

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Trabajo de Diploma para optar por el título de Ingeniero Electricista.

“Sistema fotovoltaico conectado a la red para alimentar el centro de investigaciones y pruebas electroenergéticas (CIPEL)”

Autor: Harold Herard

Tutores: Ing. Raynel Díaz Santos

MsC. Lic. Belén Herrera Acosta

Dr.C. Miguel Castro Fernández

Colaboradores: Lic. Tomás Lay; Ing. Jorge Luis Gironella

La Habana, Junio de 2012

“Año 54 de la Revolución”

Agradecimientos

Agradezco mucho a todo que de una u otra forma colaboraron e influyeron en mi formación como ser humano, por lo que no puedo dejar de mencionar a:

A Dios que siempre me ha brindado la salud como el pan cotidiano, la protección y la convicción que el futuro será mejor,

A mi mamá por enseñarme a ser buena persona,

A mi tía Monique Theracin que me ha dado educación materna,

A mi papá por apoyarme en todos los momentos y enseñarme a ser fuerte,

A mis hermanos Ritchy y Jasnel Rosier por quererme tanto, ayudarme siempre,

A mis tutores por sus disposiciones y dedicaciones, que de no ser por ellos no hubiera sido posible la culminación de este trabajo de diploma (Raynel Díaz Santos, Doctor Miguel Castro),

A la colaboración del Centro de investigación administrada por la Dra. María Rodríguez Gámez,

Al Señor Antonio Vázquez Pérez por su apoyo en todo momento,

A la familia: Herard, Joseph, Dorcenat, Charles, Racine, Borga, Rose Marthe Luma, Nubia,

A mi novia Yamila que siempre me acompaña y está dispuesta a ayudarme en todos los instantes,

A toda la familia Rodríguez Peña (Lola, Mileydis, Amado)

A mis compañeros de estudio, (Luganus, Fonseca, Danet , Elian, Miti, Tayra) por ser de verdaderos amigos,

A mis compatriotas de Promoción y de la Cujae (César, Chantal, Damis ,Altidor , welbry, Er Nest, Elmer ,Richard),

A mis mejores amigo de la Habana Ikenson Teranfort y Mr.Borga Pierre Louis,

A todos los funcionarios de la embajada de Haití en Cuba,

A todos los que han contribuido para que hoy sea un Ingeniero, con una buena formación integral y profesional,

Al hombre que me ha dado la oportunidad de probar mi experiencia en Cuba; Victor Benoit,

A los profesores del Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL) por su ayuda indispensable,

A todos muchas gracias.

Harold Herard

Dedicatoria

Dedico con todo mi corazón este trabajo de diploma a mi tía Monique Theracin, mi papá Arnold Herard, mi hermano Richard Theracin y a la Familia Dorcenat por el inmenso amor que siempre me han proporcionado, por confiar en mí y apoyarme en todo momento para realizar mis sueños.

Hojas de Firmas

Este trabajo de diploma ha sido revisado y aprobado por las instancias correspondientes y para que así conste se firma la presente.

Tutor:

Nombre: _____

Firma: _____

Fecha: _____

Organismo: _____

Oponente:

Nombre: _____

Firma: _____

Fecha: _____

Organismo: _____

J Dpto.:

Nombre: _____

Firma: _____

Fecha: _____

Organismo: _____

Declaración Jurada

Declaro que soy el único autor de este trabajo de diploma y autorizo al Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría para que haga de este trabajo de diploma el uso que estime pertinente.

Firma: _____

Resumen y Abstract

Resumen

La generación fotovoltaica conectada a la red se presenta hoy en día como una alternativa ventajosa desde el punto de vista ambiental frente a las fuentes convencionales de energía. El sistema energético de Cuba está basado fundamentalmente en el petróleo, por esta razón se realizan discretos pero importantes avances en el uso de estas tecnologías. El presente trabajo aborda el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFVCR) necesario para alimentar el "Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas" (CIPEL) con sus correspondientes componentes, y que permitiría disminuir los consumos del Centro de la red eléctrica, así como asumir la carga del mismo, en caso de desconexión del sistema, durante el horario normal de trabajo.

Para lograr sus principales objetivos se realizan diferentes simulaciones utilizando software profesionales como PSAT y PVSYST en busca de conocer la influencia de ese SFVCR en el punto de conexión del mismo, o sea que influencia tendrá sobre el sistema eléctrico al cuál se conectará, así como la predicción del funcionamiento del mismo, basado en el correspondiente estudio de la carga del CIPEL. Además se realiza el estudio de cómo se reduce el impacto medioambiental con la introducción del sistema así como se efectúa un estudio de oportunidad para la posible inversión, partiendo de comparaciones con el sistema actual de alimentación del Centro.

Abstract

Renewable energy source (RES) currently presents an advantageous alternative from an environmental point of view over conventional energy sources. The Cuban electrical power system is based fundamentally in fossil fuels and it's the reason that advances are being made to try out this RES.

This work illustrates the design of a photovoltaic system grid connected that will supply electricity to "Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas" (CIPEL), an investigation centre. This system is meant to reduce the centre's electricity consumption from the main power system and also take on its load in case of a power cut or disconnection from the main system during working hours.

To achieve the main objectives a few simulations are made where professional software like PSAT and PVSYST are used. The main objective with the simulation in PSAT is to analyze the influence at its connection point to find out its performance on the rest of the power system. The other simulation using PVSYST is in order to analyze the system will be connected and the prediction of how it will operate based on the study of investigation centre's load. Moreover, a study is made on the reduction of the environmental impact once the system is introduced. A cost – benefit evaluation is made to see the investment possibilities while making comparisons to the centre's current electricity supply system.

Índice General

Resumen y Abstract	VI
Introducción.....	13
Problema Científico.....	14
Hipótesis	14
Objetivo General.....	15
Objetivos Específicos	15
Capítulo I. Los sistemas fotovoltaicos y sus esquemas conectados a una red eléctrica.	16
1.1 Introducción	17
1.2 ¿Qué es un sistema fotovoltaico (SFV)?	17
1.2.1 Sistemas fotovoltaicos autónomos.	18
1.2.2 Sistemas conectados a la red (grid connected)	19
1.3 Características de los componentes fundamentales de los SFVCR eléctrica.	22
1.3.1 Generador fotovoltaico	22
1.3.2 Inversor	25
1.4 SFVCR y su uso	28
1.4.1 Beneficios potenciales más importantes	28
1.4.2 Las ventajas e inconvenientes de la energía solar fotovoltaica.....	29
1.5 Configuraciones de los SFVCR.....	30
1.6 El desarrollo de los SFV a nivel mundial	32
1.6.1 Desarrollo fotovoltaico de USA	35
1.6.2 Desarrollo fotovoltaico de Japón.....	36
1.6.3 Desarrollo fotovoltaico de Alemania.....	36
1.6.4 Desarrollo fotovoltaico de España	37
1.6.5 Desarrollo fotovoltaico en Brasil.....	39
1.6.6 Desarrollo fotovoltaico en África	39
1.6.7 Desarrollo fotovoltaico en América Latina y el Caribe.....	40
1.6.8 Desarrollo fotovoltaico en Haití	40
1.6.9 Desarrollo fotovoltaico en Cuba	41
Capítulo II. Caracterización del sistema eléctrico del CIPEL	45
2.1 Introducción	46
2.2 CIPEL y el sector eléctrico nacional del país.	47
2.3 Diagrama monolineal del Centro.....	48
2.4 Tipos de cargas.....	49
2.5 Gráfico de carga del centro.....	51
2.6 Requisitos generales y específicos que debe cumplir el sistema FV a diseñar para alimentar dicha carga.	53
2.6.1 Situación actual de la edificación.....	54
2.6.2 Cubrir el 100 % de la carga.	58
2.6.3 Toda la carga actual más un 35 % de aumento previsto en el Centro	59
2.6.4 Con el área disponible, ¿Cuál es la potencia fotovoltaica máxima a instalar y que porcentaje representa de la carga total del centro?.....	60
2.7 Sistema de seguridad y protección de la instalación contra las descargas eléctricas atmosféricas o rayos.....	60
2.7.1 Sistema externo de protección contra descargas eléctricas atmosféricas (SEPDEA).....	63

2.7.2 Protección contra cortocircuitos	64
2.8. Influencia del SFVCR al SEN	65
Capítulo III. Diseño de la propuesta del SFVCR para el CIPEL	75
3.1 Introducción	76
3.2. Dimensionado del sistema	76
3.3 Definición del esquema de arreglo fotovoltaico para la entrega de la energía a la red eléctrica.....	77
3.4 Simulación del sistema FV diseñado con el software PVSYST.....	78
3.4.1 Simulación del diseño realizado y análisis de los resultados.....	82
3.5 Componentes del SFVCR diseñado.....	91
3.6 Análisis beneficio-costos	92
3.6.1. Análisis y Aporte medioambiental.....	92
3.6.2. Análisis Económico	93
Relación del empleo de la energía solar fotovoltaica (ESFV) para la Defensa Nacional.....	99
Conclusiones.....	101
Recomendaciones.....	102
Referencias Bibliográficas	103
Bibliografía Consultada	105
Anexos	109

Lista de Figuras

Figura 1- Características generales de los sistemas fotovoltaicos [2].....	18
Figura 2- Esquema general básico de un sistema SFV autónomo con carga en AC	19
Figura 3- Esquema básico de un SFVCR eléctrica.	20
Figura 4- Configuración de una GCEFV conectada a la red eléctrica [2][4].	20
Figura 5- Diagrama funcional de un SFVDCR [4].	21
Figura 6- Celda, módulo, panel, generador fotovoltaico.	23
Figura 7- Características constructivas de los módulos fotovoltaicos [2][4].	23
Figura 8- Conexión interna de un generador.	25
Figura 9- Datos técnicos de los inversores Sunny Boy 3300/3800 de SMA [1].	27
Figura 10- Instalación del centro CEPEL ELETROBRAS, en Río de Janeiro, Brasil.	30
Figura 11- Producción de generadores fotovoltaicos en el 2004.	33
Figura 12- Pérgola Fotovoltaica en el Parque Tecnológico de Andalucía, España.....	38
Figura 13- SFVCR en Trambaix, Barcelona, España.....	38
Figura 14- Mapa de la productividad para el territorio cubano.	42
Figura 15- SFVCR en el Museo de Historia Natural en Pinar del Río.	44
Figura 16- Vista del área CIPEL	47
Figura 17- Diagrama monolineal donde se encuentra ubicado el CIPEL.	49
Figura 18- Caracterización de la carga total del CIPEL.	50
Figura 19- Índice de Eficiencia Energética del Centro	51
Figura 20- Gráfico de carga del centro según la factura: año 2011	52
Figura 21- Componentes de una instalación SFVCR [16].	53
Figura 22- Vista en planta del CIPEL.....	54
Figura 23- Identificación de las sombras del centro.	55
Figura 24- Potencial solar del municipio Marianao y ubicación del CIPEL.....	57
Figura 25- ZPR definidas para un SPCR [1].	62
Figura 26- Interfaz de inicio 2 del PSAT	66
Figura 27- Bibliotecas utilizadas para la realización del esquema [1].	67
Figura 28- Elementos de diseño	68
Figura 29- Circuito3550 simulado en el PSAT.	69
Figura 30- Convergencia del primer flujo de carga.....	71
Figura 31- Circuito con el SFV conectado al nodo de CIPEL	72
Figura 32- Convergencia del segundo flujo de cargas con SFV.	73
Figura 33- Las tensiones en las barras antes y después de conectar el SFV	74
Figura 34- Interfaz de inicio del PVSyst.....	79
Figura 35- Paleta de herramientas disponibles	79
Figura 36- Interfaz con la opción 2 para el Proyecto CIPEL.	81
Figura 37- Presentación para ejecutar la simulación completa	81
Figura 38- Definición del sistema a utilizar en el PVSYST	83
Figura 39- Interfaz de inicio de la Simulación.....	84
Figura 40- Principales resultados de la simulación.....	85
Figura 41- Primera página del Informe	86
Figura 42- Datos de inicio de la segunda página del informe	88
Figura 43- Diagrama de la producción normalizado por meses	89
Figura 44- Pérdidas del sistema diseñado.....	90
Figura 45- Presentación de los costos de los módulos.....	93
Figura 46- Componente de un SFVR según EcoSol.....	94

Lista de Tablas

Tabla 1- Espectro de módulos fabricados por Atersa	24
Tabla 2-Tipologías de sistemas monofásicos de procesamiento de energía FV [1].	26
Tabla 3- Configuraciones de los SFVCR.....	31
Tabla 4- Costos de los módulos-sistemas FV en los últimos 30 años.....	32
Tabla 5- Incremento de la producción fotovoltaica a nivel mundial [5].	33
Tabla 6- Sistema fotovoltaicos conectados a la red eléctrica a nivel mundial [9][1].	34
Tabla 7- Planificación fotovoltaica de USA.....	35
Tabla 8- Planificación de instalación de SFVCR en Cuba en los próximos años.....	44
Tabla 9- Consumo Eléctrico en el año 2011 en MWh. Real.....	52
Tabla 10- Consumo Eléctrico en el año 2011 en MWh. Estimación	52
Tabla 11- Radiación incidente sobre el plano inclinado en el municipio Marianao.	57
Tabla 12- Datos de las potencias de las cargas del circuito 3550	68
Tabla 13- Datos de los elementos generales	70
Tabla 14- Flujo de carga sin el SFV conectado.	70
Tabla 15- Líneas de mayores transferencias del circuito 3550	70
Tabla 16- Flujo de carga con el SFV conectado	73
Tabla 17- Líneas de mayores transferencias con SFV conectado.....	73
Tabla 18- Diferencias en potencias de las pérdidas totales.....	74
Tabla 19- Datos principales de la segunda página del informe.....	87
Tabla 20- Aporte del SFV diseñado a la red eléctrica.....	88
Tabla 21- Ficha para el cálculo de la inversión inicial.	97
Tabla 22- Ficha para el cálculo de la operación y el mantenimiento	97
Tabla 23- Ficha para el cálculo del reemplazo.....	98
Tabla 24- Ficha de generación en el período de vida útil.....	98

Introducción

Actualmente el tema de la energía renovable representa el telón de fondo de grandes investigaciones, con el objetivo de abandonar la práctica empírica de las fuentes antiguas que utilizan combustibles fósiles, como el carbón y especialmente el petróleo, que provocan grandes problemas a la existencia de la humanidad. Es por eso que se hace necesario el uso de las fuentes de energías renovables que son inagotables, limpias y gratuitas, pudiendo elaborarse un plan energético mundial para un futuro mejor.

Alrededor del mundo, cerca de 2.000 millones de personas viven sin electricidad y existe una continua degeneración del Medio Ambiente debido a la producción de energía por medios convencionales, que hacen que la atmósfera esté llena de emisiones tóxicas, como por ejemplo las emisiones de CO₂. La aplicación de las fuentes renovables energía (FRE) y en concreto la energía solar fotovoltaica, aparece en el mundo desarrollado como una alternativa cada vez más atractiva y necesaria.

En la última década ha surgido un mercado dinámico de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica (SFVRC), en entornos urbanos de países desarrollados como China, Alemania, Europa, Japón y Estados Unidos, que está impulsando fuertemente el sector con un aumento significativo del desarrollo de la tecnología, lo que ha provocado el incremento de las producciones de los módulos fotovoltaicos, que a su vez infiere un decremento significativo de los costos.

Nuestro planeta recibe una cantidad aproximada de energía anual equivalente a $174 \cdot 10^{15}$ Wh por día, de los cuales sólo un 40% es aprovechada, por lo que se puede decir que representa unos cientos de veces la energía que se consume actualmente en el mundo, por tanto su importancia particular es el hecho de dar una atención especial a su uso lo que aportará al bienestar del planeta para garantizar la vida, al ser una energía limpia e inagotable.

Un dato que puede servir como referencia para dimensionar el nivel de penetración de esta tecnología en los últimos años, son los más de 11500 MW de potencia pico instalada a nivel mundial, con un crecimiento anual del orden del 30%.

Para la región de América Central y el Caribe, las tecnologías de energía renovable a pequeña escala, representan una alternativa económica y ambiental factible para la provisión de energía a comunidades rurales remotas y para la expansión de la capacidad eléctrica instalada, ya sea por medio de sistemas aislados o por proyectos conectados a la red eléctrica. Son regiones muy privilegiadas en cuanto al producto del recurso solar disponible, aunque siempre es necesario evaluar el potencial solar de un sitio específico donde se planea instalar un sistema fotovoltaico.

En Cuba, uno de los países del Caribe, la implantación de estos sistemas aparece en sus dos ramas, siendo la de mayor utilización los sistemas autónomos (aislados de la red), en aquellas zonas donde llegar con el Sistema Electroenergético Nacional (SEN) se hace imposible ya que es muy costoso. Ahora bien, con el objetivo de garantizar el aporte de electricidad en función de aumentar la disponibilidad de energía, en los últimos tiempos ha comenzado a introducirse los SFVCR de manera experimental, lo que demuestra que esta tecnología es idónea a ser aplicada. Actualmente existen dos estaciones experimentales conectadas a la red: una ubicada en el Centro de Estudios Solares Bartolomé Masó en la provincia Granma y la otra en el edificio de Ecosol Energía, en la intersección de 17 y 32 Vedado, La Habana capital de Cuba [1].

Sin embargo existen barreras que dificultan un mayor desarrollo de este tipo de energía: la falta de conocimiento de las tecnologías y las capacidades institucionales y técnicas aún incipientes, deriva el problema científico con el que se desarrolla la presente investigación.

Problema Científico

Cómo realizar el diseño de un sistema fotovoltaico (SFV) para el Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL) conectado en paralelo a la red eléctrica, que permita suministrar la energía necesaria para alimentar el mismo e inyectar el excedente a la red.

Hipótesis

El análisis de las características del centro y la selección de forma correcta de los componentes del SFV posibilitarán el correcto funcionamiento de esta red sin perturbación y posibilitará la maximización de la producción de energía eléctrica que es inyectada a la red eléctrica.

Objetivo General

Elaborar el proyecto para la instalación de un SFV conectado en paralelo con la red eléctrica, que alimente el 100% de la carga del CIPEL, y cuando no se consuma totalmente su capacidad de generación, inyectar el exceso de energía hacia la red.

Objetivos Específicos

1. Caracterizar las cargas que existen actualmente en el CIPEL y construir la curva de su carga.
2. Evaluar las configuraciones más utilizadas para el tipo de servicio propuesto y proponer la más adecuada para el sistema a diseñar.
3. Diseñar el SFV y elaborar el proyecto de la instalación.
4. Evaluar económicamente el proyecto para su posible presentación y ejecución.

Capítulo I. Los sistemas fotovoltaicos y sus esquemas conectados a una red eléctrica.

1.1 Introducción

La necesidad ha sido uno de los factores más grandes que empujan al hombre a la búsqueda de nuevos conocimientos y nuevas formas de vivir para mejorar su bienestar y su Medio Ambiente con creatividad. La energía solar conjuntamente con los recursos convencionales existen desde la génesis de la humanidad, pero solo se explotaban los últimos sin tener en cuenta las ventajas que podía ofrecer el sol, producto del poco desarrollo de la ciencia y la técnica. Gracias al avance científico hoy se habla de la utilidad de otros tipos de energías renovables como la energía solar, la eólica, hidráulica que esperan impacientes por su aplicación para ayudar a la supervivencia del planeta.

En los últimos años se está produciendo un aumento notable del uso de la energía solar, específicamente las instalaciones de energía fotovoltaica a causa por una parte, de la sensibilidad creciente de la sociedad desarrollada hacia la necesidad de sustituir los combustibles fósiles y por otra de los avances en los sistemas eléctricos (mejora de la calidad y reducción de costos). El calentamiento de agua mediante energía solar y la producción de electricidad, más allá de ser una alternativa ecológica, se ha convertido en una tecnología económicamente interesante y competitiva.

De esta fuente renovable se obtienen dos formas de energía: la solar térmica, que se basa en la transformación de la energía solar en calor y la solar fotovoltaica, la que transforma la energía solar en electricidad. Analizando los aspectos relacionados a esta energía como: sus esquemas, las configuraciones y tipologías, su uso, las experiencias internacionales tanto como ventajas y desventajas que permiten el desarrollo de la misma.

1.2 ¿Qué es un sistema fotovoltaico (SFV)?

Se define al sistema fotovoltaico como un conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren a captar y transformar la energía solar disponible, en utilizable como energía eléctrica.

En otras palabras se puede decir que es un conjunto de equipos construidos e integrados especialmente para realizar cuatro funciones fundamentales:

1. Transformar directa y eficientemente la energía solar en energía eléctrica.
2. Almacenar adecuadamente la energía eléctrica generada (sistemas autónomos o aislados de la red eléctrica).
3. Proveer adecuadamente la energía producida (el consumo) y almacenada.
4. Utilizar eficientemente la energía producida y almacenada.

Los sistemas fotovoltaicos presentan varias aplicaciones pudiendo clasificarse en función de si están o no conectados a la red eléctrica convencional. El siguiente esquema da una idea más explícita:

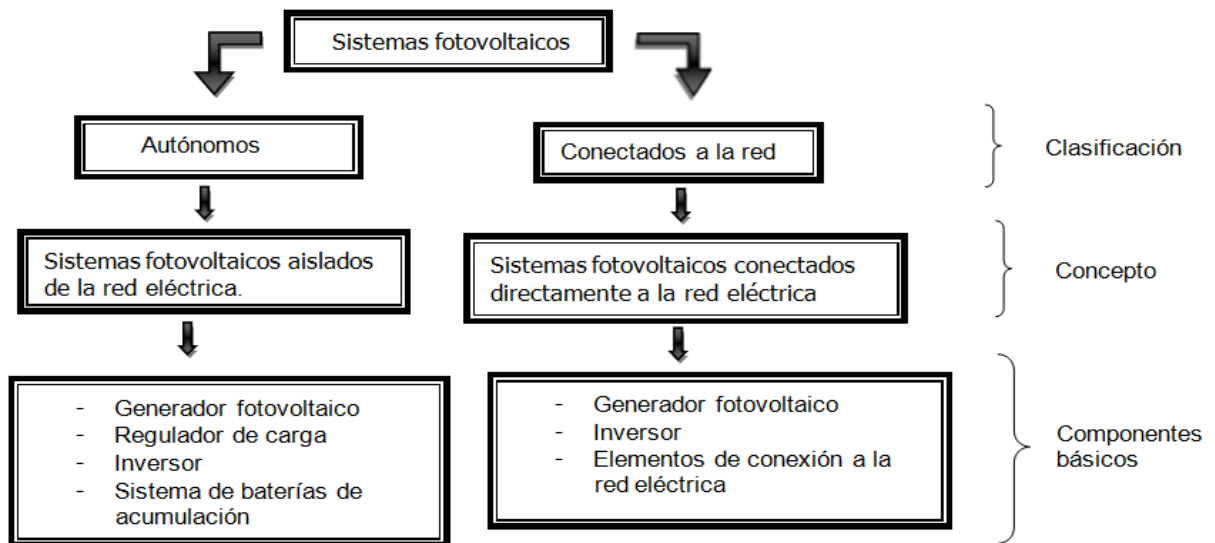


Figura 1- Características generales de los sistemas fotovoltaicos [2].

1.2.1 Sistemas fotovoltaicos autónomos.

Sistemas Autónomos (*stand alone*): Las posibles configuraciones de los sistemas fotovoltaicos autónomos pueden abarcar desde sistemas simples, tales como un generador FV operando un consumo de corriente directa (DC), hasta sistemas con almacenamiento y consumos en DC o en DC+AC.

La incorporación de un inversor en el sistema fotovoltaico para posibilitar la utilización de consumos en corriente alterna (AC), tiene como efecto una disminución del rendimiento de operación del sistema a potencias inferiores a la potencia nominal del inversor, debido a la curva de rendimiento típica de inversores autónomos también pueden operar en combinación con otras fuentes de energía (renovable o no), como los sistemas eólico-fotovoltaicos o eólico-diesel-fotovoltaicos, para formar sistemas autónomos híbridos [3].

Se puede realizar una clasificación de los **SFV autónomos** en función de su aplicación como:

- Sistemas de electrificación (principalmente iluminación y electrodomésticos).
- Sistemas profesionales (En las telecomunicaciones, sistemas de navegación).
- Sistemas agrícolas (bombas de agua).

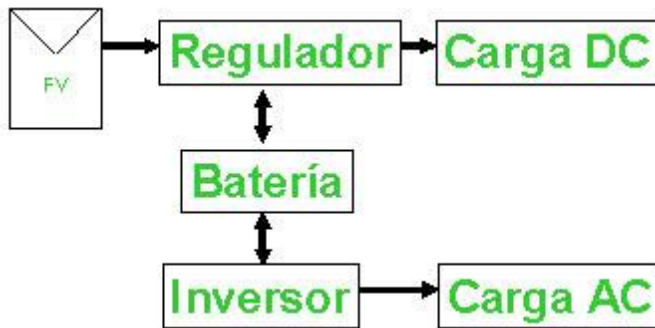


Figura 2- Esquema general básico de un sistema SFV autónomo con carga en AC

El sistema puede ser completamente AC o contar con otras fuentes de generación de energía, diesel, eólica, formando sistemas híbridos.

1.2.2 Sistemas conectados a la red (grid connected)

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFVCR) constituyen una alternativa prometedora en el futuro de las FRE. En estos sistemas la energía obtenida no se almacena, sino que se provee directamente a la red eléctrica comercial. Esto implica por una parte, que el banco de baterías ya no es necesario y por otra se necesita de un equipo especial para adaptar la energía producida por los paneles a la energía de la red. Este tipo de sistemas provee energía eléctrica a núcleos urbanos que ya cuentan con una red de distribución de energía. Las aplicaciones inmediatas se materializan en la venta de energía eléctrica o la reducción de la facturación mensual.

