la Red.
3. Simular el mismo sistema fotovoltaico propuesto, cambiando los paneles solares por otros de mayor potencia para optimizar el espacio disponible en el lugar de la instalación.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Escudero, Carlos Montemayor. Instalación fotovoltaica aislada para torres de comunicaciones. In., 2010, p. 54.
- [2] CARABALÍ, ANDRÉS GUILLERMO BOADA. Procedimiento técnico para la implementación de microcentrales eléctricas utilizando paneles fotovoltaicos. In.: Ingeniería eléctrica. Universidad Politécnica Salesiana. Sede quito, 2013, p. 243.
- [3] García, Francisco Javier León. Implementación y validación de un sistema de predicción de la generación eléctrica de sistemas fotovoltaicos. In.: Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, 2015.
- [4] Ali, Ali-Nasser Mohamed. Propuesta de diseño de un sistema Fotovoltaico conectado a la red para el CNEA. In.: Facultad de Ingeniería Eléctrica. Departamento de Electroenergética. Universidad de Oriente, 2014, p. 75.
- [5] Justiz, Enyor Guerra. Proyecto de Generación de electricidad a través de Paneles Fotovoltaicos con inyección al SEN, en la Residencia Becas Quintero Univ. De Oriente. In.: Facultad de Ingeniería Eléctrica. Departamento de Electroenergética. Universidad de Oriente, 2014, p. 72.
- [6] Repilado, Maikel Luis Tasé. Diseño de un Sistema Híbrido Diesel-Solar para el puesto de Dirección de la Universidad de Oriente. In.: Facultad de Ingeniería Eléctrica. Departamento de Electroenergética. Universidad de Oriente, 2014, p. 82.
- [7] Cruz, Pedro. Diseño de un generador solar fotovoltaico para alimentar el Nodo Central de la red del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa. In.: Departamento de Ingeniería Eléctrica. Facultad de Metalurgia-Electromecánica. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, 2014, p. 62.
- [8] Pérez, Luis Bériz y González, Manuel Álvarez. Manual para el cálculo y diseño de calentadores solares. In.: Editorial CUBASOLAR, 2008, p. 168.
- [9] OLADE. Observatorio de Energías Renovables en América latina y el Caribe. 2012.
- [10] Bériz, Luis, Calzadilla, Amado , González, Juan Antonio , Infante, Jesús , Montesinos, Alejandro , Moreno, Conrado, Núñez, Magaly , Peña, Emilio , Pérez, Mairelis , Roche, Alberto , Rodríguez, Yoandro , Serrano, Alexis , Turrini, Enrico, Vázquez, Madelaine, Villavicencio, Eliesber y Zayas, Arisleydis. *Solarización territorial. Vía para el logro del desarrollo sostenible*. edited by CUBASOLAR. 2010. 175 p. ISBN 978-959-7113-39-3.
- [11] Moreno, Conrado. La transición hacia 100% con fuentes renovables de energía. *Energía y Tú* [Type of Work]. 2014, vol. 65. Available from Internet:<<http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia65/HTML/Articulo05.htm>>. ISSN 1028-9925.
- [12] Aldana, Alejandro Vargas. Dimensionado de un sistema fotovoltaico amorfo integrado a la cubierta del Docente #2 del ISMMM. In.: Departamento de Ingeniería Eléctrica. Facultad de Metalurgia-Electromecánica. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, 2015, p. 76.
- [13] MEDIACEJA, YOALBYS RETIRADO. MODELACIÓN MATEMÁTICA DEL PROCESO DE SECADO NATURAL DE LAS MENAS LATERÍTICAS. In.:

Departamento de Ingeniería Mecánica. Facultad de Metalurgia-Electromecánica. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, 2012, p. 188.

- [14] IEA. Trends 2015 in photovoltaic applications. Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2014. In., 2015, p. 64.
- [15] Diéguez, Rosmery Vázquez. Comparación energética entre dos sistemas fotovoltaicos instalados sobre la cubierta del Docente #2 del ISMMM. In.: Departamento de Ingeniería Eléctrica. Facultad de Metalurgia-Electromecánica. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, 2015, p. 83.
- [16] Sollet, Jorge Luís Espinosa. Diseño de un Generador Solar Fotovoltaico para el Nodo Central de la Red de la Empresa Mecánica del Níquel (EMNI). In.: Departamento de Ingeniería Eléctrica. Facultad de Metalurgia-Electromecánica. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, 2012, p. 103.
- [17] Trujillo, Pablo Jesús. Sistema fotovoltaico autónomo para casa de campo en Colmenar (Málaga, España). In.: Universidad Internacional de Andalucía, 2010, p. 85.
- [18] Osorio, Liomnis y Montero, Reineris. Análisis energético de un sistema fotovoltaico integrado a una cubierta plana horizontal. Ingeniería Energética, 2016:XXXVII(1):45-54, Enero/Abril, ISSN, 10 de marzo de 2016 2016, vol. 45, no. 54, p. 10.
- [19] Cruz, Pedro. Diseño de un generador solar fotovoltaico para alimentar el Nodo Central de la red del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa. In.: Ingeniería Eléctrica. Instituto Superior Minero Metalúrgico Dr. Antonio Núñez Jiménez, 2014, p. 62.
- [20] Plus, Power Q. Manual de Power Q Plus. In., 2014, p. 95.
- [21] Sarmiento Sera, Antonio. Una pregunta sobre paneles fotovoltaicos. Energía y Tú, 2010, vol. 51, no. 5, p. 3.
- [22] Stolik Novygrod, Daniel. Cien preguntas y respuestas sobre la energía fotovoltaica (I). Energía y Tú, 2012, vol. 58, no. 3, p. 10.
- [23] Ospino, Adalberto, Robles, Carlos y Duran, Alejandro. Modelado y simulación de un panel fotovoltaico empleando técnicas de inteligencia artificial. Ingeniería Energética, 16 de febrero de 2016 2014, vol. XXXV, no. 3, p. 9.

ANEXO 1. Características eléctricas y constructivas del panel DSM-185

Especificaciones		
Celda	Celda Solar de silicio Monocristalino 156 X 156 mm	
No. de celdas y conexiones	48 (6X8)	
Dimensiones del módulo	1310 mm X 990 mm X 50 mm	
Caja de conexión (fabricante/grado de protección/número de diodos)	PV-RH701 (CIXI/IP65/6)	
Dimensiones de la caja de interconexión (longitud/ancho/profundidad) [mm]	151 / 122 / 25	
Conector (fabricante/longitud cable negativo/longitud cable positivo)	05-6 (CIXI/900mm/900mm)	
Peso	15.8 Kg	
Características eléctricas		
Modelo	DSM-180 (23)-C	DSM-185 (23)-C
Voltaje a circuito abierto (Voc), [V]	29,5	29,5
Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmp), [V]	23	23,5
Corriente de corto circuito (Isc), [A]	8,3	8,45
Corriente en el punto de máxima potencia (Imp), [A]	7,83	7,87
Potencia máxima a STC (Pm), [Wp]	180	185
Tolerancia, [%]	5	5
STC: 1000 W/m ² , 25°C, AM 1,5		
Límites		
Temperatura de operación	-40 a +85°C	
Voltaje máximo del sistema	1000 VDC	
Parámetros de las características térmicas		
NOCT	[°C]	46±2
Coeficiente de temperatura beta de Isc	[1/K]	[-]0.0006
Coeficiente de temperatura alfa de Voc	[1/K]	[-]0.0037
Coeficiente de temperatura gamma de Pmp	[1/K]	[-]0.0045

ANEXO 1. (Continuación)