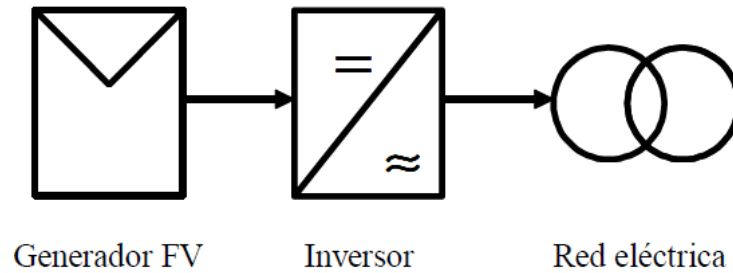


Figura 3- Esquema básico de un SFVCR eléctrica.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red se encuentran clasificados en dos grandes categorías:

- **Grandes centrales eléctricas de energía fotovoltaica (GCEFV):** son esquemas de generación de electricidad que entregan dicha energía a la red eléctrica, a través de diferentes convertidores y transformadores como se muestra en la figura 4. Por regla general estos sistemas utilizan convertidores que son operados por la red para evitar su operación aislada, y poseen además un sistema seguidor de punto de máxima potencia (SPMP).
- **Sistemas fotovoltaicos distribuidos con conexión a la red (SFVCR):** son aquellos que conectados a los puntos cercanos de consumo o en el propio punto de consumo, se ubican de forma distribuida y entregan la energía no consumida a la red. En la figura 5 se muestra el diagrama funcional del mismo.

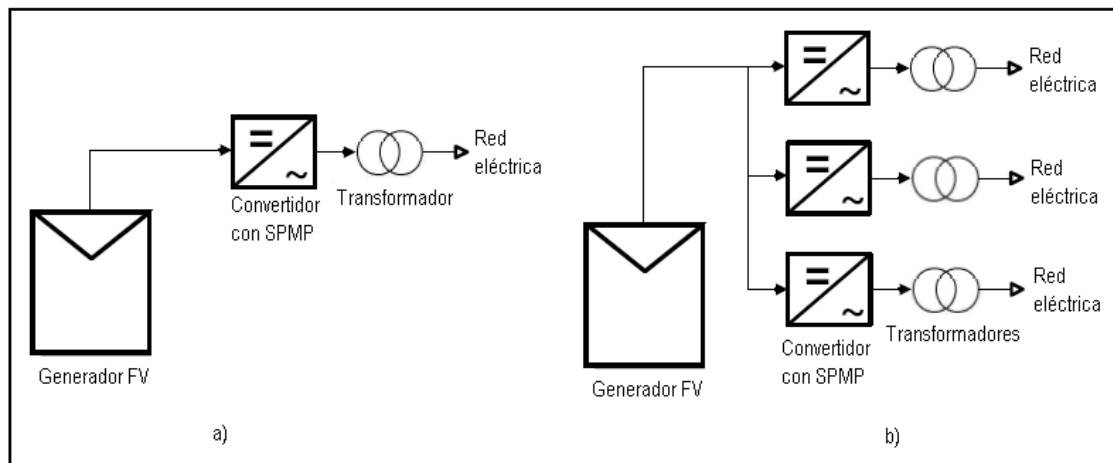


Figura 4- Configuración de una GCEFV conectada a la red eléctrica [2][4].

Estas GCEFV tienen como desventaja fundamental la necesidad de uso de grandes extensiones de terreno, por eso suelen ser ubicadas en zonas alejadas a los grandes centros de carga, requiriendo de líneas de transmisión y distribución para llevar la energía eléctrica a los consumidores. Sus capacidades de generación de potencia son muy inferiores, comparadas con las grandes centrales que utilizan combustible convencional o de los grandes parques eólicos, no tienen ninguna limitación desde el punto de vista técnico o en cuanto a restricciones de confiabilidad [4].

La mayor central de energía solar del mundo hasta el año 2004 se encontraba en la ciudad de Espenhain, cerca de Leipzig con 33.500 paneles solares modulares monocristalinos y una capacidad de producción de 5 MW, la central es suficiente para abastecer a 1.800 hogares. La inversión ascendió a 20 millones de euros, según Shell Solar y Geosol, las firmas constructoras.

Actualmente la empresa alemana SAG Solarstrom, que opera en España con el nombre TAU Solar, ha construido la mayor huerta solar del mundo en Erlasee (Alemania). Esta sustituye a la central de Espenhain. La nueva central de Erlasee cuenta en su totalidad con una capacidad de generación de 12 MW.

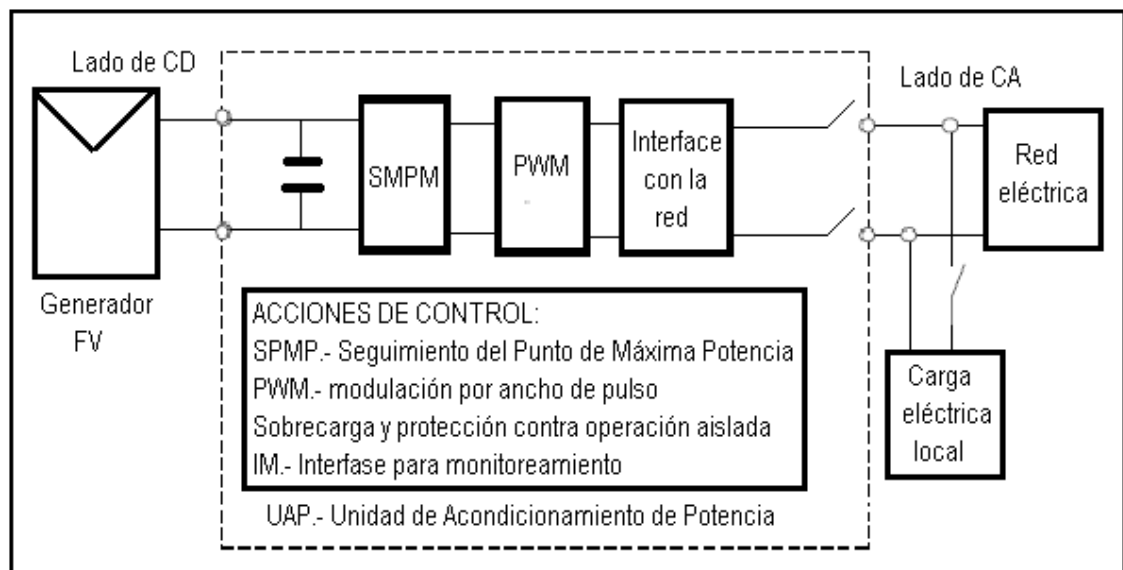


Figura 5- Diagrama funcional de un SFVDCR [4].

Los SFVCR se han desarrollado fundamentalmente como una vía de aplicación masiva de la tecnología fotovoltaica en desarrollos locales (pequeñas poblaciones, entidades e instituciones, edificaciones, entre otras) y como vía de mejorar la calidad de la energía en determinados puntos de las redes eléctricas disminuyendo los consumos de combustibles fósiles.

Una de las grandes ventajas que poseen los SFVCR, es que los convertidores o inversores utilizados en estos esquemas no tienen que preocuparse por el problema de los incrementos imprevistos de la carga, pues la red se encarga de atender estas necesidades. No obstante, el buen dimensionamiento de estos equipos es un aspecto fundamental en su diseño, en función de la salida del generador fotovoltaico y los parámetros que hacen la interfase con la red eléctrica [4].

1.3 Características de los componentes fundamentales de los SFVCR eléctrica.

1.3.1 Generador fotovoltaico

Las celdas solares aisladas resultan de poca utilidad debido a la pequeña potencia que ellas suministran para la mayoría de las aplicaciones. Es por esto que para sus aplicaciones prácticas, se encapsulan convenientemente formando grupos, interconectadas generalmente en serie y/o paralelo que constituyen los módulos fotovoltaicos. A partir de la interconexión del conjunto de módulos fotovoltaicos se forma el panel fotovoltaico, que es la parte principal del subsistema de captación de la radiación y conversión y de todo el SFV. La interconexión de los módulos puede realizarse, al igual que las celdas, en serie, paralelo o combinaciones de ambas. Para ello deben seguirse una serie de reglas a fin de disminuir las pérdidas de potencia por dispersión de los parámetros de los módulos o la formación de zonas calientes en el panel. Actualmente la mayoría de los paneles fotovoltaicos se forman asociando primeramente módulos en serie para obtener el valor de tensión deseado, y luego asociando en paralelo para alcanzar el valor de la intensidad de corriente necesaria.

La interconexión de los paneles bajo criterios similares a los expresados anteriormente forman el arreglo fotovoltaico, así el sistema eléctrico puede proporcionar las características de tensión y de potencia necesarias para las diferentes aplicaciones [5][6].

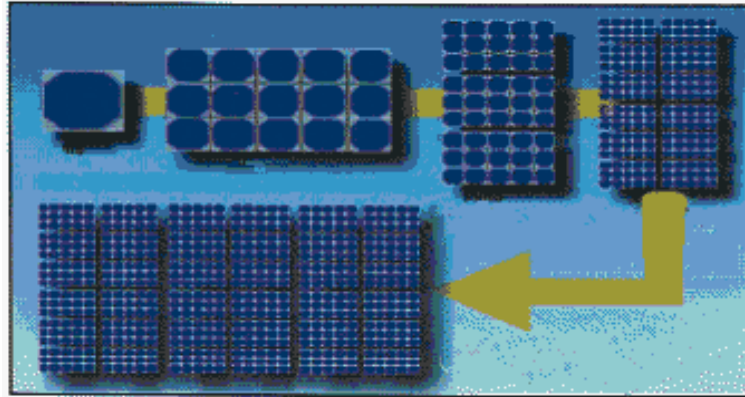


Figura 6- Celda, módulo, panel, generador fotovoltaico.

La gráfica muestra al generador como un sistema. Su primer elemento es la **celda fotovoltaica** que se define como el componente que capta la energía contenida en la radiación solar y la transforma en una corriente eléctrica, basado en el efecto fotovoltaico que produce una corriente eléctrica.

Las celdas fotovoltaicas son hechas principalmente de un grupo de minerales semiconductores, de los cuales el **silicio**, es el más usado. El silicio se encuentra abundantemente en todo el mundo porque es un componente mineral de la arena. Sin embargo, tiene que ser de alta pureza para lograr el efecto fotovoltaico, lo cual encarece el proceso de la producción de las celdas fotovoltaicas.

Existe en el mercado fotovoltaico una gran variedad de fabricantes y modelos de módulos. Según el tipo de material empleado para su fabricación, se clasifican en:

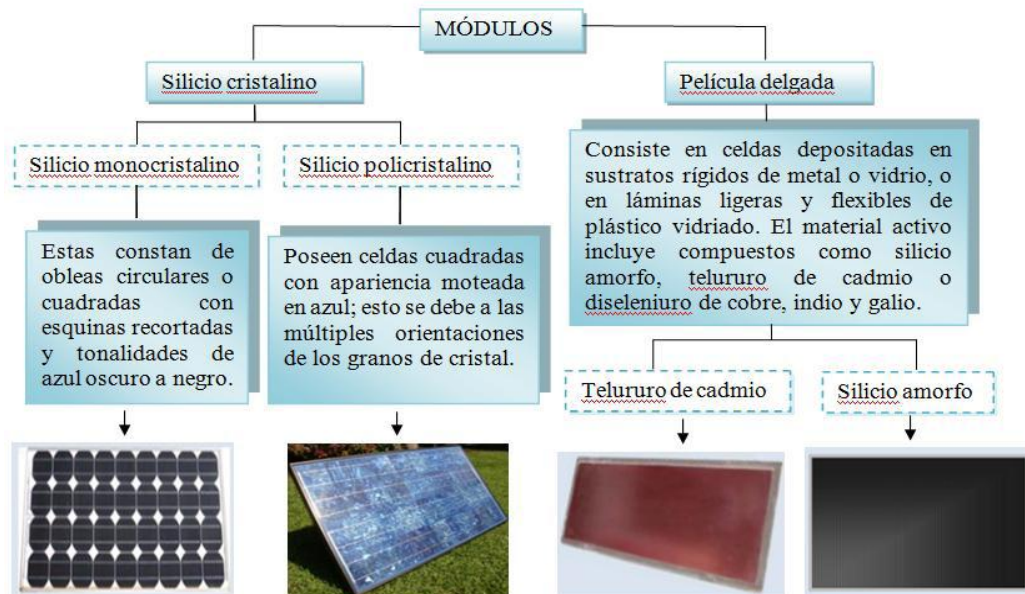


Figura 7- Características constructivas de los módulos fotovoltaicos [2][4].

- Módulos de silicio monocristalino: son los más utilizados debido a su gran confiabilidad y duración, aunque su precio es ligeramente mayor que los otros tipos.
- Módulos de silicio policristalino: son ligeramente más baratos que los módulos de silicio monocristalino, aunque su eficiencia es menor.
- Módulos de silicio amorfo y el telururo de cadmio: tienen menor eficiencia que los 2 anteriores, pero un precio mucho menor. Además son delgados y ligeros, hechos en forma flexible, por lo que se pueden instalar como parte integral de un techo o pared.

Estos módulos son los encargados de transformar la radiación solar en energía eléctrica de corriente continua, esto lo hace a través de un proceso regulado por la propia eficiencia del generador, la cual se caracteriza por su potencia en las condiciones estándares de medida. Además se tiene en cuenta un conjunto de fenómenos de segundo orden, vinculados con las condiciones de operación fundamentalmente:

- Temperatura de las células.
- Espectro y ángulo distinto de incidencia de la luz solar de las condiciones de referencia.
- Suciedad de los módulos

A continuación se puede observar en la tabla 1, la extensa gama de módulos solares fotovoltaicos fabricados por **Atersa**.

Tabla 1- Espectro de módulos fabricados por Atersa

MODULO	POTENCIA	MODULO	POTENCIA
A-5	5 Wp	A-60	60 Wp
A-10	10 Wp	A-75	75 Wp
A-20	20 Wp	A-85	85 Wp
A-38	38 Wp	Apx-90	90 Wp
Apx-45	45 Wp	A-120	120 Wp
A-55	55 Wp	A-130	130 Wp

Por lo que se concuerda con Miguel Alfonso el autor del libro “Gestión de las Energías Renovables” quien define al **generador fotovoltaico** como la interconexión serie-paralelo de módulos fotovoltaicos dada su característica de fuente de potencia; específicamente para la conexión en serie de los módulos fotovoltaicos, se requiere la conexión de un diodo de bloqueo para evitar la aparición de puntos calientes, como muestra la figura 8 [3].

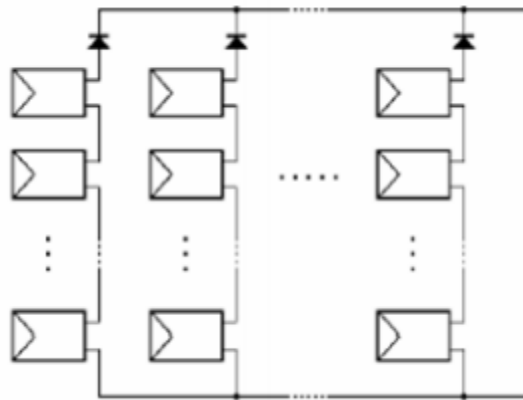


Figura 8- Conexión interna de un generador.

1.3.2 Inversor

El **inversor** de un SFVCR tiene como misión principal, la conversión de potencia continua en alterna en sincronía con la red eléctrica. Incorpora además, algunas funciones de control que influyen notablemente en el funcionamiento del sistema fotovoltaico: seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico, conexión o desconexión de la red en función de las condiciones de ésta y de la irradiancia incidente sobre el generador, detección de pérdidas de aislamiento y medida de energía, entre otros [7].

La calidad de un inversor para un sistema fotovoltaico se puede definir con 4 criterios bien diferenciados:

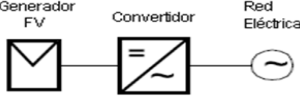
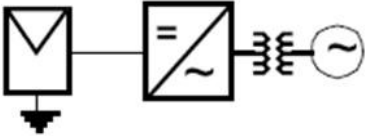
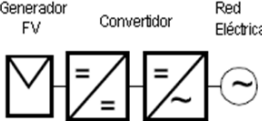
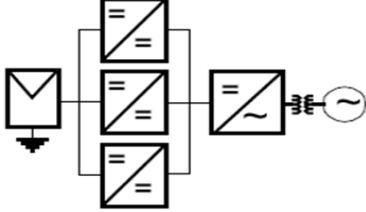
1. Grado de aprovechamiento del generador fotovoltaico o *seguimiento de su punto de máxima potencia*;
2. *Eficiencia de conversión* o pérdidas introducidas por el inversor durante el proceso;
3. *Calidad* de la energía generada (emisión de armónicos, Factor de Potencia, generación de interferencias, entre otros).
4. *Seguridad* para personas, equipos y la red eléctrica.

Los inversores fotovoltaicos para conexión a la red eléctrica, son dispositivos electrónicos de potencia que se caracterizan por operar conectados directamente al generador fotovoltaico, transformar la corriente DC en corriente AC e inyectar la potencia a red.

Para optimizar el grado de aprovechamiento del generador FV deben seguir el punto de máxima potencia y su eficiencia se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega (potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del generador (potencia de entrada).

Los convertidores pueden ser clasificados en dependencia de su configuración como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 2-Tipologías de sistemas monofásicos de procesamiento de energía FV [1].

Tipología	Esquemas	Características
Convertidor de simple estadio	 <p style="text-align: center;">Sin aislamiento</p>	<p>En un solo estado de procesamiento se manejan todas las tareas, tales como el Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (SPMP) y el control de la corriente de la red. Con aislamiento convertidores de múltiple estadio convertidor dual</p>
	 <p style="text-align: center;">Con aislamiento</p>	
	 <p style="text-align: center;">Convertidor dual sin aislamiento</p>	
Convertidores de múltiple estadio	 <p style="text-align: center;">Convertidor múltiple estadio con aislamiento</p>	<p>Son utilizados varios convertidores CD-CD, los cuales son responsables del SPMP, y sólo uno controla la corriente por la red.</p>

Dentro de los requerimientos específicos de operación en conexión a red, el inversor fotovoltaico también debe operar dentro de unos márgenes de tensión y frecuencia de salida, así como no afectar la distorsión armónica de la onda de tensión de la red. En cuanto a la **distorsión armónica** de la onda de corriente inyectada a la red, ha de cumplir con la normativa vigente que requiere una distorsión armónica de la onda de corriente $\leq 5\%$ para una distorsión armónica de la onda de tensión $\leq 2\%$.

También acostumbra a ser un requerimiento de la normativa, el que los inversores de conexión a red dispongan de **aislamiento galvánico** (o equivalente), entre la red y la instalación fotovoltaica. Este aislamiento galvánico DC-AC puede ser mediante transformadores de **baja frecuencia** (LF) o mediante transformadores de **alta frecuencia** (HF) e influye en su rendimiento, su peso y su facilidad de instalación [3].

Deben ser adecuadamente protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas, así como contra descargas atmosféricas. Deben incorporar conexión y desconexión automática, además de admitir demandas instantáneas de potencia mayores del 150% de su potencia máxima.

En Cuba los inversores (convertidores) que se han utilizado en las instalaciones de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, son los de la compañía alemana SMA, específicamente los SUNNY BOY 3300/3800. A continuación en la figura 9 se muestran sus datos técnicos que ofrecidos por el fabricante.

Datos técnicos	Sunny Boy 3300	Sunny Boy 3800
Entrada (CC)		
Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi = 1$)	3820 W	4040 W
Tensión máx. de CC	500 V	500 V
Rango de tensión MPP	200 V - 400 V	200 V - 400 V
Tensión nominal de CC	200 V	200 V
Tensión de CC mín. / tensión inicial	200 V / 250 V	200 V / 250 V
Corriente máx. de entrada / por String	20 A / 16 A	20 A / 16 A
Cantidad de seguidores del punto de máxima potencia (MPP) / Strings por seguidor del punto de máxima potencia (MPP)	1 / 3	1 / 3
Salida (CA)		
Potencia nominal de CA (a 230 V, 50 Hz)	3300 W	3800 W
Potencia aparente de CA máxima	3600 VA	3800 VA
Tensión nominal de CA; rango	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V
Frecuencia de red de CA; rango	50, 60 Hz; $\pm 4,5$ Hz	50, 60 Hz; $\pm 4,5$ Hz
Corriente máx. de salida	18 A	18 A
Factor de potencia ($\cos \varphi$)	1	1
Fases de inyección / fases de conexión	1 / 1	1 / 1
Rendimiento		
Rendimiento máx. / rendimiento europeo	95,2 % / 94,4 %	95,6 % / 94,7 %

Figura 9- Datos técnicos de los inversores Sunny Boy 3300/3800 de SMA [1].

1.4 SFVCR y su uso

El uso SFV para generar electricidad es una práctica que cada vez tiene más utilidad a nivel internacional. Los últimos 30 años son muestra de ello, gracias al avance tecnológico desarrollado en este campo, se ha constatado una reducción del 95 % en el costo de los módulos fotovoltaicos en el mercado.

Los países industrializados son los que más se han favorecido con la aplicación de dispositivos fotovoltaicos, reduciendo sus costos de fabricación, así como la generación fotovoltaica ligada a la red eléctrica, se viene convirtiendo gradualmente en una alternativa viable en el esquema de generación distribuida.

En términos generales, los generadores fotovoltaicos conectados a la red pueden aportar importantes beneficios a los sistemas de generación distribuida, dependiendo de las características y condiciones operativas de red eléctrica de distribución, así como de la localización de éstos dentro de la misma.

1.4.1 Beneficios potenciales más importantes

- Suavización de picos de demanda cuando existe cierto grado de coincidencia entre el perfil de generación fotovoltaica y el perfil de consumo del inmueble o alimentador.
- Alivio térmico a equipos de distribución, lo que implica también la posibilidad de postergar inversiones de capital para incrementar su capacidad o reemplazo.
- Disminución de pérdidas por transmisión y distribución.
- Soporte de tensión en alimentadores de distribución.
- Compensación de potencia reactiva en el alimentador.

Respecto a las principales ventajas que aportan los SFVCR y por ser el objeto de estudio del trabajo; sus configuraciones, sus esquemas y las características de sus componentes, pudiera resultar una ventaja para comprender el tema y los objetivos propuestos.

1.4.2 Las ventajas e inconvenientes de la energía solar fotovoltaica

Ventajas

La energía solar fotovoltaica es una de las fuentes más prometedoras de las energías renovables en el mundo. Comparada con las fuentes no renovables, las ventajas son claras:

- La más instantánea de las FER.
- Es la más distribuida.
- Es modular.
- Se instala rápidamente.
- Inagotable a escala humana e irrelevante impacto ambiental.
- Costo de mantenimiento bajo.
- Se puede utilizar en CD y CA mediante utilización de electrónica de sólidos.
- Tienen una vida larga (aproximadamente 25 años).
- Es versátil, silenciosa, disponible, en mayor o menor medida durante el día.
- Tiene poco riesgo tecnológico.
- Elevada calidad energética.

Desventajas

Entre los aspectos limitantes tradicionales se encuentran:

- La eficiencia del aprovechamiento de la energía primaria del sol es baja.
- Desventajas en el mercado. Los costos estipulados del kWh resultan ser más elevados en relación con las tecnologías convencionales, al no considerarse los gastos asociados a las externalidades en los estudios de factibilidad económica para la introducción de las industrias de generación eléctrica.
- Su carácter intermitente y aleatorio, estando sometida a los ciclos día-noche, estacionales invierno-verano y las condiciones variables de la componente climática.
- En las condiciones de Cuba y las Islas del Caribe llega a la tierra de forma difusa.
- No se puede almacenar, siendo necesario realizar una transformación energética.
- Poco hábito por parte de la sociedad a ser utilizada como fuente proveedora de electricidad.
- Inseguridad de los inversores para llevar a cabo su introducción.

1.5 Configuraciones de los SFVCR

Alrededor del 75% de los SFV que son operados a nivel mundial están conectados a una red eléctrica; estos sistemas de generación fotovoltaica utilizan convertidores (inversores), que conmutan para inyectar corriente sinusoidal a dicha red y pueden tener diferentes configuraciones [4]. Un resumen se puede ver a través de la tabla 3 [8].

En la instalación de un SFVCR es más usual la combinación generador-convertidor descentralizada (*string-configuration*) o el módulo de CA, debido a que se esgrime en éstas un menor cableado de CD que en la combinación centralizada, sin embargo esta última es más sencilla y ofrece un mayor provecho. Otro aspecto fundamental es que la arquitectura de los módulos de CA, es la de mayor nivel de modularidad desplegando por tanto, una alta fiabilidad y flexibilidad a la ampliación o renovación de módulos.

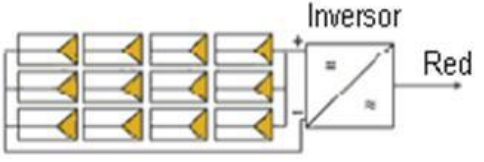
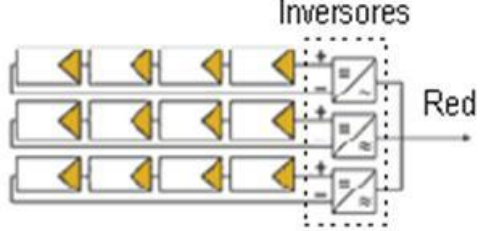

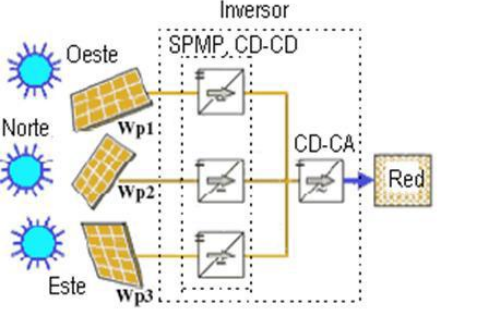
No obstante presenta como **desventajas**: la dificultad de diseño por la alta relación de elevación a conseguir por la etapa CD-CD, la pérdida de rendimiento y el aumento de los costos debido a la presencia de tantos convertidores CD-CD y CD-CA como paneles, por lo que la variante que exhibe mejor balance entre beneficios y deficiencias, es la del generador-convertidor descentralizada [3].

En la figura 10 se puede apreciar un ejemplo de un sistema con varias combinaciones generador-inversor descentralizadas: 16 kWp, 6 inversores CC/CA de 2,5 kW (15 kW).



Figura 10- Instalación del centro CEPEL ELETROBRAS, en Río de Janeiro, Brasil.

Tabla 3- Configuraciones de los SFVCR

Configuración	Esquema	Características
<p>Sistema con una sola combinación de generador convertidor centralizada</p>		<p>Generalmente es un inversor de gran capacidad que convierte la potencia de salida de un arreglo fotovoltaico (FV) dado a CA. En este, los módulos fotovoltaicos son cadenas seriadas y en gran cantidad conectadas en paralelo a una barra de CD.</p>
<p>Sistema con varias Combinaciones generador-convertidor descentralizada o string-configuration</p>		<p>Varios módulos de paneles FV son conectados en serie por el lado de CD para formar una cadena. La salida de cada cadena es convertida a CA a través de un convertidor pequeño individual. Estos inversores son conectados en paralelo hacia el lado de CA.</p>
<p>Sistema con convertidor integrado al generador o módulo de CA</p>		<p>Cada módulo tiene un inversor pequeño que inyecta la CA a la red, siendo conectados en paralelo hacia el lado de CA.</p>
<p>Sistema con varios generadores integrados y un solo convertidor centralizado</p>		<p>Cada cadena tiene un convertidor CD-CD con un transformador de aislamiento; en este existe un punto de conexión común en CD el cual alimenta a los inversores sin transformadores.</p>

1.6 El desarrollo de los SFV a nivel mundial

En los últimos años se ha producido un despegue de instalaciones fotovoltaicas en ciudades del primer mundo y también el intento en algunos países del tercer mundo. Aunque la presencia no deja de ser testimonial todavía, la integración de la electricidad solar como sistema conectado a la red eléctrica constituye el sector que más peso tiene en el mercado fotovoltaico; el 70% de los módulos se destinaron en el año 2002 para los sistemas distribuidos en edificios. Tanto la industria fotovoltaica como la de la construcción, esta última de forma más conservadora, han detectado las posibilidades de integrar la generación eléctrica en la arquitectura. Prueba de ello son los diferentes programas nacionales que han marcado como objetivo, alcanzar determinado número de sistemas o de potencia instalada:

1. Los cien mil tejados en Alemania.
2. Los diez mil tejados en Suiza.
3. Los 300 MWp propuestos para Holanda.
4. Los 4800 MWp en Japón.
5. El millón de tejados que lanzó la administración Clinton, aunque la administración Bush redujo el financiamiento.

La directiva de la Comisión Europea proclamó haber alcanzado en 2010 los 500000 edificios fotovoltaicos, lo cual presupone que en este último tiempo dado el incremento acelerado de la utilización de esta tecnología, ha propiciado que también los costos de los módulos se ha reducido considerablemente como se muestra en la tabla 4.

Tabla 4- Costos de los módulos-sistemas FV en los últimos 30 años.

Año	Precio (\$/Wp)	Año	Precio (\$/Wp)
1975	55	1993	6
1977	32	2005	4
1979	18	2010	< 3
1983	9.50	marzo 2012	< 1

Como se muestra en la tabla anterior el costo watt pico (Wp) FV es 50 veces menor que en 1975, lo que evidencia indiscutiblemente lo planteado con anterioridad. La tendencia actual sigue disminuyendo y está alrededor de increíbles precios no pensados hace 10 años atrás, menos de 1 \$/Wp, por lo que ya se rompe la filosofía de muchos inversionistas de que la energía obtenida a partir de la fotovoltaica es cara, y comienza a convertirse en una realidad palpable y competitiva con las fuentes energéticas convencionales.

Las tecnologías fotovoltaicas alcanzan un grado de madurez y continúan perfeccionándose, reduciéndose costos y aumentando espectacularmente la producción mundial en megawatts (MW), en la tabla que se muestra a continuación se aprecia cómo ha sido el incremento del uso de esta tecnología en los últimos 30 años, especialmente en la última década.

Tabla 5- Incremento de la producción fotovoltaica a nivel mundial [5].

AÑO	1980	1985	1990	2000	2001	2003	2005	2007	2009
MW	2	10	40	287	401	750	1840	3900	1 2000

El pronóstico de algunos analistas a nivel mundial, es que se espera entre unos 50 y 200 GW para los años 2020 y 2030 respectivamente. En la siguiente figura se puede apreciar por ejemplo como se comportó la producción de generadores fotovoltaicos, o sea, los módulos en el año 2004 [4].

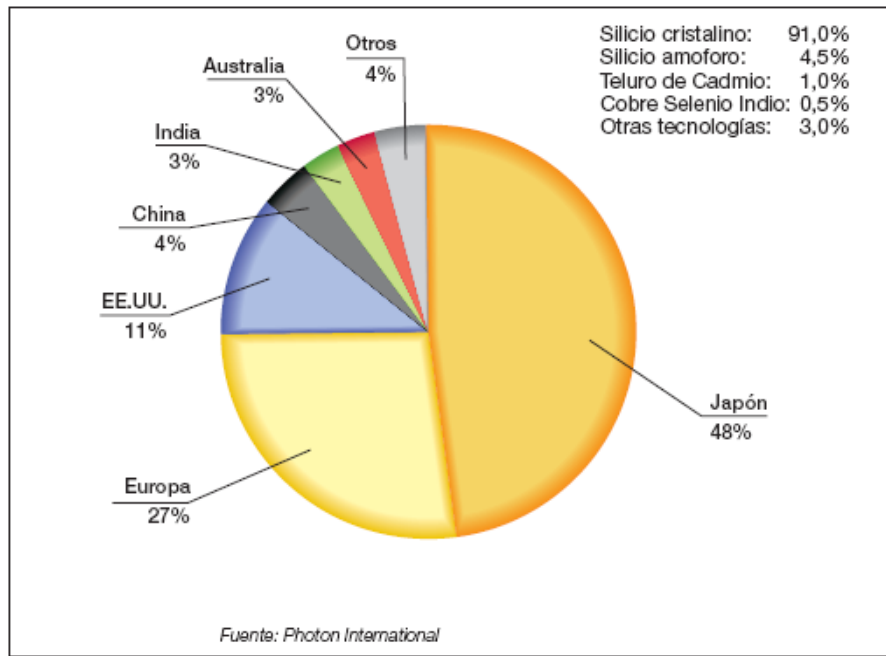


Figura 11- Producción de generadores fotovoltaicos en el 2004.

En esta gráfica se puede destacar a simple vista que el material más utilizado es el silicio cristalino y los países poderosos en el sector son los países de la zona europea (Suiza, Holanda, España, Alemania, Italia, Grecia), USA y Japón. En la zona de América Latina y el Caribe, están dentro del 4% incluyendo los países africanos.

La tendencia de los últimos años ha sido dejar atrás un poco la instalación de los SFV autónomos e incrementar ostensiblemente los conectados a la red. A nivel mundial se espera un aumento de la instalación de los SFVCR en las próximas décadas, que permite realizar un pronóstico de la globalización que alcanzaría este tipo de sistema en el año 2020, como se muestra en la tabla 6.

Tabla 6- Sistema fotovoltaicos conectados a la red eléctrica a nivel mundial [9][1].

Año	1999	2004	2009	2020
FV conectados a la red (%)	39	80	95	99

El desarrollo FV por países denota la gran diferencia entre los desarrollados (E.U., Japón y Europa) y el resto. No obstante no se debe olvidar que el 50% del mercado está destinado a países en vías de desarrollo, para aplicaciones autónomas donde también existen programas de implementación bien estructurados (vale citar a modo de ejemplo: Sudáfrica, India, Méjico, Filipinas, además de los numerosos programas de cooperación en África y América Latina).

A continuación dejamos un ranking de los 10 países con mayores MW de energía solar, por países y consumo en MW incluido:

Clasificación en julio 2010 según la revista "Ojo-Científico"

1. Alemania: 9 785 MW
2. España: 3 386 MW
3. Japón: 2 633 MW
4. Estados Unidos: 1 650 MW
5. Italia: 1 167 MW
6. República Checa: 465 MW
7. Bélgica: 363 MW
8. China: 305 MW

Ahora bien, este análisis no estaría completo sin el estudio de la estrategia y los programas de desarrollo de los países líderes de la FV a nivel mundial.

1.6.1 Desarrollo fotovoltaico de USA

En el año de 1991 se invirtió la declinación del presupuesto anual para el desarrollo fotovoltaico en los EU. Los fondos federales que incluyen: investigación fundamental, materiales, dispositivos, sistemas y equipamiento, son de más de 34 millones de dólares para 1990, más de \$ 46 millones para 1991 y más de \$ 60 millones para 1992. Y con el aporte de varias empresas tales como: *Office of Solar Energy Conversion*, *Clear air act amendements*, *Photovoltaic Manufacturing Technology Project*, *Emerging Module Technologies*. Con estos y otros esfuerzos se estima que se produzca un fuerte crecimiento de la potencia FV instalada en los EU, 250 MW (1994), 500 MW (1996), 800 MW (1998), más de 1100 MW en 1999 y cerca de 1500 MW para el 2000. Desde 1980 en EU se han invertido unos \$ 2000 millones en I+D FV, \$ 569 millones del gobierno federal. A pesar de que en EU las empresas eléctricas son muy conservadoras y poco audaces cuando se trata de riesgos, se tiene optimismo, ya que teniendo en cuenta este factor, el desarrollo FV se basa en las aplicaciones que son económicamente efectivas (Cost-Effective Applications).

Todo se basa en el tiempo mínimo que la inversión se recupera (Least Cost o Integrated Resource). Las metas que plantea el plan FV de EUA se muestran en la tabla 7:

Tabla 7- Planificación fotovoltaica de USA.

	LOGROS ACTUALES	MEDIANO PLAZO (antes del 2000)	LARGO PLAZO (2010-2030)
Eficiencia de los módulos %	5-15	10-20	15-25
Costo (centavos del kwh)	25-50	12-20	5-6
Vida de los sist. FV (años)	10-15	20	30
Capacidad instalada (MW)	< 50	200-1000	10000-50000
Eficiencia del Si-Crist η %	η_{lab} 23% η_m 11%-13%	η_{lab} 25% η_m 14%-15%	η_{lab} >26% η_m >18%
En Capas delgadas η %	12-14% 4-6%	15-18% 8-10%	>20% >15%
En Concentración η %	27-32% 14-17%	35% 18-20%	> 40% >25%
Componentes de RDS (¢/w)	40 ¢/w	20-30¢/w	15¢/W (Gran escala)
Duración de componentes (años)	5-15 (mod) 5 años (RDS)	15-20 (mod) RDS>15	> 30
Capacidad de producción (MW/año)	15-20 MW /AÑO Líneas de 0.5-5 MW. Manuales (Batch)	50-100 MW/año Líneas 5-20 MW. Parcialmente automáticos	> 1000 MW/año Plantas 100-500 MW Automatizadas
Sist de potencia elec (MW)	10-15	50-100	10000-50000
Sistemas típicos	Productos de consumo, remoto, autónomo.	Distribuido. Aplicaciones eléctricas	potencia central

1.6.2 Desarrollo fotovoltaico de Japón

Los presupuestos para el desarrollo FV en los últimos años han sido: \$ 53,3 millones en 1990, \$ 53,3 millones en 1992 y \$ 60,5 millones en 1992. El primer objetivo del programa es establecer fuentes de energía diversificadas y estables, como alternativa distinta al petróleo.

En Japón los objetivos establecidos en 1994 dentro del proyecto “New Sunshine”, continuación del proyecto “Sunshine” iniciado en 1974, de alcanzar una potencia instalada de 400 MWp en el año 2000, se cumplieron con un solo año de retraso. El programa básicamente para sistemas conectados a la red eléctrica, se basa en subvenciones decrecientes anualmente, tanto a las instalaciones (inicialmente un máximo del 50%) como a la energía inyectada en red. La potencia media de las instalaciones se sitúa entre 3,5 y 3,7 kWp, debido principalmente al límite de 4 kWp impuesto por los gobiernos nacionales y locales para poder recibir subvención [2][1].

1.6.3 Desarrollo fotovoltaico de Alemania

Actualmente es uno de los países que dedica una atención especial a esta energía y entre sus objetivos se encuentran: sustituir las plantas convencionales por la energía solar (de forma aislada y conectada a la red eléctrica) y proteger el medio ambiente con respecto a la cantidad de CO₂. Los fondos provienen de distintas fuentes, la parte más importante del Ministerio Federal de Investigaciones y Tecnología (BMFT). El presupuesto ha aumentado sostenidamente cada año desde el 1985. Es notable la atención que le dedican los alemanes al desarrollo FV. Tiene dos metas generales: reducción del costo de las celdas y los módulos solares mediante la reducción del costo de los materiales y el aumento de la eficiencia de los módulos.

Se han concentrado esfuerzos en lograr la mejoría de la eficiencia y la confiabilidad de los sistemas fotovoltaicos mediante el desarrollo de mejores componentes y comprobaciones de campo a más largo plazo. Cuatro institutos alemanes se dedican exclusivamente a la energía solar. Se plantea que el Si mono ha alcanzado buen grado de madurez, por lo que investigan mucho en Si poli, aSi, y en CIS.

En 2003 se reafirmó como el líder mundial en sistemas solares fotovoltaicos y en este mismo año, se instaló 130 MWp garantizando una tasa de crecimiento del 50%. Alemania es en la actualidad el segundo fabricante mundial de paneles solares fotovoltaicos tras Japón, con cerca de 5 millones de metros cuadrados de paneles solares, aunque sólo representan el 0,03% de su producción energética total. El mayor fabricante europeo de productos fotovoltaicos es la compañía alemana *RWE SCHOTT Solar* con sede en Alzenau (Baviera). Esta compañía posee la planta de producción fotovoltaica más moderna y completamente integrada del mundo. En 2003 la compañía generó ventas netas de 123 millones de euros y tiene más de 800 empleados. Según los últimos datos de muchas revistas, una de las grandes metas de Alemania ahora es en 2050, que todo el país se alimente con FER y la energía solar tiene que participar de forma activa en este fin.

1.6.4 Desarrollo fotovoltaico de España

Posee un buen nivel de desarrollo científico-técnico en el campo de la fotovoltaica y sus condiciones climatológicas son más propicias que la de otros países de Europa. No obstante el programa FV es más modesto comparado con Alemania, Suiza, Italia, Holanda. Además cuenta con industrias productoras de celdas, módulos y sistemas (Isofoton, BP Solar). Según la Agencia Internacional de la Energía (programa fotovoltaico) durante el año 2008, España se convirtió en el primer mercado fotovoltaico del mundo, con más de 2.500 MW instalados, superando con ello a Alemania tradicional líder internacional en implantación de la energía solar. Sin embargo, a diferencia de lo que ha ocurrido en Alemania, el crecimiento en España no se ha producido de un modo sostenible: si el Gobierno quería conectar 371 MW solares a la red en 2010, en la actualidad en España hay casi 10 veces más potencia instalada, puesto que se superan los 3.300 MW. Como resultado, el Gobierno recortó su política de ayudas al aprobar el Real Decreto 1578/2008.

Este recorte llegó prácticamente a paralizar el sector fotovoltaico español a causa de los cambios de regulación. A grandes rasgos este recorte se ha traducido en paralizar el mercado durante más de seis meses, reducir la retribución por la energía producida un 30%; introducir una reducción progresiva de la retribución que puede superar el 10% anual; establecer un límite máximo anual de 500 MW durante los próximos años, con un nuevo registro para adjudicar esta potencia que complica la tramitación administrativa de los proyectos; y dividir el mercado en dos segmentos, uno para plantas solares en suelo y otro para instalaciones incorporadas a las edificaciones, cuando más del 95% del mercado está orientado al suelo.

La tendencia y las previsiones son ascendentes, para este año 2012 se espera que el 12,3% del consumo de energías primarias corresponda a las renovables. La industria fotovoltaica aportó un 0,62% del PIB entre 2006 y 2008 y mantuvo 93.000 empleos durante 2009 y el gobierno sigue trabajando para tener un buen resultado de esta fuente, que juega un papel importante en el desarrollo socio-económico de este país.

Las características principales de la instalación son:

Campos Fotovoltaicos:	19	Total de Módulos:	532
Paneles / Campo:	28	Área por Módulo:	0'84 m ² .
Potencia de Campo:	2.968 Wp	Área Total de Paneles:	446'88 m ² .
Potencia de la Planta:	56,4 kWp	Wattios Pico por Módulo:	106 W



Reunión CYTEC. Arequipa, Perú. Noviembre de 2009

Figura 12- Pérgola Fotovoltaica en el Parque Tecnológico de Andalucía, España

Potencia pico: 104,4 kWp
Nº paneles: 699
Orientación 50 al Este
Inclinación: 30 °
4 inversores de 25 KW



Figura 13- SFVCR en Trambaix, Barcelona, España

1.6.5 Desarrollo fotovoltaico en Brasil

Según newsolclima Brasil, el país más grande de América del Sur tiene un potencial enorme para la utilización de la energía fotovoltaica. Con altos niveles de radiación solar de entre 1.600 y 2.300 kWh/m²/año. Considerando los elevados precios de la electricidad, las condiciones para la utilización de la energía fotovoltaica son ideales. Además el gigante sudamericano ha sido objeto de una recuperación económica en los últimos diez años, con tasas de crecimiento constante de más del 5%. Sin embargo Brasil hace poco uso de su potencial cuando se trata de SFV, a pesar de que otras formas de fuentes de energía regenerativa ya son exitosas. Actualmente se alberga alrededor de 30 pequeños sistemas solares que están conectados a la red eléctrica, juntos llegan a una capacidad total de 200 kW. Aparte de esto, el país es hogar de cerca de 20 MW de pequeña escala aisladas, de instalaciones que producen energía en regiones sin acceso a la red eléctrica.

Uno de los impulsos positivos para el desarrollo de la energía fotovoltaica en Brasil, proviene de la Asociación Alemana para la Cooperación Internacional (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, GIZ), que coopera estrechamente con el alemán KfW Banco de Desarrollo, en una serie de proyectos fotovoltaicos de alto perfil. "El más avanzado es un sistema de 1 MW situada en Flori-Anópolis, lo que se refiere a una empresa conjunta entre la Eletrosul utilidad regional y la Asociación Alemana para la Cooperación Internacional se dio cuenta a nombre del gobierno alemán. Emerson Kapaz, empresario de Sao Paulo y en promotor del proyecto. La fábrica se espera que produzca módulos de capa fina con una capacidad anual de 120 MW. Si todo sale bien, la producción se pondrá en marcha en el tercer trimestre de 2012. "Alrededor de una cuarta parte de los módulos serán enviados a los mercados extranjeros, principalmente a otros países de América del Sur.

1.6.6 Desarrollo fotovoltaico en África

Según la Red de ciencia y desarrollo en África, el aumento de estos sistemas ha sido más lento. Sin embargo en 2007 en el continente ya había más de 500.000 sistemas en uso, más de la mitad de ellos en Kenia y Sudáfrica. La mayoría de proyectos en el África rural, fuera de estos dos países, son relativamente pequeños.

Por ejemplo, Zara Solar Ltd. es una pequeña empresa de energía solar que vende sistemas a las comunidades rurales en Tanzania, creada por un empresario local, la compañía ha recibido apoyo de diversos donantes, incluidos el Banco Mundial, *Lighting Africa* y el Premio Ashden para la energía sostenible, y ha instalado más de 4.000 sistemas solares en el norte del país africano.

1.6.7 Desarrollo fotovoltaico en América Latina y el Caribe

No se puede hacer un análisis sin hablar de los países caribeños, que por su situación geográfica muchos piensan que la energía fotovoltaica es compatible a sus necesidades, un análisis de las dos Antillas más grandes dará una idea de cómo están aprovechando esta energía inagotable, limpia y gratuita, donde algunos por ignorancia creen que la energía solar se podría exportar por ser países tropicales.

1.6.8 Desarrollo fotovoltaico en Haití

El nuevo centro de formación profesional en Léogâne, inaugurado el día 18 de octubre 2011, está provisto de una instalación fotovoltaica con módulos Centrosolar. La planta solar proporciona suficiente energía para abastecer el consumo eléctrico en aulas, despachos, talleres y comedores, así como en la residencia adjunta para profesores. El instituto cuyas instalaciones tienen una superficie de más de 2 000 m², ofrece cursos de Técnico en Construcción de Obras a 150 estudiantes.

Centrosolar donó módulos fotovoltaicos de una potencia total de 28 kWp. La entrega incluyó módulos cristalinos y también módulos de capa fina flexible. La instalación se llevó a cabo con la ayuda de la fundación Stiftung Biohaus. Willi Ernst, fundador de una de las empresas predecesoras de Centrosolar y actualmente asesor del grupo empresarial Centrosolar Group AG, estableció la fundación Biohaus-Stiftung für Umwelt und Gerechtigkeit (Fundación Biohaus para el Medio Ambiente y Justicia) en 2009. Willi Ernst se desplazó a Haití con personas para colaborar en la instalación del sistema fotovoltaico: "Léogâne se encontraba en el epicentro del terremoto que azotó la segunda Antillas en enero de 2010".

Al final del mes de enero de este año 2012 el secretario del estado para la energía, el Dr. Jean Jumeau en conjunto con el presidente Joseph Michel Martelly, han hecho la presentación oficial de un programa fotovoltaico que consiste en la electrificación de 200 000 habitaciones (de forma aislada y conectada a la red eléctrica), este proyecto “**Ban m limyé , ban m lavi**” (“Dame luz , Dame vida”) con una duración de dos años ha servido al gobierno para proponerse objetivos específicos como son: desarrollar el mercado del trabajo, permitir a las personas crear riquezas a través de las empresas , mejorar la seguridad y permitir que Haití abra las puertas al desarrollo. A través de este programa rápido estimado a 45 millones de dólares, será ejecutado por el apoyo del ministerio del trabajo, del transporte, de la Energía y de la comunicación, en cooperación con las empresas privadas (SOGESOL, BPH, SOFIDHES, ANACAPH, E Power, T Energy, Eco Energies Plus, Energy Group). El programa empezará a partir del mes de febrero y la administración Martelly/Conille promete trabajar muchísimo para lograr esta meta [10].

1.6.9 Desarrollo fotovoltaico en Cuba

La mayor de las Antillas se caracteriza por tener una buena radiación solar promedio de alrededor de más de 5 kWh/m²/día, con una variabilidad aproximada de $\pm 10\%$ a lo largo y ancho de la isla, aspecto muy positivo, a diferencia de otras latitudes mayores. La componente directa de la radiación está entre un 65% y 80%, siendo la componente difusa relativamente alta, lo que enriquece el espectro solar en las longitudes de onda del azul.

Se puede ver a partir de esta figura el mapa de la productividad para el territorio de Cuba.

Radiación solar en el plano inclinado (Datos del SWERA)

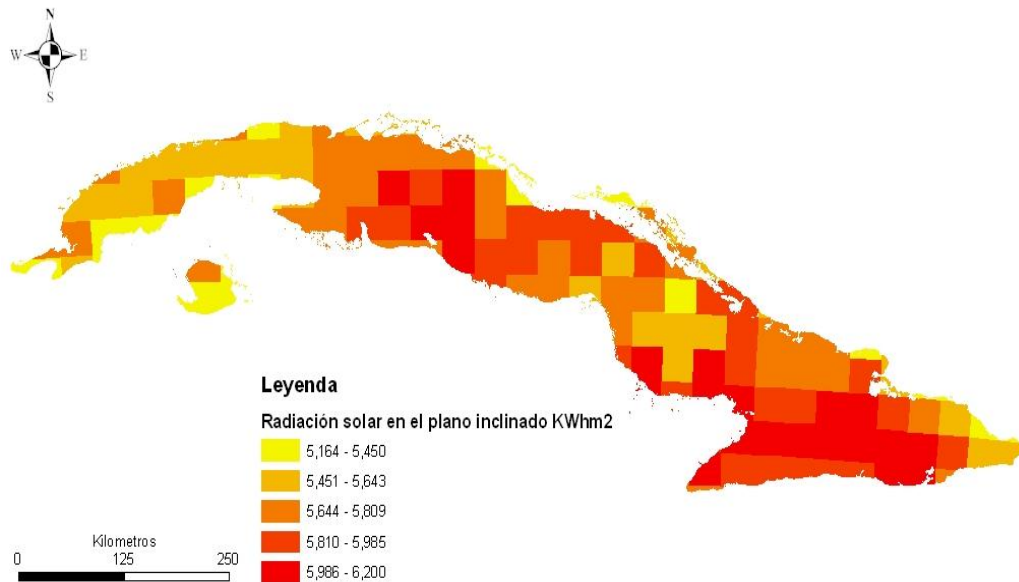


Figura 14- Mapa de la productividad para el territorio cubano.

Además el país se caracteriza por una extrema dependencia del petróleo, tanto para el transporte como para la generación de electricidad, sobre la base de una distribución de plantas termoeléctricas de petróleo, con una capacidad de unos 3900 MW y una vasta red eléctrica interconectada nacionalmente a través de líneas de transmisión de alta tensión [11].

Teniendo en cuenta estos factores reales, la línea lógica sería tratar de disminuir esa dependencia en forma paulatina y sostenidamente con la ayuda de todas las formas de energía renovables posibles. Entre ellas una de las más importantes es la fotovoltaica.

En Cuba se comienza con el uso de los SFVCR en el año 2002, con la instalación en el Museo de Historia de Pinar del Río de un sistema de conexión a red con una potencia de 800 Watt-pico (Wp), este sistema después de mantenerse funcionando por un tiempo, presentó problemas el inversor y la obtención de datos fue muy discontinua, por lo que no permitía seguir un estudio confiable, no obstante fue la primera experiencia en la utilización de la inyección a red eléctrica en Cuba [1].

En el año 2008 el Centro de Estudio Solar de Bartolomé Masó, instala un sistema fotovoltaico de conexión a red eléctrica con carácter experimental para los estudiantes y profesores de la Ciudad Escolar Camilo Cienfuegos. De esta experiencia se obtuvieron los siguientes resultados. Desde abril del 2008 a marzo del 2009 la generación de electricidad promedio fue de 9,2 kWh/día, con máximos de hasta 13,61 kWh/día. El sistema generó 3202 kWh y el Centro consumió, en ese mismo período, 3178.5 kWh, con lo que consiguió abastecer el consumo de la instalación. Los meses de más baja producción de energía fueron: junio, agosto y noviembre, este último con 232,17 kWh y el de mayor generación fue marzo con 340,00 kWh. El día de mayor producción de energía fue el 28 de marzo de 2009 con 13,61 kWh, como se muestra en la gráfica.

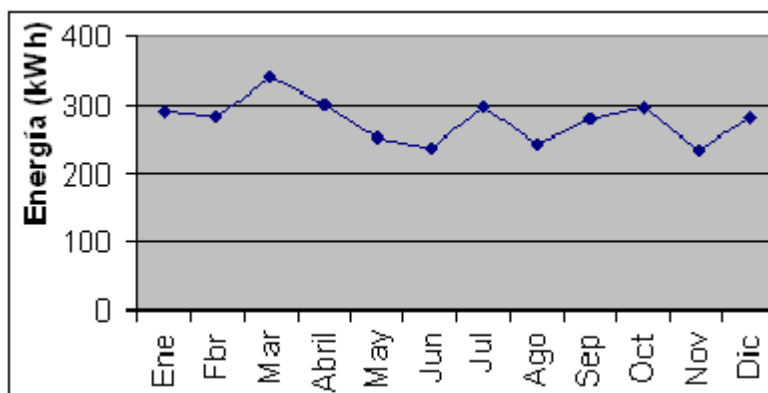


Gráfico 1- Generación anual del SFVCR de Bartolomé Masó (2009-2010)

Los resultados obtenidos permitieron a los especialistas una comprensión más concreta del funcionamiento de estos sistemas y las posibilidades que tienen los mismos de ser instalados en el país, además se comprobó que el sistema muestra un comportamiento similar a lo previsto. También se observó durante el período de prueba que en el horario de verano la generación de energía eléctrica comienza y termina más temprano y que el promedio de horas de sol pico (HSP), para este lugar es alrededor de cinco horas, que se corresponde aproximadamente con lo calculado para el territorio nacional [1].

En Cuba en el año 2011 se instaló otro sistema fotovoltaico conectado a una red eléctrica por parte de la compañía Ecosol Energía. El mismo consta de 6 kWp, ubicado en el edificio de Ecosol Energía en 17 y 32 Playa, La Habana. Está compuesto por 40 módulos fotovoltaicos de 150 Wp cada uno, dando en su totalidad una potencia instalada sobre la cubierta de la instalación de 6000 Wp, esta potencia es manejada de forma inteligente para su introducción a la red eléctrica por dos inversores de 3300 W, de la marca Sunny Boy (SB3300) de tecnología alemana SMA.



Figura 15- SFVCR en el Museo de Historia Natural en Pinar del Río.

Estos dos inversores (SB3300) son controlados a su vez por el sistema de inversores Sunny Island 5048U, los que se encuentran conectados en comunicación *master/slave*, lográndose la conexión monofásica a dos fases o *split fase*, además de estar encargados del trabajo de intercambio con el BUS de corriente directa, donde se puede usar la energía de baterías en caso de respaldo a la ausencia de la red, además de fabricar una red aislada en corriente alterna que alimente las cargas eléctricas de la instalación, donde también se suma la energía solar aportada por los inversores SB3300 a esta red aislada, logrando así un doble aporte si existe radiación solar [1].

A partir de todas las experiencias obtenidas con estos sistemas de estudio y como parte de las nuevas directivas propuestas por nuestro país, en este año 2012 se trazó el plan de desarrollo a corto, mediano y largo plazo que está basado fundamentalmente en potenciar la utilización de la energía fotovoltaica. En la tabla que aparece a continuación se muestra cómo será el incremento hasta el año 2020 en Cuba.

Tabla 8- Planificación de instalación de SFVCR en Cuba en los próximos años.

Años	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
MWp/año	1	10	51	80	110	140	170	200	230

Capítulo II. Caracterización del sistema eléctrico del CIPEL

2.1 Introducción

Los módulos fotovoltaicos pueden instalarse perfectamente en la mayoría de los edificios existentes, pero la forma más cómoda es la integración arquitectónica en la etapa del diseño de proyecto del edificio.

En general se habla de tejados fotovoltaicos, sin embargo el generador también se puede ubicar en un patio, en una terraza, o en una fachada. En cualquiera de los casos la integración de generadores fotovoltaicos en edificios, facilita y se reduce el costo de su instalación, pudiendo mejorar el aislamiento de la edificación ahorrando costos de construcción, ya que los módulos sustituyen a algunos elementos constructivos como por ejemplo: revestimiento de fachadas, tejados, ventanas, entre otros.

Según los nuevos avances las células fotovoltaicas se pueden integrar en los elementos arquitectónicos como módulos multifuncionales, que unen las cualidades de los elementos constructivos, estética, generación de electricidad solar y control de la luz diurna.

La integración de módulos fotovoltaicos en la edificación siempre deberá tener en cuenta los criterios de la arquitectura bioclimática y atender a las características particulares de cada zona o región, de manera que se asegure que la temperatura de los módulos no se incremente sustancialmente, lo que disminuiría su eficacia.

Un aspecto fundamental en la ubicación de los módulos, es asegurar que no existen obstáculos que les puedan proyectar sombra, al menos durante las horas del día con más radiación (vegetación, otros edificios, elementos constructivos, entre módulos, y otros) [12].

El centro en el cual se pretende instalar el SFV, ya cuenta desde su fundación con un diagrama monolineal, sus tipos de cargas y características generales, así como a partir de los resultados de los análisis se construyó la curva de carga del centro, que permitió fijar los requisitos necesarios que debe cumplir el sistema fotovoltaico. En la figura 16 se muestra una vista de una parte del techo donde se deben colocar los módulos en la implantación del diseño.



Figura 16-Vista del área CIPEL

2.2 CIPEL y el sector eléctrico nacional del país.

CIPEL

EL Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), fue creado oficialmente el 17 de Diciembre de 1988 con el objetivo de aunar los recursos materiales y humanos en el país, para dar una respuesta adecuada a las investigaciones que requiere el Sistema Electroenergético Nacional (SEN), integrados en un solo centro con la fusión de especialistas provenientes de los dos Centros de Investigaciones que existían en aquellos momentos y que abordaban los temas del sector eléctrico: uno perteneciente al Ministerio de Educación Superior (MES) y otro perteneciente al antiguo Ministerio de la Industria Eléctrica (MIE).

A lo largo de estos años ha desarrollado un trabajo en el área de la investigación y la docencia, que le ha permitido alcanzar un reconocimiento nacional e internacional.

Es el Centro Rector de la carrera de Ingeniería Eléctrica dentro del (MES), entre sus instalaciones se encuentra la única instalación de ensayos en Alta Tensión en el país, que permite evaluar desde el punto de vista de sus características dieléctricas, cualquiera de los equipos y componentes que se emplean en el Sistema Electroenergético Nacional (SEN).

Actualmente se encuentra vinculado a los temas relacionados con las Fuentes Energéticas Renovables, a través de su trabajo en los Grupos Nacionales de Energía Solar, Almacenamiento de Energía, Energía Eólica y Eficiencia Energética [13].

El edificio objeto de estudio está localizado en calle 114 # 11901 entre 119 y 127, municipio Marianao, La Habana. Se encuentra ubicado en los 23°.02' de latitud norte y los 82°.24' de longitud oeste, con una perfecta orientación norte-sur, condiciones que permiten el cumplimiento de los requisitos de orientación del sistema.

2.3 Diagrama monolineal del Centro

El centro se encuentra ubicado en Marianao dentro del circuito de subtransmisión 3550 a 34,5 kV, específicamente a la salida del transformador de 25 MVA de la subestación Boyeros, que va hasta la subestación CIPEL.

La instalación se alimenta desde el SEN, a través de un transformador trifásico de 1 600 kVA, con relación de transformación 33/13,2 kV. Este transformador alimenta a tres bancos de transformadores a una tensión de 13,2 kV, ubicados en la parte trasera del centro (CIPEL).

Los tres bancos de transformadores alimentan a toda la entidad a tres niveles de tensión diferentes. Un primer banco formado por un transformador monofásico que tiene una capacidad de 333 kVA y una relación de transformación de 13200/500 V, que suministra la energía necesaria a un regulador de 0 a 500 V que se controla desde la cabina del laboratorio de alta tensión y que se utiliza para alimentar a un transformador que se localiza en el interior de dicho laboratorio, teniendo la función de elevar la tensión hasta 620 kV para la realización de pruebas en aisladores.

El segundo banco está constituido por tres transformadores monofásicos conectados en estrella/estrella, los mismos tienen una capacidad de 75 kVA cada uno. El banco tiene una relación de transformación de 13 200/220-380 V y está alimentando a todo el laboratorio de alta tensión para la realización de pruebas electroenergéticas a 380 V.

El tercer banco de transformadores es el más importante, porque es el responsable de alimentar a todo el centro en cuanto a la carga monofásica. Está formado por tres transformadores monofásico conectados en estrella/delta: dos de ellos con capacidades nominales de 100 kVA y el restante de 167 kVA. Presentan una relación de transformación de 13 200/120-240 V, para de esta forma poder alimentar toda la carga conectada.

La medición de la Empresa Eléctrica se realiza por primario de los transformadores, el metrocontador exclusivo para el CIPEL se encuentra en un poste en la parte trasera del centro.

En la figura 17 se muestra el diagrama monolineal en cuestión, por la parte de 33kV hasta la subestación del CIPEL anteriormente mencionada.

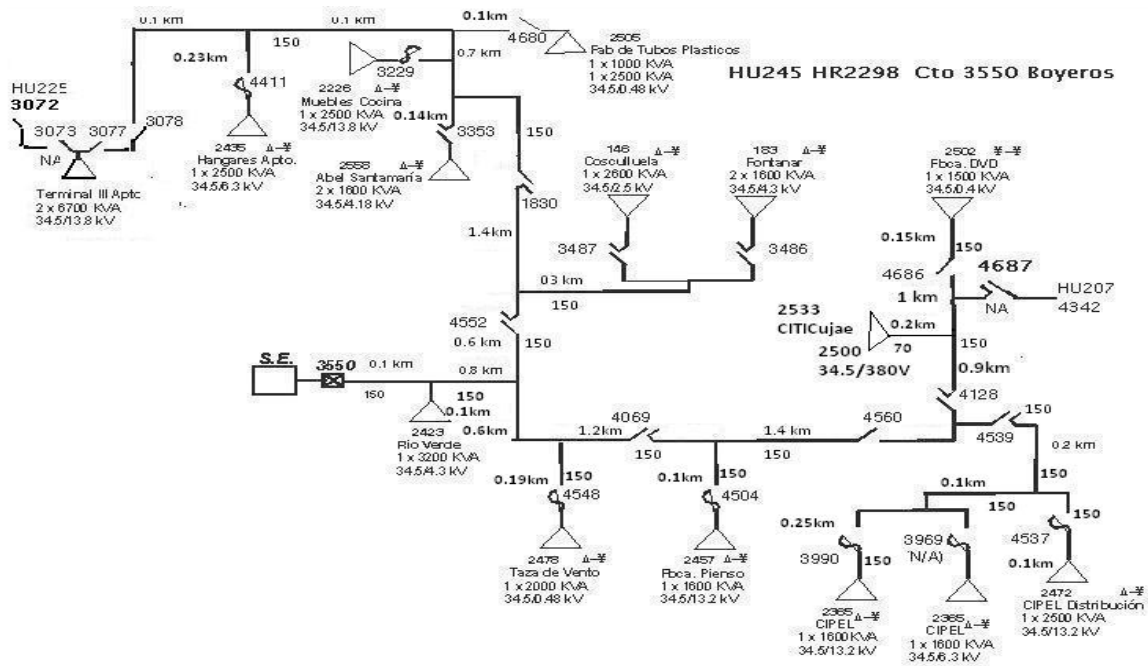


Figura 17- Diagrama monolineal donde se encuentra ubicado el CIPEL.

2.4 Tipos de cargas

El edificio está compuesto de varias oficinas, un comedor, aulas especializadas y de posgrado, aulas de conferencia, el Laboratorio de Alta tensión, baños, centros de cálculos, un comedor (tiempo de almuerzo), un taller de maquinarias, entre otros locales.

Para el trabajo en cuestión se tomarán en cuenta todas las demandas, exceptuando la carga del Laboratorio de Alta tensión, o sea la que está destinada a los ensayos que en él se realizan.

Las cargas predominantes del centro se identifican en: 64 equipos de aires acondicionados (de ventana y Split), 111 computadoras, 591 luminarias de dos lámparas de 32 W fluorescentes de fabricación Sylvania que se utilizan en la iluminación, en el taller de maquinarias hay instaladas 15 luminarias de 4 lámparas de 20 W cada una. En algunos locales hay instaladas luminarias con pantalla difusora y en otros sin estas, pero en todos se empleó el método de iluminación general. Considerando una potencia de balasto electrónico del 10 % de las lámparas, se obtiene una potencia instalada en iluminación igual a 38 064 kW. En la figura 18 se muestra un gráfico del comportamiento en porcentos de la potencia total instalada, observándose que la correspondiente a los aires acondicionados representa el 65 % del total, constituyendo la carga más representativa del centro [14].



Figura 18- Caracterización de la carga total del CIPEL.

Según el trabajo presentado en el mes de febrero de este año por el estudiante Carlos Rafael, propuesto por el profesor Jorge Luis Gironella de la Asignatura Calidad de Energía, una nueva asignatura en el Plan D, el índice de eficiencia energética que depende de diferentes factores, por lo que estos se evalúan en base a diez (10) puntos cada uno [15]. A continuación se muestran todos estos factores, así como un breve análisis para el centro al cual se le pretende realizar la propuesta de diseño del SFVCR, en este caso el CIPEL.

- a- Cultura Energética.**
- b- Mantenimiento.**
- c- Control Energético.**
- d- Innovación Tecnológica.**

El índice de eficiencia energética del CIPEL fue presentado como se muestra en la figura 19. Como se puede ver en la figura los factores de mantenimiento e innovación tecnológica, se les deben prestar mayor interés por parte del centro ya que son determinados como los de mayor incidencia, o sea que son los que más afectan la obtención de buen índice de eficiencia energética necesario a la hora de manejar proyectos con FRE.

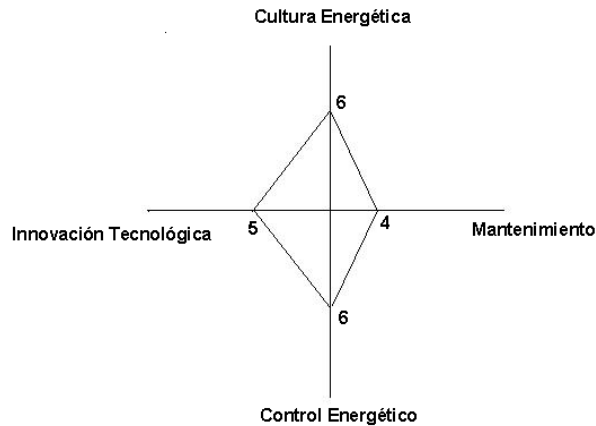


Figura 19-Índice de Eficiencia Energética del Centro

2.5 Gráfico de carga del centro

Desde el punto de vista de diseño existen varias técnicas a la hora de seleccionar la capacidad del SFV a conectar, o sea los kWp que son necesarios para alimentar la carga en cuestión. Para ello básicamente se usan dos, el consumo energético y las mediciones.

Para el trabajo se cuenta con los consumos eléctricos del centro desde el año 2007, obtenidos gracias a la colaboración de los trabajadores de mantenimiento del instituto, que son los encargados de recoger estas mediciones y facturas correspondientes a las áreas del mismo.

El servicio del CIPEL del tipo M1-B, corresponde a una tarifa de media tensión con actividad entre 12 y 19 horas diarias. El centro debe su alto consumo no solo a la elevada demanda, sino que desde el punto de vista de diseño los laboratorios de alta tensión tienen bajo factor de potencia (fp) dado los equipamientos que lo componen. A continuación aparece una muestra del recibo en el año 2012.

Muestra del mes de enero 2012

El consumo del mes: 15,091 MWh que equivale a \$ 3940.01

La penalización del mes: \$ 985

En total el importe mensual a pagar fue de: \$ 4925,01

Se conocen que los pronósticos estimados de dicha demanda para el año 2011, se comportó por debajo de la pronosticada como se muestra a continuación:

Según la factura de la Empresa Eléctrica: 228637 kWh.

Según el Pronóstico del departamento del mantenimiento: 232220 kWh

En las tablas que se muestran a continuación se describe el consumo eléctrico del CIPEL en el año 2011 así como su pronóstico para dicho año.

Tabla 9- Consumo Eléctrico en el año 2011 en MWh. Real

ENE	FEB	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT	OCT	NOV	DIC
14.350	15.374	15.654	19.542	22.118	23.019	23.109	19.788	20.634	19.159	20.236	15.654

228637

Tabla 10- Consumo Eléctrico en el año 2011 en MWh. Estimación

ENE	FEB	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT	OCT	NOV	DIC
17.610	20.690	22.980	15.530	23.380	22.500	18.880	12.840	20.250	20.860	20.670	16.030

232220

A continuación se muestra en la figura 20 las características del consumo y la autolectura por cada mes en el CIPEL.

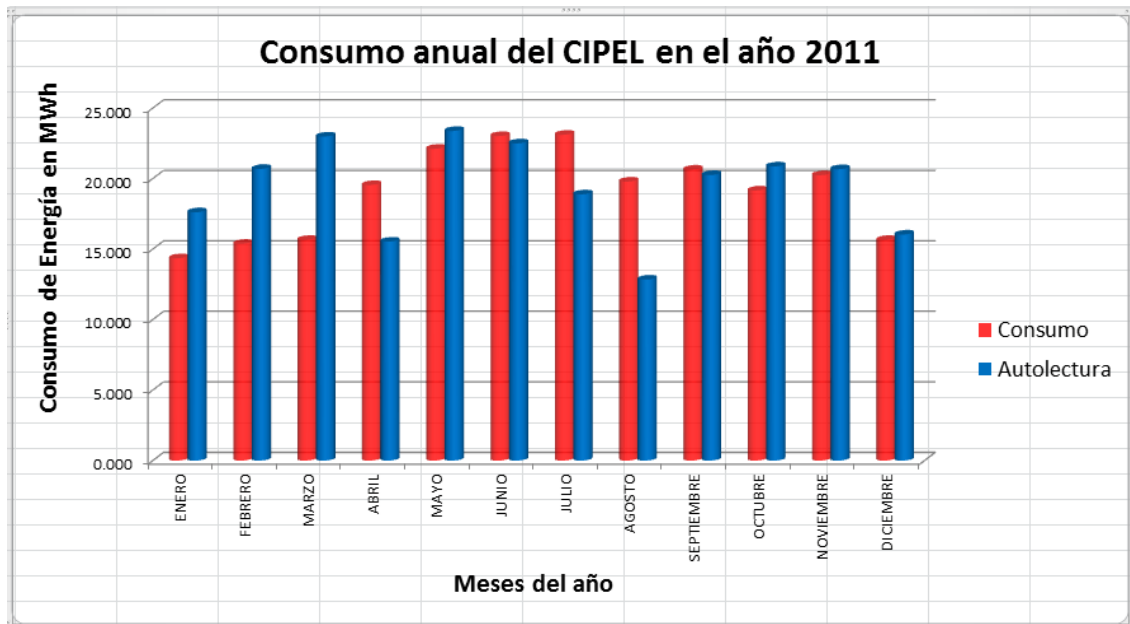


Figura 20- Gráfico de carga del centro según la factura: año 2011

2.6 Requisitos generales y específicos que debe cumplir el sistema FV a diseñar para alimentar dicha carga.

Cuando se mencionan los requisitos generales y específicos, se refiere a los componentes o elementos que deben integrarse en el sistema para su funcionamiento adecuado. Normalmente como se observa en la figura 21, los tres elementos principales de SFVCR son: los módulos fotovoltaicos, los inversores, las líneas eléctricas, además de todos los sistemas de protección y medición que se deben tener en cuenta a la hora de realizar el diseño.

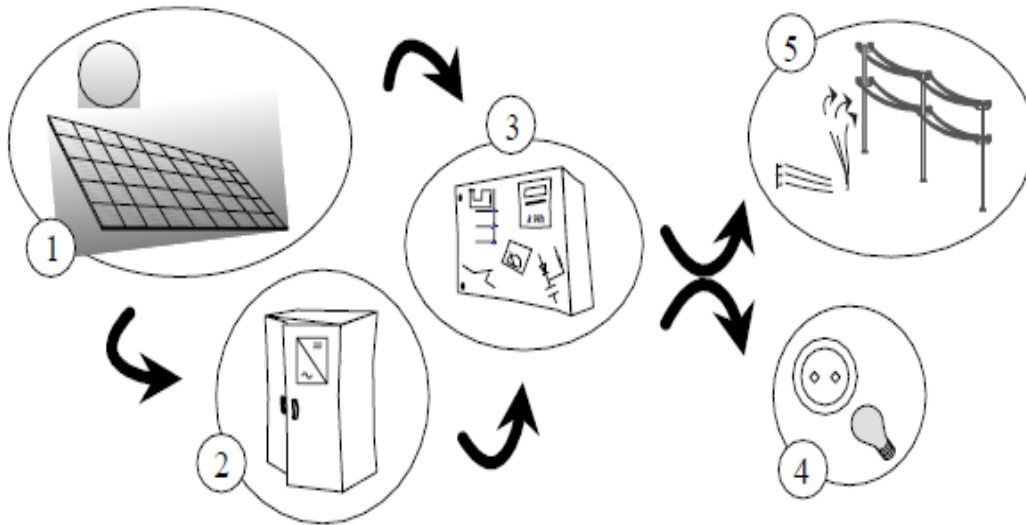


Figura 21-Componentes de una instalación SFVCR [16].

Para conocer mejor las mismas, a continuación se muestra una pequeña descripción:

1. El *generador*, formado por módulos fotovoltaicos y su correspondiente estructura de soporte.
2. El *acondicionador de potencia*, responsable de adaptar las características de la energía producida por el generador (DC a tensión variable) a las requeridas por la red eléctrica también llamado convertidor DC/AC o inversor.
3. Las *protecciones* o conjunto de elementos y medidas adoptadas para garantizar la seguridad del propio SFVCR y también la de la red eléctrica.
4. La Carga, formado por todas aquellas aplicaciones que demandan energía eléctrica para su funcionamiento.
5. La *red eléctrica convencional*.

Para diseñar un SFVCR se deben tener en cuenta varios principios básicos, entre los que se encuentran el presupuesto con que se cuenta para la instalación del SFV, el área útil disponible de la edificación y la demanda del centro en cuestión [1].

En la gran mayoría de los países del mundo donde se utilizan los SFVCR existen leyes que rigen la compra de esa energía inyectada a la red o producida por los paneles. En Cuba no existen tales leyes por lo que no se pudiera pensar en conectar un SFVCR con el fin de recibir algún estímulo financiero por parte de la Empresa Eléctrica cubana. Pero por otro lado, si conviene cubrir la carga instalada con un SFVCR para garantizar una reducción considerable del pico eléctrico vespertino y por consiguiente una disminución gradual del costo de la factura de pago mensual, además de la energía que este pueda entregar a la red. Por lo tanto, en este trabajo se aspira realizar el análisis de la potencia fotovoltaica a instalar para cubrir el 100% de la carga instalada en el CIPEL que se traduce en la carga del centro sin contar, como es lógico, con la demanda del Laboratorio de Alta Tensión por razones obvias.

2.6.1 Situación actual de la edificación

Comenzando por el cumplimiento de los requisitos básicos, en primer lugar se corresponde analizar el área disponible con la que se cuenta. Como se muestra en la figura 22, el edificio dispone con una superficie útil en cubierta de 5157 m².

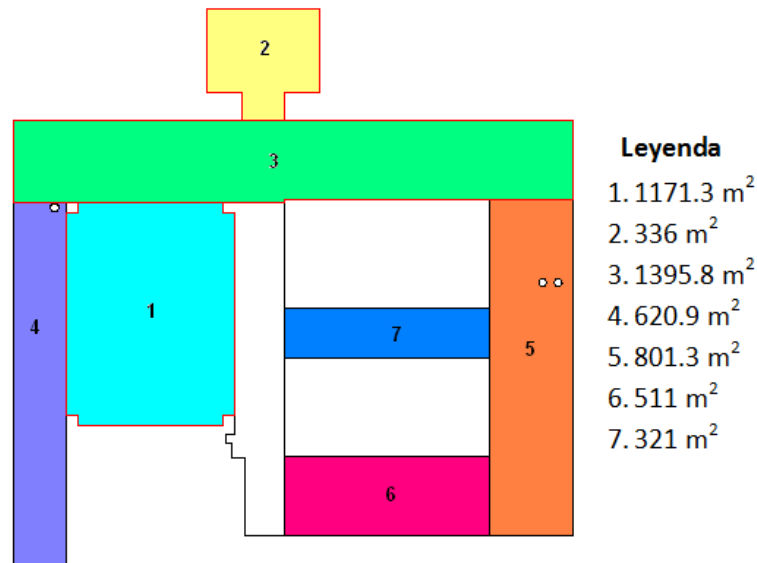


Figura 22- Vista en planta del CIPEL

A partir de este plano se evalúa la superficie disponible para el diseño del sistema, pudiéndose apreciar en la figura 23 las áreas de interés que se identifican por colores, las superficies no techadas se señalan con el color blanco. Los obstáculos que provocan sombra en este caso son identificados también por el color blanco y son mostrados en la figura 23. Como ya se explicó anteriormente, las sombras constituyen uno de los factores que afecta la eficiencia de este tipo de sistema, por lo que a continuación se realiza una breve descripción de estos obstáculos:

1. El laboratorio de Alta tensión del Centro (su reflejo)
2. El tanque de agua (afecta por su radio, que corresponde en alrededor de 0,72 m y una altura de casi 1,5 m).
3. Columnas (por su altura no reportan ninguna afectación).



Figura 23- Identificación de las sombras del centro.

Otro elemento a tener en cuenta es la microlocalización en relación con el comportamiento del potencial solar. Se puede decir que en Cuba la radiación solar no presenta variaciones significativas de un territorio a otro, por lo que es aceptado el criterio que a lo largo y ancho del país, pueden emplearse de manera óptima los sistemas que aprovechan la radiación solar para la generación eléctrica; pero cuando se trata de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, que están destinados para generar una cantidad considerable de electricidad durante su ciclo de vida útil (25 años), se requiere asegurar un adecuado aprovechamiento energético del sistema desde la etapa de su diseño y esta exigencia se logra en la medida que se prevea instalar la tecnología en la zona donde existe el mejor potencial solar, favoreciendo de esta manera la recuperación económica del sistema en el más breve plazo.

Para los diseños de este tipo se pueden usar varios estudios meteorológicos como son: el programa de cálculo "PV Watts" de la National Renewable Energy Laboratory (NREL) que tiene almacenado los registros de 10 años correspondientes a la base de datos del proyecto SWERA (Solar and Wind Energy Resources Assessment) en el cual Cuba participó de forma activa a través del Instituto de Meteorología [17] así como el resultado de la evaluación del potencial solar de la provincia La Habana a partir del desarrollo del proyecto "Planificación energética territorial con FRE" siendo este último resultado el que se utilizó para el desarrollo del trabajo, pudiendo lograr la obtención de los datos reales de radiación solar dentro del municipio donde se encuentra ubicado el centro (Marianao, como se muestra en la figura 24) lo que garantiza una mejor selección del SFV que se necesita para cubrir la carga del CIPEL. La radiación solar que incide en el sitio donde se ubica el CIPEL, es equivalente a 5,296 kWhm². Según los resultados del proyecto antes mencionado, la productividad específica promedio anual calculada para un sistema de 1 kWp, trabajando en base al potencial solar referido anteriormente es de 1512 kWh año/kWp.

Para garantizar que el SFV pueda cubrir la carga durante todos los meses del año, se debe utilizar el valor más crítico de radiación solar, es decir el mínimo de productividad específica, que se determina a partir del mes de menos radiación solar que corresponde al mes de diciembre y que para el sitio donde se ubica el CIPEL es equivalente a 4,38 kWhm².

Asumiendo que este valor de radiación es el que aparece en un año completo, entonces se obtiene que la productividad promedio sea de 1252 kWh*año*kWp, calculada a partir de la radiación solar incidente mensual.

Las horas solares en Cuba corresponden a 6,5 horas días, así como se toma la eficiencia de absorción de los módulos en un estándar de 13.5% y una eficiencia técnica del 90%.

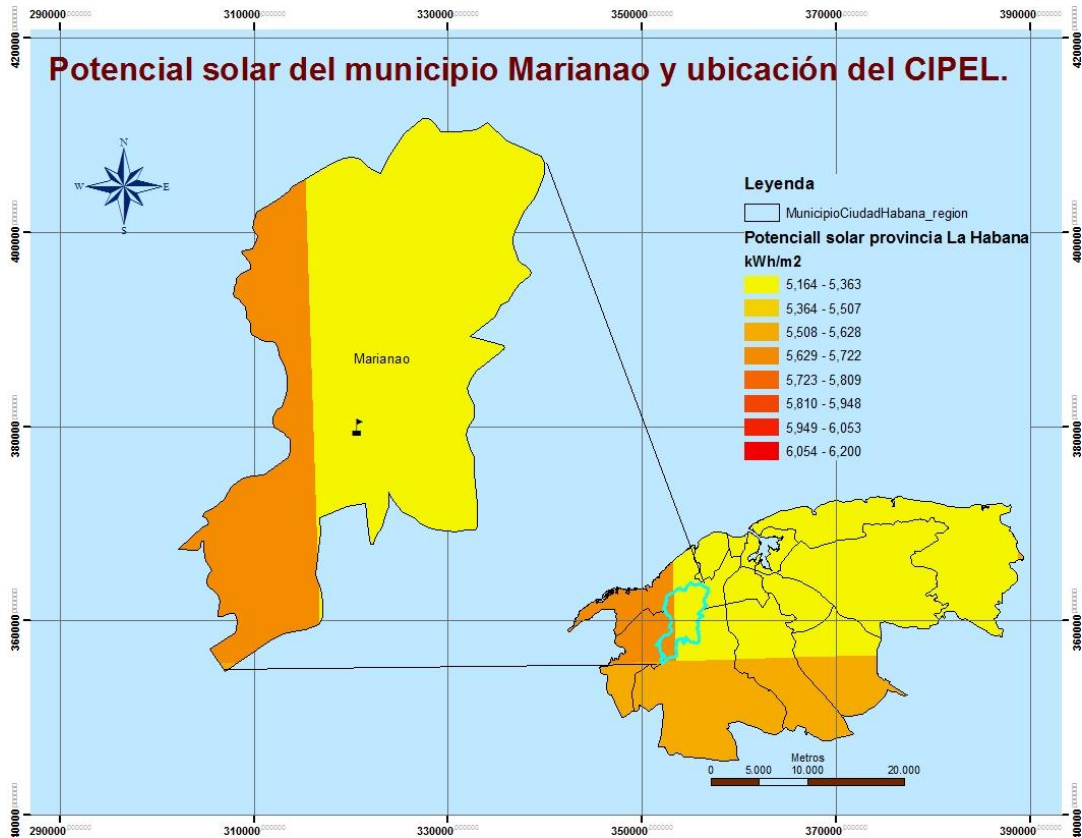


Figura 24- Potencial solar del municipio Marianao y ubicación del CIPEL

En la tabla 11 se muestran los valores calculados, a partir de la radiación incidente sobre el plano inclinado de los paneles.

Tabla 11- Radiación incidente sobre el plano inclinado en el municipio Marianao.

Meses del año	kWh/m ²	kWh/kWp
enero	4.73	112.065525
febrero	5.22	123.67485
marzo	5.69	134.810325
abril	6.22	147.36735
mayo	5.69	134.810325
junio	5.35	126.754875
julio	5.43	128.650275
agosto	5.65	133.862625
septiembre	5.50	130.30875
octubre	5.15	122.016375
noviembre	4.45	105.431625
diciembre	4.38	103.77315
Promedio	5.29	1512.35546

A partir de este valor de productividad específica y el consumo eléctrico en el año, se pueden obtener los kWp necesarios para cubrir la carga y demanda del centro al cual se le quiere instalar el sistema, en este caso el CIPEL.

Partiendo de los requisitos y análisis anteriores, se plantean 3 casos para obtener los parámetros mínimos indispensables para el diseño del SFVCR:

1. Inicialmente se tomará como criterio de partida, cubrir el 100 % de la carga.
2. Considerar la carga actual, más un 35 % de incremento prospectivo en el Centro.
3. Con el área disponible determinar la potencia fotovoltaica máxima a instalar y que porcentaje representa de la carga total del centro.

2.6.2 Cubrir el 100 % de la carga.

Como se analizó anteriormente, la energía demandada en el año 2011 por el CIPEL fue 232000 kWh (232 MWh), por lo que se puede calcular la capacidad a instalar del SFV necesario para cubrir el 100 % de la carga mediante la siguiente ecuación:

$$\text{kWp} = \frac{E_{\text{dem}}}{P_{\text{esp}}} \quad 1$$

Donde:

kWp → potencia fotovoltaica a instalar.

E_{dem} → es la energía demandada por el centro en cuestión.

P_{esp} → es la productividad específica.

$$\text{kWp} = 232000/1252$$

$$\text{kWp} = 185 \text{ kWp}$$

Por lo que la capacidad necesaria a instalar en el CIPEL es de 185 kWp.

Una vez determinada la potencia fotovoltaica a instalar, se hace necesario conocer el área y cuantos módulos se requieren para lograr esta potencia.

Según resultados de estudios realizados anteriormente, se pudo comprobar que en Cuba se usan aproximadamente 11 m² en superficies de edificaciones para instalar 1 kWp de energía fotovoltaica [8]. Entonces para la carga total propuesta se requiere ocupar una superficie de 2035 m², que representa el 40 % del área total disponible (5157 m²), pudiéndose afirmar que desde el punto de vista de la ocupación del espacio la solución es viable.

Si se propone utilizar el módulo cubano SERIE DSM-185(23)-C, de 185 Wp de silicio monocristalino [18], se puede definir que la cantidad de módulos necesarios para suplir el

100 % de la carga es de 1000 módulos, aspecto que es tratado con más detalles en el capítulo III.

Para finalizar el diseño del sistema, se deben tener en cuenta los inversores que permitirán entregar esta potencia a la red. La configuración más empleada en estos diseños es la configuración de cadenas de arreglos serie-paralelo (*stringconfiguration*), ya que ofrece un balance más equilibrado entre beneficios y desventajas, pudiéndose definir diferentes variantes [1]. Si se utiliza el inversor SunnyTripower SB 15000TL de 15 kW, se necesitan 12 inversores y considerando que cada uno de estos tiene 5 entradas, se pueden distribuir los módulos en diferentes variantes.

Módulos: SERIE DSM-185(23)-C de 185 Wp de silicio monocristalino

Inversores: Sunny Tripower SB 15000TL de 15 kW 60Hz

Números de módulos: 1008

Números de inversores: 12

Números de cadenas: 36 cadenas con 28 módulos en series cada una.

2.6.3 Toda la carga actual más un 35 % de aumento previsto en el Centro

Durante la realización del estudio se pudo comprobar que la demanda anual del Centro durante el año 2011 fue de 232 MWh, correspondiendo en este caso a un requerimiento de potencia fotovoltaica equivalente a 185 kWp; pero las previsiones derivadas de los estudios y pronóstico del Centro de Mantenimiento indican, que la carga puede variar de forma aleatoria con el paso del tiempo, dependiendo en última instancia de la necesidad del CIPEL que señalan un posible incremento.

Considerando lo anteriormente estudiado se ha previsto un crecimiento de la carga del 35 % en los próximos 25 años, requiriendo una potencia a instalar de 250 kWp.

Para la instalación de esta potencia se necesita una superficie de 2750 m², lo que representa el 51.4 % de la superficie techada del centro, determinando así que no representa una limitante en este sentido.

De utilizarse los módulos de fabricación nacional SERIE DSM-185(23)-C, de 185 Wp de silicio monocristalino, que se encuentran disponibles en el mercado se requieren 1351.

2.6.4 Con el área disponible, ¿Cuál es la potencia fotovoltaica máxima a instalar y que por ciento representa de la carga total del centro?

El área disponible de superficie techada del centro es equivalente a 5157 m², con la utilización total de la misma se puede alcanzar una potencia máxima de FV de 468,82 kWp, lo que supone entregar una generación mínima de 557 MWh año. Este resultado significaría cubrir el 100 % de la demanda actual del CIPEL y entregar 325 MWh/año al Sistema Electroenergético Nacional (SEN), siendo equivalente a 66.7 toneladas de combustible fósil no utilizado para generar esa energía (considerando un consumo específico de fuel de 205 g/kWh producido), y además representaría evitar la emisión de 244 mil toneladas de CO₂ a la atmósfera.

En cuanto a la cantidad de módulos de la tecnología mencionada anteriormente se requieren de 2535 módulos.

2.7 Sistema de seguridad y protección de la instalación contra las descargas eléctricas atmosféricas o rayos.

Las características propias de Cuba, donde existe un alto nivel ceráuneo (parámetro para medir el nivel de actividad de rayos o descargas eléctricas que pueden incidir en tierra), implica que cualquier instalación eléctrica que se diseñe tome en consideración la recurrencia de estos fenómenos.

Por tal razón toda instalación FV que se vaya a instalar en Cuba necesita tener esa protección. Un buen sistema integral de protección contra descargas eléctricas atmosféricas (SIPDEA) capta, redirecciona, distribuye y evacua la corriente del rayo, así como protege a las personas, estructuras y a los equipos de los efectos directos e indirectos de una descarga eléctrica atmosférica. Se caracteriza básicamente por tener dos partes: protección externa de los edificios e instalaciones contra descargas directas de rayos, incluyendo la instalación de puesta a tierra necesaria para desviar la corriente emitida por el fenómeno natural, y la protección interna de las redes técnicas de energía y de datos que acceden a los equipos y cuyo principal objetivo es reducir los efectos eléctricos y magnéticos de las corrientes dentro del espacio a proteger.

Protección externa: comprende una serie de dispositivos e instalaciones en el exterior, encima y/o adosados o no a la estructura a proteger y que sirven para captar y derivar la corriente del rayo a la instalación de tierra de forma segura. En la Norma IEC-61024-1 se definen las partes que componen dicho sistema, las cuales se mencionan a continuación:

- Sistema de Terminal Aérea: es la parte del sistema de protección donde es interceptado el rayo. La probabilidad de que el golpe de un rayo afecte el equipamiento ubicado en el espacio a ser protegido, disminuye considerablemente por la presencia de un sistema de terminal aéreo bien diseñado. Este puede estar compuesto por: puntas, cable horizontal entre dos mástiles o mallas aéreas sobre la estructura a proteger.
- Sistema de Conductores de Bajada: es la parte del sistema que establece la conexión entre un terminal aéreo con un terminal de tierra, destinado a canalizar la corriente del rayo. Está formado por al menos dos conductores independientes, que deben ubicarse de forma tal que recorran la menor distancia posible.
- Sistema de Puesta a Tierra: es la parte del sistema de protección destinada a conducir y dispersar la corriente del rayo a tierra, su valor no debe superar los 10Ω . Desde el punto de vista de la protección contra el rayo, es preferible integrar todos los sistemas de tierra (protección contra rayos, sistema de protección de baja tensión, sistema de telecomunicaciones). Cuando esto no sea posible los sistemas que requieran estar independientes, se conectarán a través de un limitador de sobretensión, que sólo actuará en caso de que el sistema de pararrayos sea impactado por un rayo.

Protección interna: es el conjunto de medidas encaminadas a minimizar y evitar los efectos que producen las sobretensiones originadas por la descarga atmosférica y los campos magnéticos asociados, así como las sobretensiones transmitidas por las líneas entrantes o salientes a la edificación, ocasionados por descargas en dichas líneas, procesos de conmutación en la red de alta o baja tensión, elevación del potencial de la toma de tierra debido a descargas en las proximidades de la instalación, etc. Su objeto es la protección de los equipos eléctricos y electrónicos, estos últimos más vulnerables, dadas las pequeñas tensiones de aislamiento que soportan y su extremada sensibilidad a las perturbaciones reseñadas anteriormente [1].

Por otro lado se requiere tener en cuenta, que la protección interna debe considerar las posibles variantes en que la influencia de una descarga atmosférica, que pudiera actuar sobre una instalación cualquiera y en este caso una instalación FV.

Existe una clasificación de acuerdo al área donde ocurren los impactos de los rayos (figura 25); estas áreas están muy relacionadas con el origen y las características de las sobretensiones que se producen debido a la ocurrencia de una descarga eléctrica atmosférica (DEA).

- S1: sobre la estructura.
- S2: cerca de la estructura.
- S3: sobre un servicio conectado a la estructura.
- S4: cerca de un servicio conectado a la estructura.

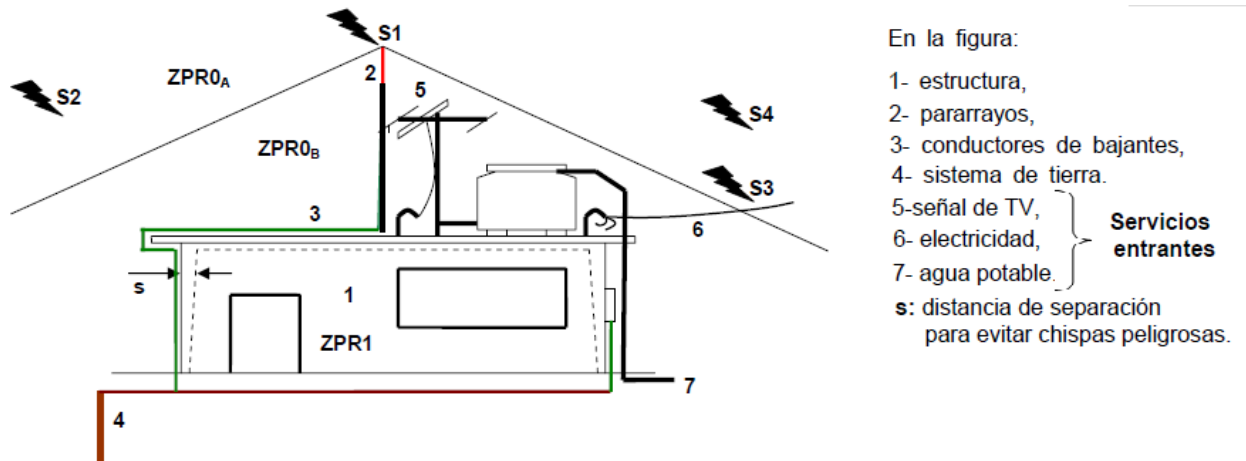


Figura 25- ZPR definidas para un SPCR [1].

Las zonas de protección contra el rayo (ZPR) se definen de acuerdo a las siguientes características:

- ZPR 0A: zona expuesta a los impactos directos de las descargas. Los componentes de estas zonas deben soportar el impacto directo de las descargas y las corrientes que corresponden al nivel de protección elegido, tolerar los campos electromagnéticos sin atenuaciones asociadas a estas corrientes y conducir la corriente del rayo.
- ZPR 0B: zona protegida contra los impactos directos de las descargas. Los componentes deben soportar las corrientes parciales o inducidas por las descargas y el campo magnético total creado por las descargas.
- ZPR 1: zona protegida contra los impactos directos de las descargas. Los componentes deben soportar las corrientes parciales o inducidas por las descargas y campos magnéticos atenuados.
- ZPR 2...n: análogas a la zona ZPR1, pero con una atenuación mayor de los campos magnéticos en cada zona.

El CIPEL ya cuenta con el SIPDEA desde su inauguración con los requerimientos impuestos por el laboratorio de alta tensión, pero cuando se proponen instalar elementos que sobrepasen la altura del mismo, es necesario redimensionar el sistema adaptándolo a las situación concreta donde se considere la protección de la central fotovoltaica. Vale la pena aclarar que solo se modificará el sistema de protección contra descargas atmosféricas, pues la malla de tierra cumple con los parámetros establecidos en las normas cubanas.

2.7.1 Sistema externo de protección contra descargas eléctricas atmosféricas (SEPDEA).

Para el diseño del SEPDEA resulta necesario en primer lugar, determinar la zona de protección que debe ser considerada para la instalación mediante la expresión:

$$N = (s + 6hx)(L + 6hx) * n * 10^{-6} \quad 2$$

Donde:

N → probabilidad de impacto directo de una descarga eléctrica atmosférica en un año.

S → ancho del objetivo.

hx → altura del objetivo a proteger.

L → largo del objetivo.

n → número promedio de descargas eléctricas atmosféricas por km² de superficie.

Se tomó un valor de n igual a 4 correspondiente con 40 días tormenta por año como intensidad promedio.

La zona de protección a un objetivo es el espacio dentro del cual un pararrayos protege un objeto del golpe directo y efectos secundarios de una descarga eléctrica atmosférica.

De esta definición se derivan dos zonas de protección básicamente:

- Zona A: posee un grado de seguridad mayor o igual a un 99,5 %
- Zona B: posee un grado de seguridad entre un 95 % y un 99,5 %

Si $N > 2$, se emplea zona de protección A y si esta entre $0,02 < N \leq 2$, se emplea zona de protección B. Luego de realizado el cálculo se pudo comprobar ($N = 3,024$) que el centro en cuestión se encuentra ubicado en la zona de protección B.

Cálculo para el área 1 de la figura 22.

Considerando el uso de puntas Franklin (único elemento receptor externo aceptado por las normas cubanas), y también conocido como mástil, por alguna literatura, el cálculo del SEPDEA se realiza por la expresión:

$$h_c = h_0 - 0,14 (L - 1,5h) \quad 3$$

donde:

h_c = punto donde se une el cono de protección de dos mástiles consecutivos al piso

h_x = 40 m - es la altura del objetivo a proteger.

h_m = 9 m - altura mástil.

h = $h_x + h_m$ - altura del cono de protección.

Donde $h_0 = 0,92 \times h$ (altura del cono de protección = 49 m).

$$h_0 = 45,08 \text{ m}$$

$$h_c = h_0 - 0,14 (L - 1,5h) = 49,77 \text{ m}$$

$$r_{cx} = r_0 * \frac{h_c - h_x}{h_c} \quad 4$$

donde $r_0 = 1,5 \times h = 73,5$ m es el radio del cono de protección

r_{cx} → radio efectivo del cono de protección

$$r_{cx} = 73,5 * \frac{49,77 - 40}{49,77} = 14,5 \text{ m}$$

Entonces para calcular el número de mástiles:

$$\frac{L}{r_{cx}} = \frac{40}{14,5} = 2,76 \sim 3$$

$$\frac{S}{r_{cx}} = \frac{30}{14,5} = 2,07 \sim 2$$

Luego en el área escogida se determinó la cantidad de puntas Franklin que son requeridas instalar para una protección adecuada de toda el área, siendo de: $3 \times 2 = 6$ mástiles a instalar.

2.7.2 Protección contra cortocircuitos

La protección contra cortocircuitos se diseña a partir de los niveles de cortocircuito mínimo en el punto de conexión y además la corriente máxima de salida, ya que la misma no debe realizar operaciones innecesarias en trabajo normal y debe abrir cuando ocurra una falla. La I_{cc} máxima en el punto de conexión por baja tensión es aproximadamente igual a 40 kA [19] y la corriente máxima a la salida es de 963 A según la siguiente expresión:

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{S_{nom}}{\sqrt{3} \cdot U_{nom}} = 963 \text{ A}$$

5

Además se utiliza para seleccionar la protección un coeficiente de seguridad (fs), que por lo general está entre 1,2 y 1,25 para garantizar que la misma no opere bajo carga nominal, donde la corriente de disparo magnético del interruptor será 1156 A utilizando fs=1,2. Con esta corriente obtenida se entra al catálogo y se selecciona la protección. El resultado de la búsqueda arrojó que la protección necesaria a colocar en este punto es un interruptor caja moldeada Compact NS1250 de 1250 A, que tiene una capacidad interruptiva de 50 kA [20].

2.8. Influencia del SFVCR al SEN

Como la mayoría de los circuitos de distribución del sistema son de configuración radial, donde se evidencian notables caídas de tensión, elevadas pérdidas de potencia activa y por consiguiente quejas en los consumidores, se hace necesario conocer cuál será la influencia que puede tener la inserción de un sistema de este tipo. Para ello en el presente trabajo se utilizará el software libre profesional PSAT (Power Systems Analysis Toolbox) que es una herramienta para el análisis de sistemas eléctricos de potencia.

El PSAT es un grupo de herramientas asociados a Matlab como el Octave de GNU/Linux para el análisis y control de los sistemas eléctricos de Potencia. El PSAT incluye el flujo potencia o de carga, el flujo de potencia continua, el flujo de potencia óptima, análisis de estabilidad y el análisis en dominio de tiempo. Todos los funcionamientos pueden evaluarse por medio de un usuario gráfico (GUI) y una biblioteca Simulink, lo que facilita al usuario la herramienta profesional para el diseño de la red. En la figura 26 se muestra la interfaz de inicio del PSAT.

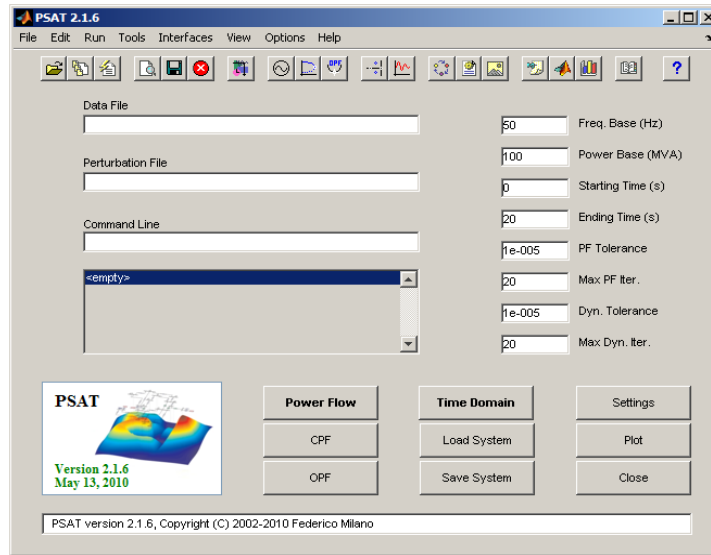


Figura 26- Interfaz de inicio 2 del PSAT

El centro de PSAT es la rutina del flujo de cargas, aunque también se le presta especial atención a la inicialización de las variables de estado. Una vez que el flujo de cargas es solucionado, el análisis estático y/o dinámico adicional puede ser llevado a cabo. Para realización de estos análisis, PSAT soporta variados modelos de componentes estáticos y dinámicos como son: las barras, las líneas de transmisión, los transformadores, los nodos de tensión controlada (nodos PV), los nodos de balance (*slack buses*), los nodos de cargas (PQ), los transformadores regulables, las turbinas eólicas, entre otros, modelos a los cuales se tiene acceso a través de las bibliotecas que presenta el mismo, y son mostradas en la figura 27 [21].

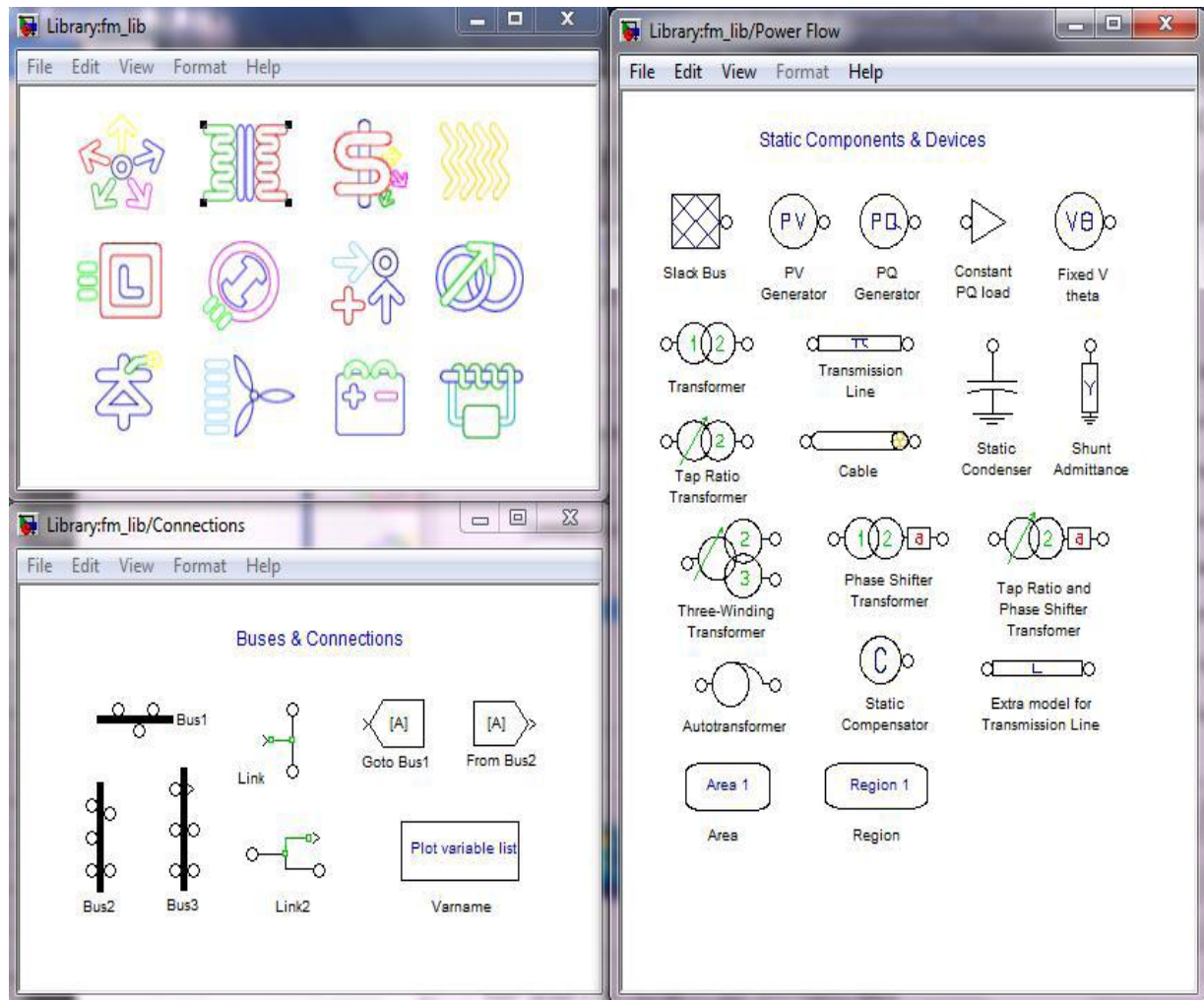


Figura 27- Bibliotecas utilizadas para la realización del esquema [1].

Los elementos utilizados para el diseño de la red convencional y con el sistema fotovoltaico conectado son:

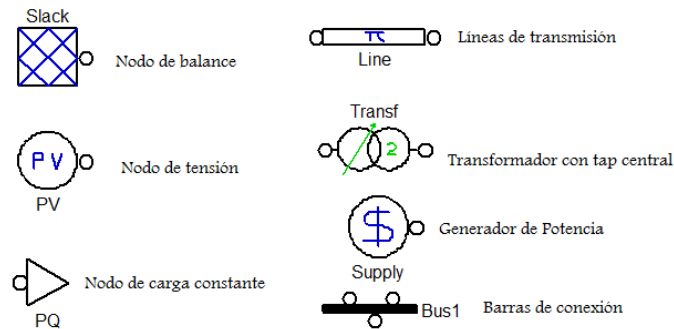


Figura 28- Elementos de diseño

Con la utilización de estos modelos se construyen la red convencional, o sea, el circuito de 33kV 3550 donde se encuentra ubicado el CIPEL, como se muestra en la figura 29, utilizado para efectuar los análisis de flujo de carga para evaluar la influencia que podría tener la inserción del SFV propuesto.

La tabla 12 muestra los datos de las cargas que se encuentran ubicados dentro del circuito.

Tabla 12- Datos de las potencias de las cargas del circuito 3550

Nodos	P	Qmax	Qmin	Pmaxpu	Qmaxpu	Smaxpu	Pminpu	Qminpu	Sminpu
SB Boyeros	10,50	5,30	4,60	0,4200	0,2120	0,4705	0,4200	0,1840	0,4585
Rio Verde	0,82	0,41	0,36	0,0328	0,0164	0,0367	0,0328	0,0144	0,0358
Fontanar	1,22	0,62	0,54	0,0488	0,0248	0,0547	0,0488	0,0216	0,0534
Abel Sta. Maria	1,28	0,64	0,56	0,0512	0,0256	0,0572	0,0512	0,0224	0,0559
Tasa de Vento	0,26	0,13	0,11	0,0104	0,0052	0,0116	0,0104	0,0044	0,0113
Cosculluela	0,64	0,32	0,28	0,0256	0,0128	0,0286	0,0256	0,0112	0,0279
Muebles Cocina	0,32	0,16	0,14	0,0128	0,0064	0,0143	0,0128	0,0056	0,0140
Fca. de Tubos	0,89	0,45	0,39	0,0356	0,0180	0,0399	0,0356	0,0156	0,0389
Hangares	0,64	0,32	0,28	0,0256	0,0128	0,0286	0,0256	0,0112	0,0279
Fca. de Pienso	0,26	0,13	0,11	0,0104	0,0052	0,0116	0,0104	0,0044	0,0113
Cipel I	0,82	0,41	0,36	0,0328	0,0164	0,0367	0,0328	0,0144	0,0358
Cipel Distribución.	0,64	0,32	0,28	0,0256	0,0128	0,0286	0,0256	0,0112	0,0279
CITI Cujae	0,64	0,32	0,28	0,0256	0,0128	0,0286	0,0256	0,0112	0,0279
Fca. de DVD y CD	0,38	0,19	0,17	0,0152	0,0076	0,0170	0,0152	0,0068	0,0167
Terminal Aerpto.III	1,71	0,86	0,75	0,0684	0,0344	0,0766	0,0684	0,0300	0,0747
Carga Hyundai	0,0500	0,0200	0,0190	0,0020	0,0008	0,0022	0,0020	0,0008	0,0021
Hotelito	0,1200	0,0300	0,0100	0,0048	0,0012	0,0049	0,0048	0,0004	0,0048

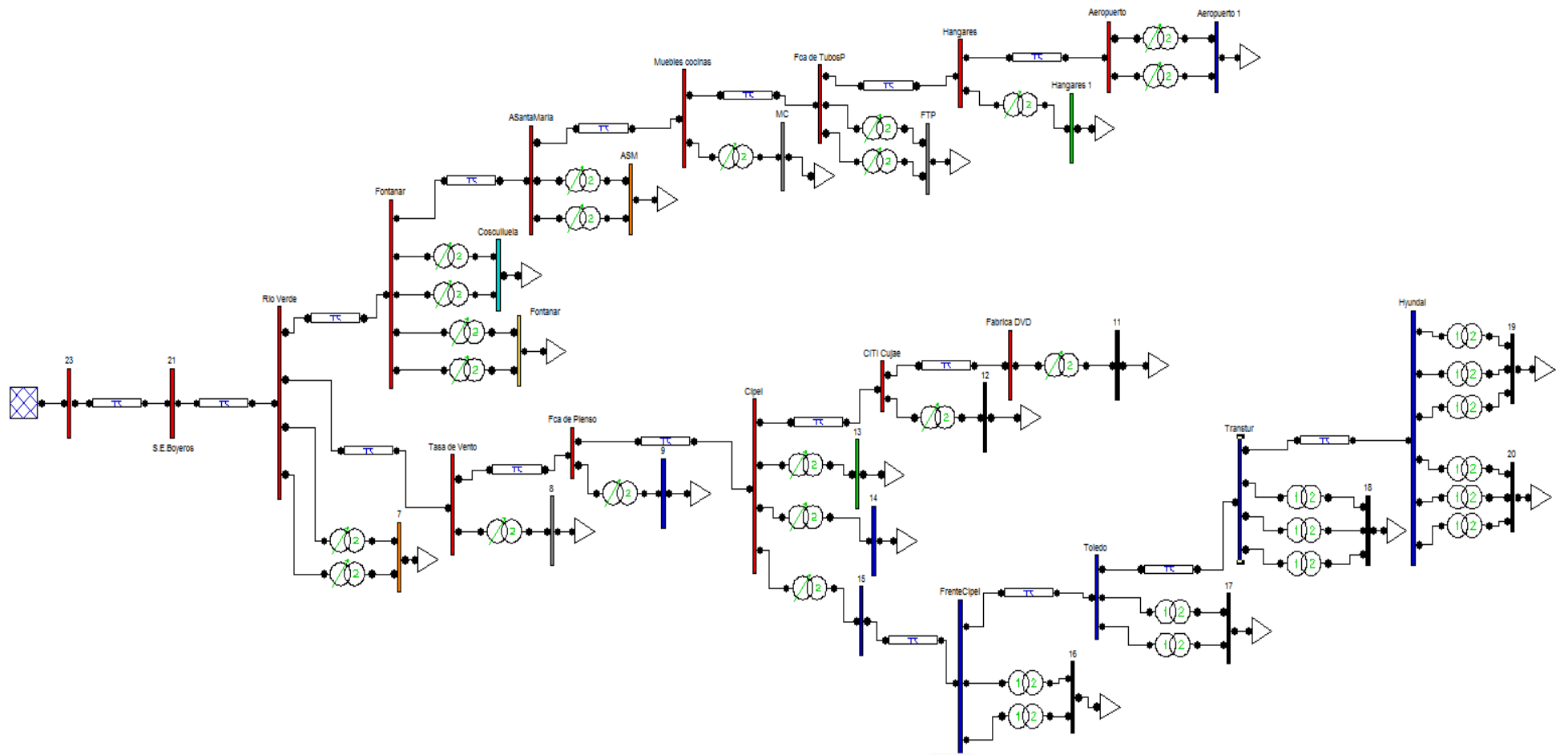


Figura 29- Circuito3550 simulado en el PSAT.

Tabla 13- Datos de los elementos generales

Elementos de diseño	Total
Barra	38
Línea	17
Transformador	34
Generador	1
Carga	19

En la tabla 13 se muestran los datos generales del monolineal después el montado.

Con los datos mostrados, se realiza la corrida del primer flujo de carga para ver cómo se comporta la red antes de instalar el SFV. El objetivo de este flujo esta dado en conocerlas condiciones actuales en las que se encuentra el circuito en cuestión en cuanto a la generación, la carga y las pérdidas en potencia activa y reactiva.

En la tabla 14 se puede apreciar los resultados obtenidos en valores absolutos:

Tabla 14- Flujo de carga sin el SFV conectado.

Generación		Carga		Pérdidas	
P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
11,2793	6,1603	10,7583	5,3886	0,52095	0,77177

El reporte describe además los límites de violaciones en las tensiones; las potencias reactivas, activas y aparentes, así como las de las corrientes de la red, donde se puede apreciar que todas las variables estuvieron dentro de los parámetros establecidos, por lo que el flujo muestra la correcta convergencia en figura 30, permitiendo continuar con los análisis del circuito. Uno de estos análisis está dirigido a valorar las líneas de mayores transferencias de potencia.

En la tabla 15 se presentan las líneas de mayor transferencia, que corresponden a aquellas que se encuentran a la salida de la subestación de Boyeros.

Tabla 15- Líneas de mayores transferencias del circuito 3550

Línea	P	Q	Pérdidas (P)	Pérdidas (Q)
Río Verde	0,108	0,056	0,00007	0,00017
Boyeros 21	0,112	0,061	0,0042	0,005
Fontanar	0,067	0,035	0,0002	0,0006

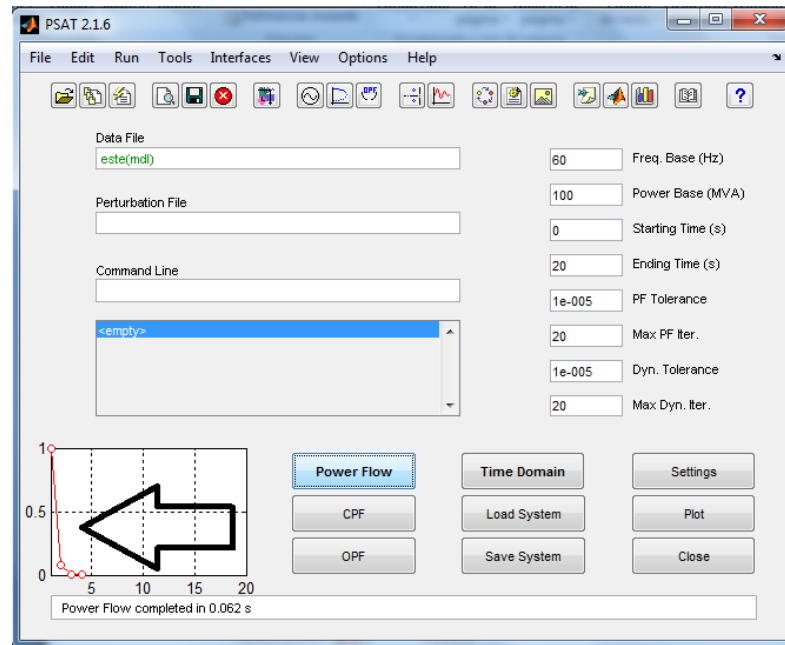


Figura 30- Convergencia del primer flujo de carga

Una vez que se tiene el flujo de carga con el SFV desconectado, se hace necesario analizar el comportamiento cuando se conecta el mismo y su influencia sobre la red, especialmente en el punto de conexión, así como realizar el análisis para el resto del circuito con estas nuevas condiciones.

Con este objetivo se realizan una serie de cambios dentro del circuito, según se muestra en la figura 29 como son:

1. Se agrega un nodo de tensión controlada (PV) para lograr obtener la potencia reactiva a generar por el SFV que pretende instalar.
2. Se añade un generador para flujos de carga el cual se encarga de entregar la potencia activa del SFV.

Para completar la simulación se necesita colocar la potencia activa y reactiva en los dispositivos descritos anteriormente. En este caso se alimentará al CIPEL con un arreglo fotovoltaico que cubrirá 100 % de la carga y el incremento previsto del 35 % de la misma, o sea con los 250 kWp, logrando un cubrimiento efectivo en la demanda. Esta potencia está asociada con el factor de potencia (fp) que pueden entregar los inversores. En la actualidad el fp a la salida del inversor puede variar entre 0,95 y 0,98.

A continuación se calculan los valores necesarios para los elementos de la simulación.

Si se asume un fp igual a 0,96 entonces:

$$fp=0,96= \cos \varphi$$

$$P= 250000$$

$$\varphi=\cos^{-1}(fp)= 16,26^\circ$$

$$Q= P*\tan (\varphi)= 72916,67 \text{ var. Si se trabaja por unidad donde la potencia base es}$$

$P_{base}=100000000 \text{ VA}$, la potencia activa y reactiva serán:

$$P_{pu}=0,00250$$

$$Q_{pu}=0,00073$$

Una vez calculados los parámetros de entrada se efectúa el segundo flujo colocando el SFV como un generador de potencia y un nodo de tensión como complementario, como se muestra en la figura 31:

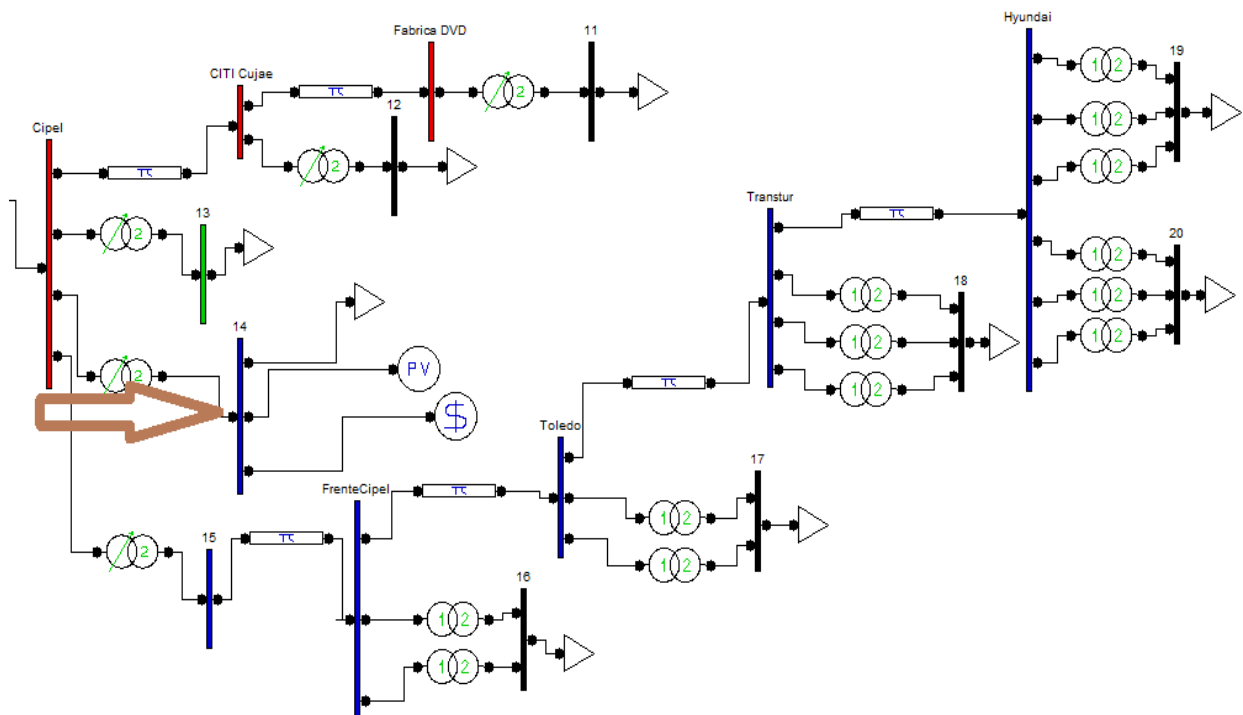


Figura 31- Circuito con el SFV conectado al nodo de CIPEL

Después de finalizada esta simulación, se analizan los límites de potencias, de corrientes y de tensiones, donde todos se mantuvieron dentro de los valores establecidos garantizando la rápida convergencia de la red como se observa en la figura 32.

Tabla 16- Flujo de carga con el SFV conectado

Generación		Carga		Pérdidas	
P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
11.2558	6.1236	10.7583	5.3886	0.4975	0.73498

Los resultados del flujo de carga con el SFV conectado se muestran en la tabla 16. Como se puede apreciar con la nueva inclusión de otro generador en el circuito, suponiendo un aumento de la generación total, lo que sucede es lo contrario y además es perfectamente lógico, pues se disminuyen tanto la transferencia de potencia por las líneas como las pérdidas de potencia activa y reactiva. En la tabla 17 se aprecia el efecto antes mencionado sobre las líneas de mayores transferencias.

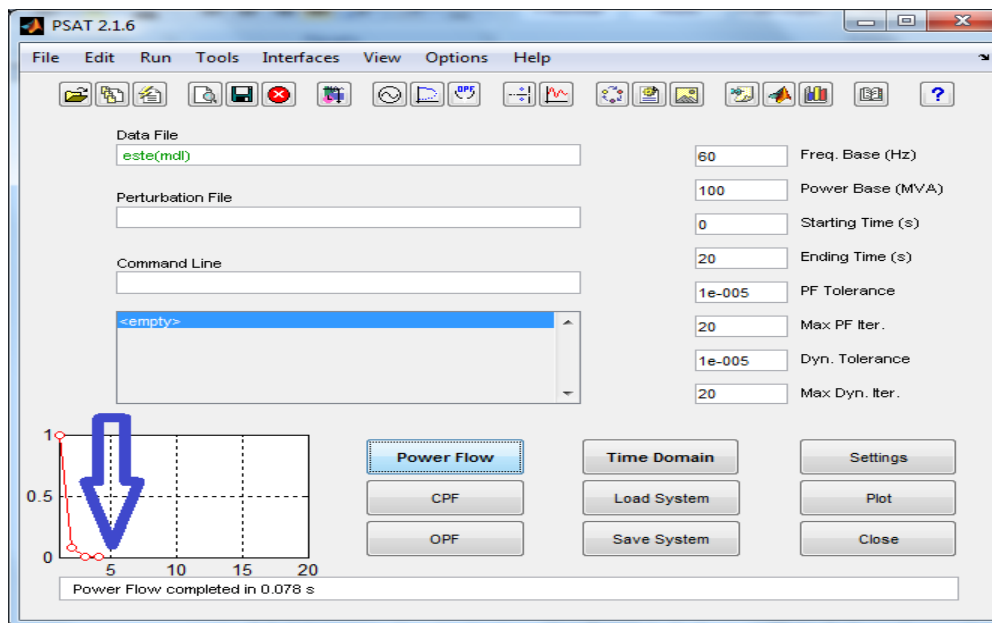


Figura 32- Convergencia del segundo flujo de cargas con SFV.

Tabla 17- Líneas de mayores transferencias con SFV conectado

Línea	P	Q	Pérdidas (P)	Pérdidas (Q)
Río verde	0,105	0,055	0,00007	0,00017
Boyeros21	0,110	0,060	0,0040	0,0040
Fontanar	0,067	0,035	0,0002	0,0006

En el reporte general se observa que las pérdidas en potencias activas y reactivas en las líneas de mayores transferencias, disminuyen en el rango de un 2 % a un 3 % y cerca de donde se ubica el SFV la disminución está en el intervalo de un 3 % a un 4 %.

El análisis de las pérdidas se encuentra dentro de los elementos importantes analizados durante la realización de los flujos de carga. Las pérdidas totales de potencia según los resultados obtenidos se analizan con el SFV conectado y sin el SFV conectado a la red eléctrica. La tabla 18 muestra las diferencias tanto por unidad como en porcentajes, sobre las pérdidas en las dos variables antes mencionada.

Tabla 18- Diferencias en potencias de las pérdidas totales

Pérdidas Totales		Diferencia	
P sin SFV(pu)	P con SFV(pu)	Pérdidas (pu)	ΔP %
0,52095	0,4975	0,02345	4,5
Q sin SFV(pu)	Q con SFV(pu)	Perdidas (pu)	ΔQ %
0,7717	0,73498	0,03672	4,76

Como se puede apreciar, las pérdidas de potencia activa se reducen en un 4,5 % y la de potencia reactiva en un 4,76 %. En el orden de las tensiones también se realiza el análisis correspondiente, pudiendo observarse en la figura 33 que las tensiones aumentaron al instalar el sistema fotovoltaico, lo que resulta obvio porque al instalar un nuevo generador en un circuito radial, la transferencia por las líneas disminuye, así como las caídas de tensión también. Además se puede apreciar que el SFV dará un aporte considerable en el nodo conexión, donde presenta el mayor aumento de tensión indicada por la flecha y su valor ha sido 0,41 %. El menor aumento se presentó en el nodo de Boyeros con un valor 0,11 %.

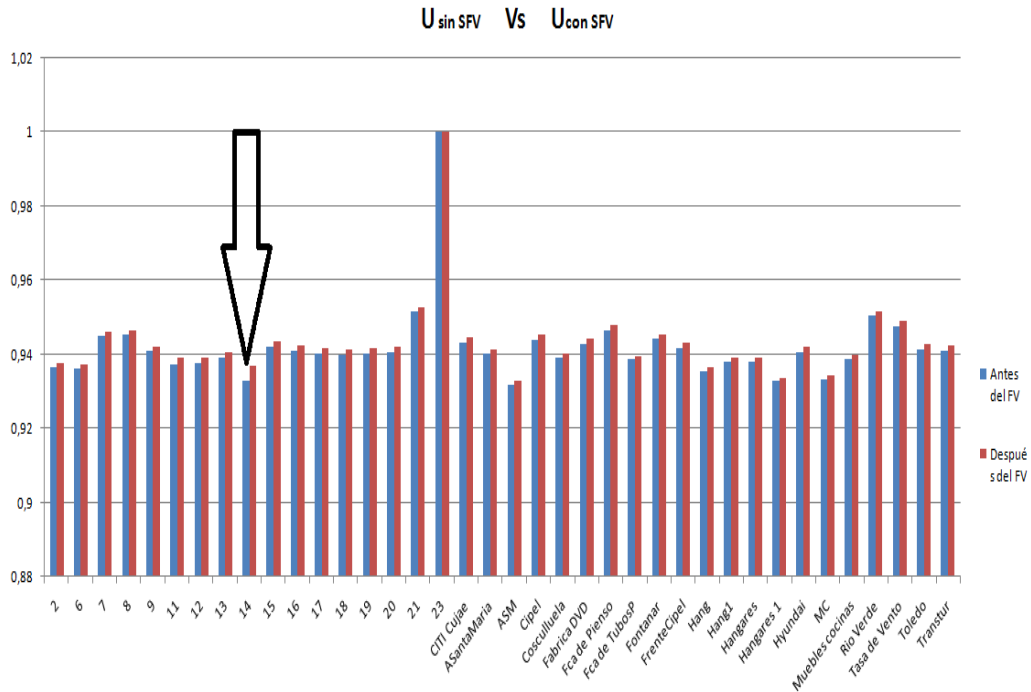


Figura 33- Las tensiones en las barras antes y después de conectar el SFV

Capítulo III. Diseño de la propuesta del SFVCR para el CIPEL.

3.1 Introducción

Este capítulo tiene como objetivo dar respuesta al problema planteado en esta investigación, donde se propone el diseño del SFVCR para alimentar la carga del CIPEL, para lo que se ha utilizado el software profesional PVSYST, teniendo en cuenta lo siguiente:

1. Dimensionado del sistema (total de kWp requeridos para dar respuesta al problema planteado).
2. Definición del esquema del arreglo fotovoltaico y de conversión-control para la entrega de la energía a la red eléctrica.
3. Simulación del diseño seleccionado con el paquete de programas PVSyst.
4. Análisis de los resultados obtenidos (incluye un análisis de beneficios económicos-ambientales) [1].

3.2. Dimensionado del sistema

Con el dimensionado del SFVCR se pretende calcular la potencia necesaria para cubrir el 100% de la carga de CIPEL, así como analizar las previsiones de incremento de la demanda del centro y en que porcentaje, definiendo de esta manera la potencia que debe instalarse para suplir la demanda correctamente. Otra de las tareas vinculadas con el dimensionado del sistema está relacionada con su ubicación, en lo que se han tenido en cuenta las experiencias que en este sentido existen en los planos internacional y nacionalmente. En este sentido se ha considerado incluir en el análisis la integración de los elementos constructivos y los requerimientos de la arquitectura bioclimática que pueden ser especificados, el peso de los paneles y las disposiciones de soporte.

Con la facilidad de los datos ofrecidos por el centro de mantenimiento, se definió que el CIPEL consume actualmente un promedio de 232220 kWh al año, según constan en los recibos del consumo de electricidad mensuales expedidos por la Empresa eléctrica.

A partir de este dato y el estudio de diversas variables se determinó la capacidad en kWp que debe instalarse y donde fueron analizados además los datos meteorológicos.

En el capítulo anterior se abordaron diferentes criterios para la selección o cálculo de la capacidad a instalar, pudiendo definir que se corresponde con 250 kWp para cubrir el 100 % de la carga y un incremento previsto del 35% en los próximos 25 años.

Se constató además a partir de resultados de estudios realizados en Cuba, que para la instalación de 1 kWp se requiere ocupar un área aproximada 11 m², siendo necesario para la instalación del sistema propuesto un espacio 2750 m², lo que es posible lograr con las áreas **1, 2 y 3** de borde rojo, presentadas en la figura 22.

La instalación del SFVCR en la superficie techada del CIPEL, implica agregar a la estructura del edificio un peso total aproximado de 29883,32 kg repartido entre los módulos FV, estructuras de montaje, inversores, cables y otros componentes, que distribuidos en el área escogida para la instalación, es equivalente a 10,86 kg*m². En consulta realizada con especialistas del área de mantenimiento se pudo definir, que este impacto no resulta una limitante para la instalación de la tecnología, dada las características constructivas y el estado estructural del edificio y por el contrario contribuye al balance de la temperatura en los locales que se encuentran en la parte de debajo de la instalación, al mitigar el impacto de los rayos solares sobre la superficie techada, al tiempo que se logra optimizar la utilización del espacio.

3.3 Definición del esquema de arreglo fotovoltaico para la entrega de la energía a la red eléctrica.

La propuesta de módulos fotovoltaicos a utilizar en el proyecto es de la SERIE DSM-185(23)-C, producidos por la Empresa de Componentes Electrónicos Ernesto Che Guevara ubicada en la carretera al Aeropuerto Álvaro Barba Km 2 ½, Pinar del Río, Cuba, que tiene dos módulos de potencia diferentes.

Estos están compuestos por 48 celdas solares de formato 156 mm x 156 mm conectadas en serie-paralelo. El arreglo de celdas solares se encuentra encapsulado en el interior de dos láminas de EVA (Etilen Vinil Acetato), insertado a la vez entre un vidrio templado con un espesor de 3,2 mm por la parte frontal y por el dorso una lámina multicapas con excelentes propiedades eléctricas, químicas y mecánicas, la cual garantiza la protección del módulo y una adherencia perfecta con el EVA [1].

Los fabricantes aseguran que la potencia de salida de los módulos fotovoltaicos se mantendrá en:

- a. 90 % en los próximos 10 años
- b. 80 % en 20 años.

Además esta tecnología cumple con las normas internacionales de IEC 61215–Edición 2 y Clase de Protección II según su fabricante [18]. Esto significa que todos los materiales utilizados en la instalación poseen doble aislamiento. Las características técnicas de estos módulos se pueden observar en los anexos.

La selección de esta tecnología se fundamenta en la idea de utilizar en lo más posible, la producción nacional para la introducción del aprovechamiento de esta fuente renovable en la matriz energética nacional, así como potenciar la experiencia obtenida por esta institución en la penetración del mercado Caribeño y Latino Americano.

Las potencias nominales de dichos módulos son respectivamente de 180 Wp y 185 Wp con tolerancia de ± 5 %. En el proyecto se propone utilizar el de 185 Wp ± 5 %, lo que significa que se requieren un total de 1351 módulos para poder cubrir la generación de 250 kWp. Los mismos serán dispuestos formando 45 cadenas de 30 módulos en serie cada una, teniendo en cuenta además una separación entre estos de 0,2 m y dejando un pasillo entre arreglos de paneles de un metro, que se corresponde con las practicas realizadas para estos sistemas [8].

Se ha planificado utilizar 15 inversores de Sunny Tripower 15000 TL de 15 kW aprovechando 2 o 3 de sus 5 entradas, dada la experiencia nacional adquirida en el uso de esta tecnología.

3.4 Simulación del sistema FV diseñado con el software PVSYST.

PVsyst es una herramienta diseñada para el desarrollo de simulaciones acerca de instalaciones fotovoltaicas, ya sean aisladas, conectadas a red, así como algunas aplicaciones específicas como son el bombeo de agua entre otras. Esta herramienta fue desarrollada en su primera versión por la Universidad de Ginebra en el año 1994 [22], con una facilidad de explotación en varios idiomas.

En la figura 34 se puede apreciar la pantalla de inicio, en la cual se puede apreciar con claridad sus potencialidades.

Este software dispone de varias bases de datos como son: la de los componentes que agrupan los módulos; inversores; generadores; acumuladores; entre otros, así como la colección de datos meteorológicos de gran parte del mundo y por el último la de los datos medidos, según se puede apreciar en la figura 35.

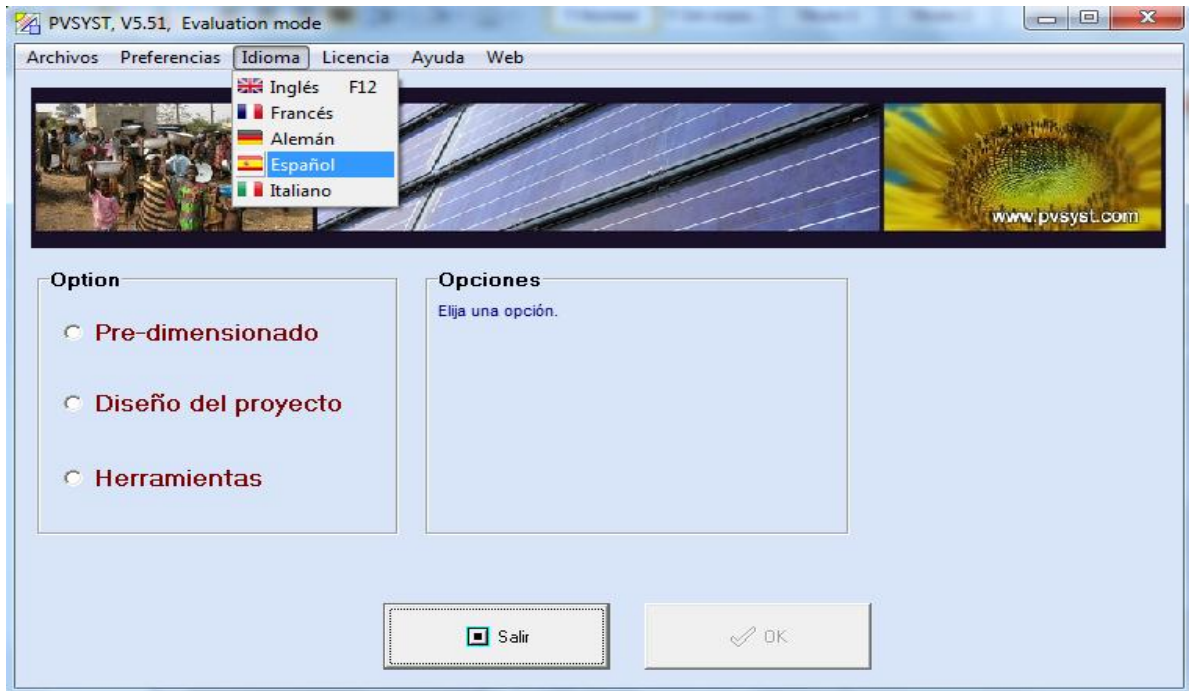


Figura 34- Interfaz de inicio del PVSyst

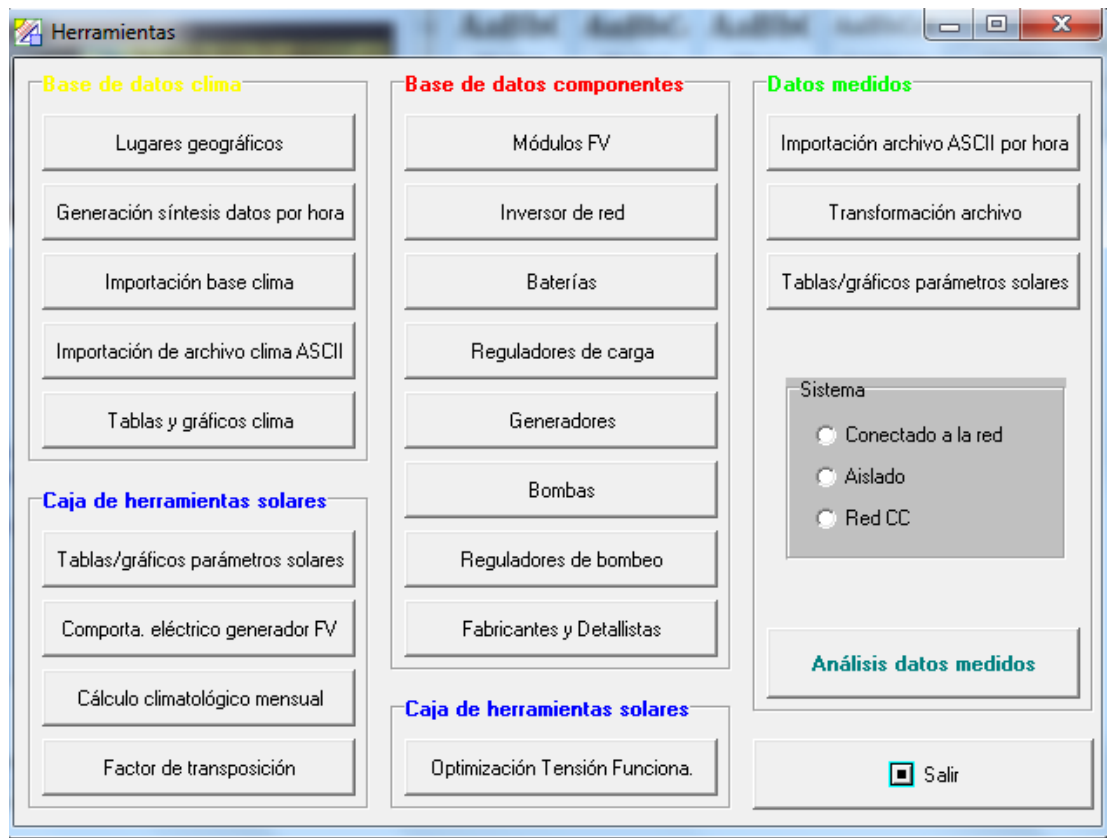


Figura 35- Paleta de herramientas disponibles

En este interfaz de inicio se pueden seleccionar las tres opciones que aparecen, las que serán descritas a continuación:

1. Pre-dimensionado: permite realizar un análisis sencillo sin componentes reales para evaluar las dimensiones que podrá tener el sistema, evaluaciones rápidas de la producción del sistema calculadas utilizando valores mensuales.
2. Diseño del Proyecto: Permite realizar un estudio y un análisis completo del proyecto en cuestión, con cálculos precisos de la generación del sistema utilizando simulaciones detalladas por horas, meses, años además de poder estudiar diferentes variantes de sistemas y comparar entre cada una de ellas, también efectúa estudios de pérdidas totales del sistema, así como perfiles de sombreado en 3D y evalúa económicamente el sistema con valores reales de sus componentes y con sus precios.
3. Herramientas: Contiene una caja de herramientas que cuenta con datos de clima, base de datos de componentes (módulos FV, inversores, baterías, bombas, entre otros), útiles didácticos (geometría solar, optimización de la orientación, comportamiento eléctrico de campos FV con sombreado o *mismatch*) y análisis de datos reales medidos [1].

Las herramientas son muy abiertas para su utilización, permitiendo incluir dentro de ellas algunas que no se encuentren en su base de datos. Para este proyecto se le anexaron a esta base de datos, los parámetros técnicos de los módulos de producción nacional para los SFVCR, así como los datos meteorológicos de Mariana obtenidos en el proyecto: Planificación energética territorial con fuentes renovables de energía utilizando los Sistemas de Información Geográfica, las Técnicas de la Informática y las Comunicaciones en la ordenación territorial, estudios de sus impactos ambientales, de desastres naturales, económicos y sociales y la introducción del marco regulatorio de normas jurídicas y técnicas. Código PR-0287.

En este trabajo se seleccionó la opción número 2 (Diseño del proyecto), por todas las prestaciones que esta ofrece, además de ser mucho más confiable que el pre-dimensionado. Cuando se selecciona el diseño del sistema aparecen otras opciones como se muestra en la figura 36.



Figura 36- Interfaz con la opción 2 para el Proyecto CIPEL.

Para realizar la simulación del SFVCR a instalar en el CIPEL, se debe partir de las condiciones concretas de la instalación y la producción eléctrica que se puede esperar del SFV entre otros muchos parámetros de interés.

En la simulación de la instalación el programa permite determinar todo tipo de características y parámetros de la instalación, como son los módulos, su disposición, las posibles sombras que puedan obstaculizar la radiación solar, entre otros [23]. Para llegar al momento de la simulación, se debe presentar un proyecto y ejecutar un grupo de pasos como se observa en la figura 37:

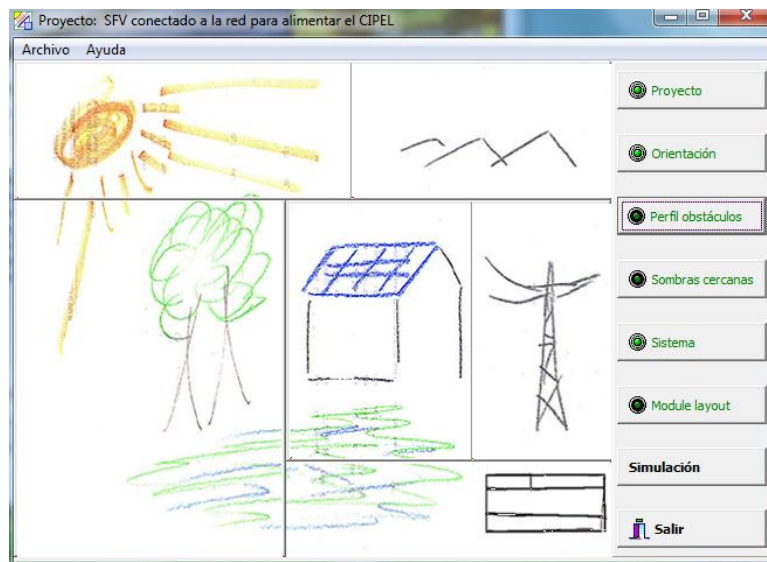


Figura 37- Presentación para ejecutar la simulación completa

Los pasos a seguir para llegar hasta la simulación son los siguientes [1]:

1. Rellenar un formulario y escoger los datos meteorológicos a utilizar
2. Colocar la orientación que deben tener los paneles fotovoltaicos así como la estructura de soporte de los mismos.
3. Especificar el perfil de obstáculos.
4. Definir las sombras más cercanas.
5. Diseño del sistema en su conjunto, o sea, seleccionar los módulos, los inversores y el tipo de conexión de los mismos.
6. Modelo o dibujo de la conexión de los módulos.
7. Simulación del sistema que acaba de diseñarse.

3.4.1 Simulación del diseño realizado y análisis de los resultados.

A continuación se muestra una breve descripción de los parámetros de entrada para la simulación del SFVCR propuesto para el CIPEL siguiendo cada uno de los pasos mostrados anteriormente:

1. Se elaboró el formulario del proyecto y los datos meteorológicos a utilizar son los insertados previamente.
2. Para la orientación de los paneles se ha considerado la bibliografía consultada sobre el tema, donde se señala que Cuba está ubicada geográficamente en el hemisferio norte, es recomendable usar la orientación sur, el azimut 0° y un ángulo de inclinación igual a la latitud del lugar. El CIPEL está ubicado en la latitud $23,02^{\circ}$, por lo que la inclinación de los módulos debe ser 23° en función de alcanzar el mayor aprovechamiento de la energía emitida por el sol [7]. La estructura de soporte se escoge del tipo plano inclinado fijo, ya que no tiene sentido en este trabajo analizar de otro tipo, porque el CIPEL presenta una orientación norte-sur casi perfecta para este tipo de instalación.
3. En este paso no se tuvo en cuenta la incidencia de sombra por parte de algunos obstáculos, ya que durante la evaluación del plano superior del centro, la superficie de los materiales (los tanques de agua en las áreas 5 y 7 mostradas en el capítulo anterior) no constituyen causales de efectos en este sentido.
4. Como se propone utilizar las áreas 1, 2 y 3 no es importante dedicar atención particular a este punto, ya que el centro no tiene ningún edificio cerca y los árboles que están allí no provocan sombra por su disposición.

5. Los módulos seleccionados para la realización de la simulación son los ya mencionados DSM-185(23)-C de producción nacional. El inversor escogido para la instalación es el Sunny Tripower 15000LT, de fabricación alemana de 15 kW de potencia nominal como se explica anteriormente. Se utilizará la configuración tipo cadena (“string”), trabajando 15 inversores conectados a las 45 cadenas de 30 módulos en serie cada una, como se muestra en la figura 38:

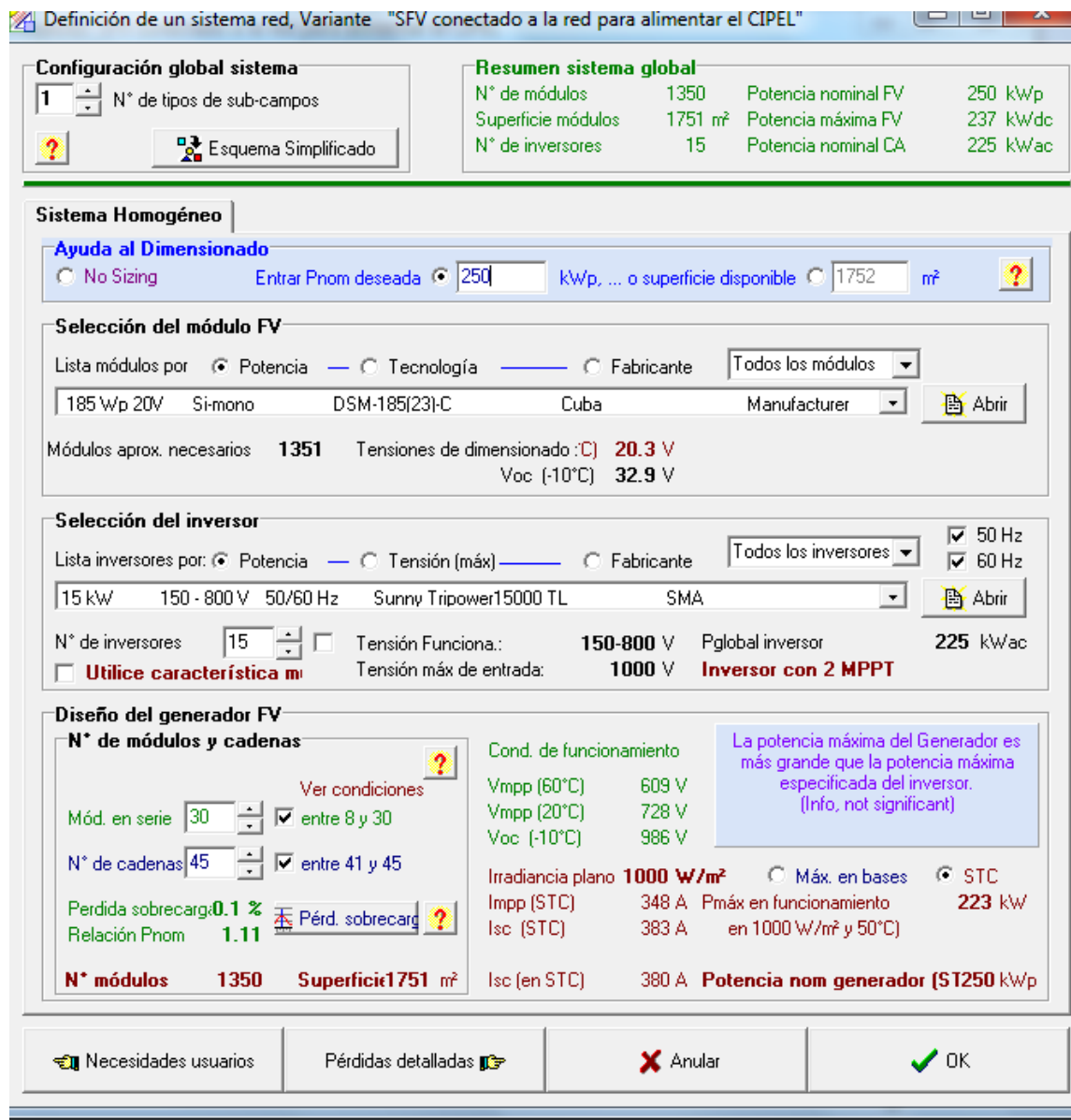


Figura 38- Definición del sistema a utilizar en el PVSYS

6. Esta opción permite colocar los arreglos en el área que ocuparan en el local, edificio o área en cuestión, así como permite realizar las conexiones serie-paralelo que tomarán los módulos en el diseño eléctrico simplificado. También se puede diseñar el edificio en 3D y colocar los módulos en el tejado, corriendo una pequeña simulación de la trayectoria del sol. Este punto no es utilizado en el presente trabajo porque se necesita de un gran conocimiento del programa para elaborar los dibujos o modelos, dado por una consideración de los autores de que solo deben utilizar este punto en los diseños los usuarios avanzados [22].

Después de analizar y corregir el diseño en cada uno de estos pasos, se realiza la simulación. A continuación se muestra la pantalla para la simulación en la figura 39:

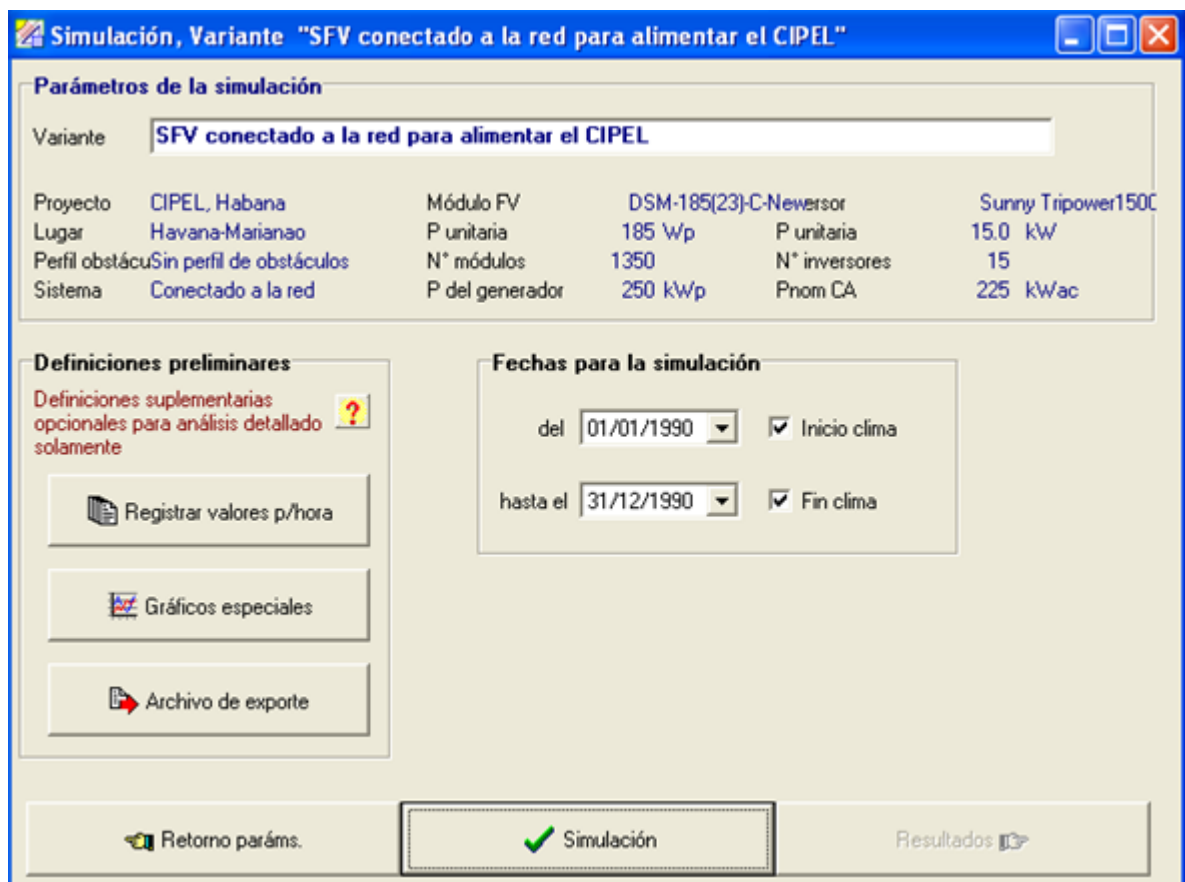


Figura 39- Interfaz de inicio de la Simulación

En la figura 40 se expone los principales resultados de la simulación como son:

1. Producción del sistema en MWh al año
2. La productividad específica del sistema
3. El factor de rendimiento

Así como los principales datos del sistema diseñado, las pérdidas tanto del generador como del sistema.

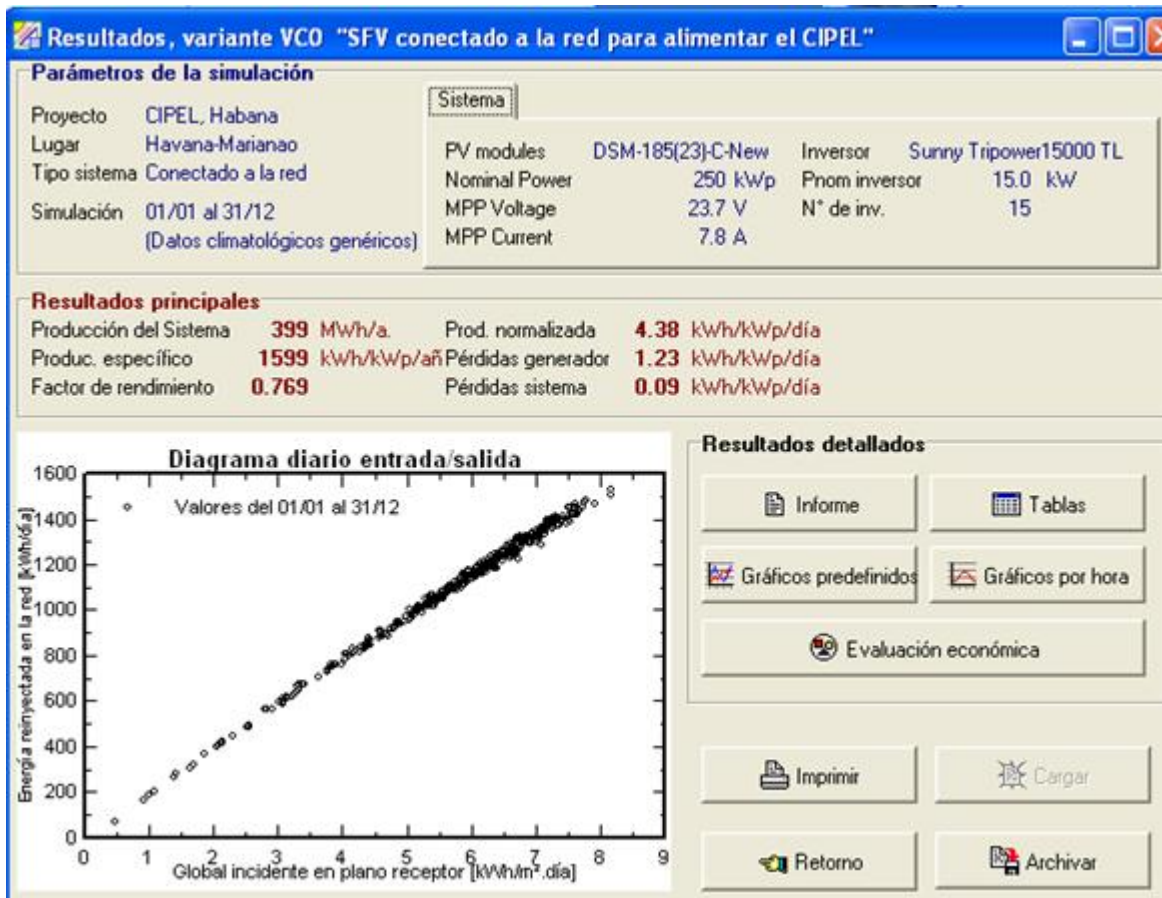


Figura 40- Principales resultados de la simulación

También en la figura 40 se puede apreciar que dentro de las potencialidades del software, en el acápite de los resultados detallados se puede obtener un informe completo de la simulación, así como tablas y gráficos e incluso introduciendo los valores en costo se puede obtener una evaluación económica del diseño. Esta característica no se utilizó en el diseño del programa, por requerir de otro tipo de estudio donde se necesita mayor integralidad y extensión de datos.

En la figura 41 se muestra la primera página del informe, que se genera a partir de los resultados de la simulación.

PVSYST V5.53		08/06/12	Página 1/3
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto :	CIPEL, Habana		
Lugar geográfico	Havana-Marianao	País	Cuba
Ubicación	Latitud 23.0°N	Longitud	82.1°W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT-6	Altitud	5 m
	Albedo 0.20		
Datos climatológicos : Havana-Marianao, Síntesis datos por hora			
Variante de simulación :SFV conectado a la red para alimentar el CIPEL			
	Fecha de simulación	08/06/12 14h18	
Parámetros de la simulación			
Orientación Plano Receptor	Inclinación 23°	Acimut	0°
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos		
Sombras cercanas	Sin sombreado		
Características generador FV			
Módulo FV	Si-mono	Modelo	DSM-185(23)-C-New
		Fabricante	Cuba
Número de módulos FV	En serie	30 módulos	En paralelo 45 cadenas
N° total de módulos FV	N° módulos	1350	Pnom unitaria 185 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	250 kWp	En cond. funciona. 225 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	646 V	I mpp 348 A
Superficie total	Superficie módulos	1751 m²	
Inversor			
		Modelo	Sunny Tripower15000 TL
		Fabricante	SMA
Características	Tensión Funciona.	150-800 V	Pnom unitaria 15.0 kW AC
Banco de inversores	N° de inversores	15 unidades	Potencia total 225.0 kW AC
Factores de pérdida Generador FV			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
=> Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20° C, Viento=1m/s)			TONC 56 °C
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	30 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas 2.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 2.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		Parámetro bo 0.05

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

Figura 41- Primera página del Informe

En esta primera página del informe se aprecia toda la información del proyecto con sus componentes generales y sus datos más importantes. Además se describe el proyecto desde el punto de vista técnico-informativo.

A su vez este informe brinda información en la segunda página, mostrando lo referente a los valores meteorológicos según la base de datos que se utilice para el diseño como está expuesto en las primeras cuatro columnas de la tabla 19, en la siguiente columna se presenta la energía efectiva a la salida del generador fotovoltaico, mientras que la otra columna ofrece una información relacionada con la energía producida por el arreglo FV que llegaría al Sistema o red eléctrica en cuestión, si no hubiera consumo que es una de las opciones que pertenece a " las Necesidades de los usuarios". En la segunda página además se presenta la producción del sistema que es un total de 399,3 MWh/año con una producción específica de 1552 kWh/kWp/año con un factor de rendimiento (PR) de 74,7 % como se observa en la figura 42

Tabla 19- Datos principales de la segunda página del informe.

SFV conectado a la red para alimentar el CIPEL
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	146.6	22.40	193.9	188.7	38.33	37.57	11.29	11.07
Febrero	146.2	22.40	174.8	170.2	34.34	33.66	11.22	11.00
Marzo	176.4	23.50	191.0	186.0	37.54	36.78	11.23	11.00
Abril	186.6	24.70	184.1	178.7	36.09	35.33	11.20	10.96
Mayo	176.4	26.30	163.5	158.2	32.10	31.43	11.21	10.98
Junio	160.5	27.50	146.7	141.6	28.77	28.16	11.20	10.96
Julio	168.3	28.10	153.9	148.7	29.96	29.32	11.12	10.88
Agosto	175.2	28.10	167.7	162.3	32.72	32.03	11.15	10.91
Septiembre	165.0	28.00	170.9	165.9	33.13	32.44	11.07	10.84
Octubre	159.6	26.30	182.4	177.5	35.59	34.87	11.14	10.92
Noviembre	133.5	25.20	167.6	163.2	32.79	32.12	11.17	10.95
Diciembre	135.8	23.50	183.5	178.3	36.28	35.56	11.29	11.07
Año	1930.1	25.52	2080.0	2019.3	407.65	399.27	11.19	10.96

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
GlobInc Global incidente en plano receptor EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

PVSYST V5.53		08/06/12	Página 2/3
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales			
Proyecto : CIPEL, Habana			
Variante de simulación :SFV conectado a la red para alimentar el CIPEL			
Parámetros principales del sistema			
Orientación Campos FV	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Módulos FV	inclinación	23°	acimut 0°
Generador FV	Modelo	DSM-185(23)-C-New	Pnom 185 Wp
Inversor	N° de módulos	1350	Pnom total 250 kWp
Banco de inversores	Modelo	Sunny Tripower15000 TL	Pnom 15.00 kW ac
Necesidades de los usuarios	N° de unidades	15.0	Pnom total 225 kW ac
	Carga ilimitada (red)		
Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía producida	399.3 MWh/año	Produc. específico 1599 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	76.9 %	

Figura 42- Datos de inicio de la segunda página del informe

Dado los perfiles de carga con los cuales se realizó el trabajo están por meses del año, el procedimiento en el software para manipular las curvas de carga es imposible de usar por lo que se plantea en la tabla 20, cómo funcionaría el sistema si se le añade el perfil de carga de la instalación.

Tabla 20- Aporte del SFV diseñado a la red eléctrica.

	Eout.Inv(MWh)	E. Load(MWh)	E.User(MWh)	E.Grid(MWh)
Enero	37,57	17,61	17,61	19.96
Febrero	33,66	20,69	20,69	12.97
Marzo	36,78	22,98	22,98	13.8
Abril	35,33	15,53	15,53	19.8
Mayo	31,43	23,38	23,38	8.05
Junio	28,16	22,50	22,50	5.66
Julio	29,32	18,88	18,88	10.44
Agosto	32,03	12,84	12,84	19.19
septiembre	32,44	20,25	20,25	12.19
Octubre	34,87	20,86	20,86	14.01
Noviembre	32,12	20,67	20,67	11.45
Diciembre	35,56	16,03	16,03	19.53
Total Anual	399,27	232,22	232,22	167,05

Como se muestra en la tabla el sistema puede correctamente cubrir el 100 % de la carga durante todos los meses del año, así como entregar un excedente a la red que asciende a 167,05 MWh en el primer año. A partir de disímiles definiciones acerca de la reducción de gases de efecto invernadero, se decidió tomar una de las más adecuadas en cuanto al tema tratado en el presente trabajo, y se refiere a que Cuba según fuentes de la Organización Latino Americana de Energía (OLADE) en el año 2003 [24], tiene el índice más alto de producción de CO₂ de la región (0,75 t/kWh generado) ya que alrededor del 90 % de la generación en el país es a partir de la quema de combustibles fósiles. Si multiplicamos este índice por la cantidad de energía generada solo por concepto de entrega a la red eléctrica se dejarían de emitir a la atmosfera 125 288 t de CO₂ al año.

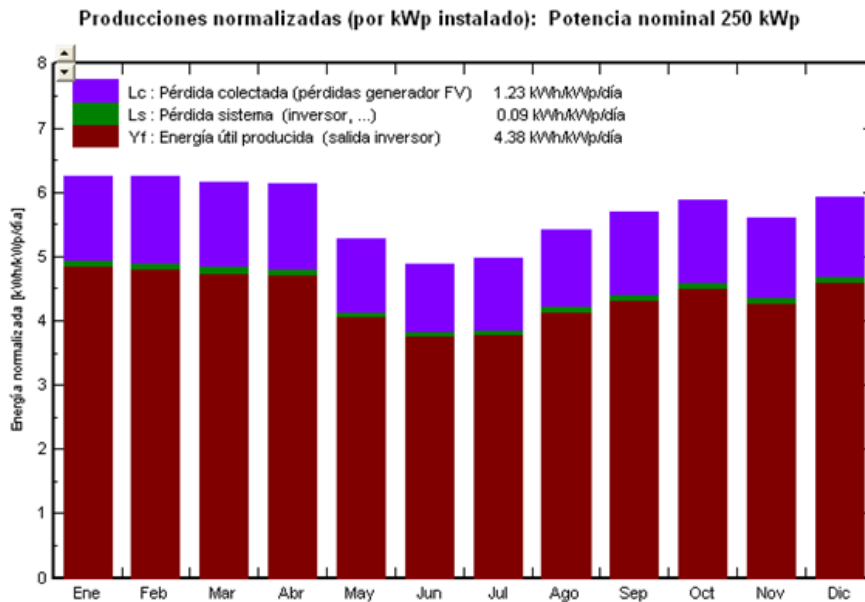


Figura 43- Diagrama de la producción normalizado por meses

Como se puede observar en figura 43, se especifica el diagrama de producción normalizada por meses, donde se aprecia que los meses de menor producción son mayo, junio y julio. Por lo que se puede preguntar, ¿Por qué son estos los meses de menor producción si en realidad es donde más temperatura y sensación térmica existe en el año, ya que son los llamados meses de verano? Pues tiene mucho sentido de la realidad, Cuba es un país tropical y a partir del mes de mayo comienza el período lluvioso, por lo que la mayoría de las veces, los días son nublados además de que a partir de las 10:00am comienza una rápida condensación de las aguas por lo que se forman grandes nubes que hacen que la radiación a pesar de ser alta, contenga gran contenido difuso.

Al principio de junio comienza la temporada ciclónica en el país, por lo que el centro meteorológico define la alerta de ciclones, tormentas tropicales, entre otros fenómenos meteorológicos. Además el mes de julio es un mes muy caluroso donde la temperatura de los componentes fotovoltaicos, especialmente de los módulos aumenta. Todos estos efectos o parámetros lo que provocan son debilidades al SFV lo que implican una atenuación a la eficiencia del mismo.

En la figura 44 se aprecia de una forma mucho más detallada el desglose de las pérdidas existentes en el arreglo FV, quedando de un valor inicial de energía de 504,7 MWh a tan sólo unos 399,3 MWh aproximadamente, desaprovechando en este transcurso de transformación de la energía, alrededor de unos 105,4 MWh que representa 21 % por año.

Diagrama de pérdida durante todo el año

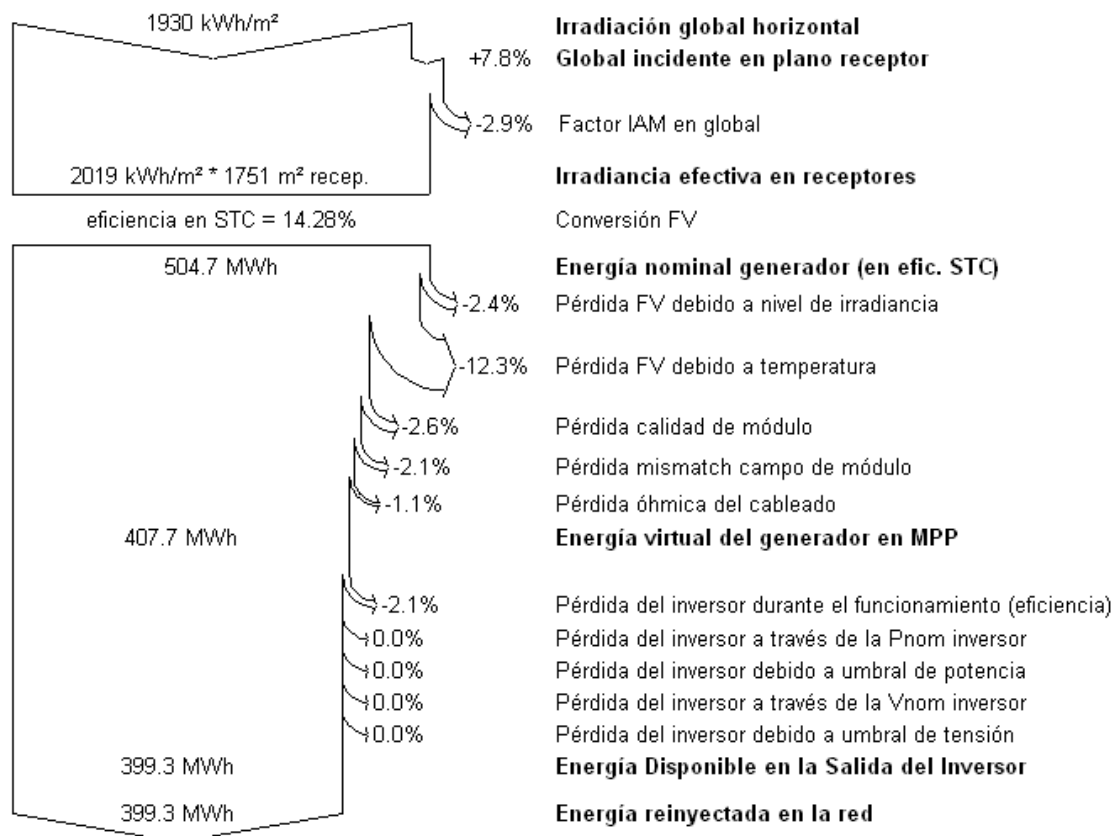


Figura 44- Pérdidas del sistema diseñado.

Por lo explicado anteriormente y con los resultados obtenidos, se pueden presentar en detalles los componentes más específicos del SFV en cuestión.

3.5 Componentes del SFVCR diseñado

1. Generador Fotovoltaico:

Está compuesto por 1350 módulos de la SERIE DSM-185(23)-C, de producción nacional los cuales se encuentran dispuestos en 45 cadenas de 30 módulos en serie cada una. Los mismos tienen una inclinación de 23° y un azimut de 0°.

2. Inversor:

Se conforma por 15 inversores Sunny Tripower 15000TL de 15 kW de potencia nominal, con configuración tipo *Multi-string*. Los inversores traen incorporados el sistema de protección capaz de conectarse y desconectarse de la red ante cualquier anomalía. Además para ello dispone de 2 seguidores del punto de máxima potencia (MPP), a los que se pueden conectar distintos módulos fotovoltaicos entre otras ventajas.

3. **SEPDEA** así como las protecciones contra corriente descrita en el capítulo II.

4. **Accesorios:** Son los materiales de apoyo al montaje o a la instalación del SFV, no se pueden negarlos porque ellos hacen parte del núcleo del Sistema FV como los *Sensores (Sunny SensorBox)*, *Equipos de comunicación (Datalogger, Sunny WebBox)*, *Equipo de visualización (Sunny Matriz, Pc)*, *las pizarra de DC y AC (BOX de DC y de AC)*, *maniobra civil*, entre otros. También se debe tener en cuenta los cables de conexión así como los soportes de los módulos.

3.6 Análisis beneficio-costo

3.6.1. Análisis y Aporte medioambiental

Después de diseñar y simular el SFVCR resulta conveniente analizar y apreciar los beneficios económicos y medioambientales que aporta esta instalación, ya que en la actualidad se hablan de muchos problemas, tanto por el aprovechamiento de las nuevas tecnologías, como por la degradación del medio ambiental que la humanidad está enfrentando, es por ello que resulta de gran interés este análisis.

Considerando los esfuerzos que actualmente se dedican a nivel internacional y nacional, para atenuar el uso de los combustibles fósiles y mitigar de esta manera los efectos de la contaminación ambiental, resulta de interés valorar la importancia de la penetración de esta tecnología en la matriz energética nacional, dada la reducción de CO₂ que la misma representa en la gestión energética.

Si se retoma lo expresado por la OLADE, el SFVCR diseñado es capaz de generar 399,3 MWh al año, que representa una reducción de emisiones a la atmósfera de aproximadamente 300 mil t/año de CO₂ en el mismo plazo, lo que ya se definió como uno de los grandes beneficios de este sistema. Si se analiza el problema desde otro punto de vista energético (eléctrico), como por ejemplo, la cantidad de combustible dejado de quemar para producir la misma cantidad de energía se tiene la siguiente expresión [25]:

$$\text{Combustible ahorrado} = \frac{E \cdot g}{1000}$$

6

Donde:

E → es la energía generada en kWh por año.

g → es el consumo específico de combustible de los grupos electrógenos; se escoge la peor condición, o sea aquel que ahorrará menos y es igual a 236 g/kWh.

Al utilizar esta expresión se define que el ahorro de combustible que propicia la inserción del SFVCR es de 95 t/año. Otra manera de calcular la cantidad de CO₂ dejado de emitir a la atmósfera, es a partir del combustible ahorrado.

Esto se obtiene trabajando con la expresión 7:

$$CO_2 \text{ no emitido} = \frac{\text{combustible ahorrado} \cdot k}{\rho}$$

7

Donde:

k → coeficiente que permite relacionar el combustible no quemado con las toneladas de CO₂ no vertidas a la atmósfera y que es igual a 3,119 kg/l.

ρ → densidad del combustible y es igual a 0,9781 kg/l.

Utilizando la expresión se determina que la cantidad de CO₂ dejada de emitir a la atmósfera es de 300 mil t/año, que es similar al aplicar los datos de la OLADE.

3.6.2. Análisis Económico

En todo el proyecto el análisis económico resulta ser de interés por un futuro de realización de este mismo ya que este análisis consiste en aclarar el desafío que pueden existir entre las posibilidades y las oportunidades. De hecho se propone de concebir la ficha del proyecto de forma similar y con misma la tendencia de la Empresa del país especialmente EcoSol donde uno de sus objetivos es la reducción del costo en la importación de los módulos fotovoltaicos. Si se analiza los costos de compra de los módulos fotovoltaicos importados, por ser este el componente más importante en los SFV y no solo por su importancia técnica, al ser el generador fotovoltaico, sino también por su peso económico al poder llegar a representar hasta el 48% del costo total de un SFVCR [26].

Los registros en los costos de importación de módulos solares de EcoSol Energía desde el año 2008 hasta el primer semestre del 2011, la tendencia en la reducción de los costos de compra y la coincidencia con la tendencia mundial se muestran en la figura 45:

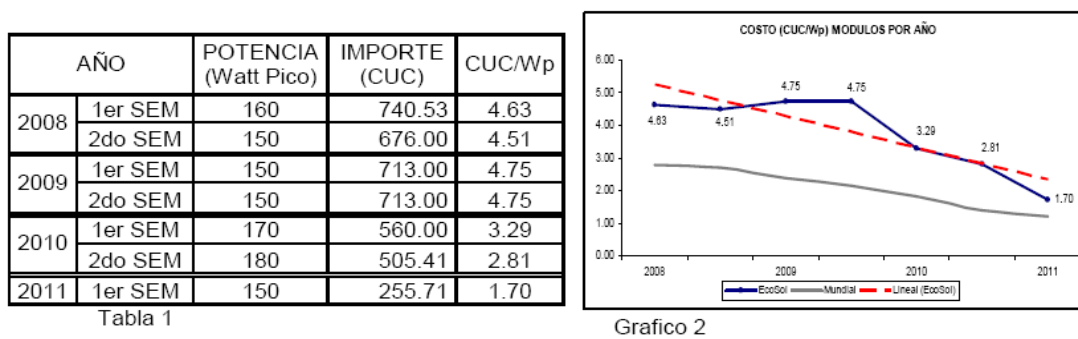


Figura 45- Presentación de los costos de los módulos

Uno de los aspectos en el análisis económico en el campo de la Ingeniería es el precio del kWh generado por el sistema analizado, en este caso es el SFVCR. Con los últimos datos disponibles de EcoSol del 1^{er} semestre del 2011 se dará resultado al siguiente objetivo. Pero la ficha de proyecto que se confeccionará, será una ficha abierta, es decir, que se puede cambiar al tener los datos más actuales del país y de las empresas autorizadas. Ahora es necesario presentar esta ficha que se basará en los componentes del SFVCR de forma detallada según EcoSol como se muestra en la figura 46:



Figura 46- Componente de un SFVR según EcoSol

Los módulos fotovoltaicos conectados eléctricamente hasta obtener la potencia deseada, constituye el generador fotovoltaico y la energía eléctrica que puede entregar dependerá no solo de él, sino también de la calidad e intensidad de la radiación solar, de las horas de sol y de la eficiencia del sistema (inversor, pérdida de conductores, entre otros). Para el cálculo de la obtención de energía eléctrica durante el período de vida útil de un sistema fotovoltaico (25 años), los elementos que influyen son:

1. Cantidad de Módulos fotovoltaicos.
2. Potencia de los módulos fotovoltaicos (PWp).
3. Tiempo característico esperado en Cuba (kWh/año/kWp) que se expone detalladamente en el capítulo II e incluye las pérdidas del sistema.
4. Decrecimiento de la potencia del módulo fotovoltaico durante el período de vida útil (Dp%).
5. Período de año de vida útil del sistema (Taño).

Por lo tanto la generación eléctrica del sistema fotovoltaico GE(kWh), durante su vida útil será:

$$GE(kWh) = (\#M \cdot PWp \cdot TkWh/año/kWp \cdot Dp\% \cdot Taño) / 1000 \quad 8$$

Donde:

GE→ Generación eléctrica del SFVCR durante su ciclo de vida útil (kWh).

#M→ Cantidad de módulos.

PWp→ Potencia en Watt pico.

TkWh/año/kWp→ Tiempo característico esperado en Cuba.

Dp%→ Decrecimiento de la potencia del módulo fotovoltaico durante el período de vida útil.

Taño→ Tiempo de vida útil.

Para los sistemas fotovoltaicos los costos en que se incurre para generar energía eléctrica se pueden clasificar en costos iniciales o de capital y otros costos de funcionamiento que se presentan posteriormente en el tiempo. Al primer grupo pertenecen todos los costos en equipos e instalaciones, todas las inversiones que hay que hacer para tener un sistema con capacidad de suministrar energía. Pero para obtener energía durante el tiempo de vida útil es necesario el mantenimiento del sistema de generación (limpieza de módulos fotovoltaicos, materiales de instalación, entre otros) y disponer de fondo para hacer reemplazos de partes que se deterioran debido al vencimiento del período de su vida útil. De acuerdo con lo anterior, los costos se pueden clasificar en:

1. Costo de capital o inversiones iniciales.
2. Costo de operación y mantenimiento, incluyendo reparaciones menores.
3. Costo de reemplazo, reparaciones mayores y gastos financieros.

Por lo tanto el costo total del sistema $CT(cuc)$ será:

$$CT(cuc) = C_{inv} + C_{mtto} + C_{remp}$$

9

Donde:

CT → Costo total del sistema.

C_{inv} → Costo de capital o inversiones iniciales.

C_{mtto} → Costo de operación y mantenimiento, incluyendo reparaciones menores.

C_{remp} → Costo de reemplazo, reparaciones mayores y gastos financieros.

Dependiendo de la ubicación, las características y capacidad del sistema, la estructura de estos costos varían, pero lo innegable es que en todos los sistemas fotovoltaicos los costos iniciales son altos pero los bajos costos de operación y reemplazo son significativos a la hora de la realización de un análisis integral [26].

Partiendo de lo anteriormente descrito, se analizará el costo del kWh generado durante el período de vida útil (CV_{kW}) en los sistemas fotovoltaicos importados a partir de la siguiente expresión.

$$CV_{kW} = \frac{CT(cuc)}{GE(kWh)}$$

10

Donde:

CV → Período de vida útil.

CT → Costo total.

GE → Generación eléctrica del sistema fotovoltaico.

Análisis del costo del kWh generado en CIPEL:

Con los resultados obtenidos para diseñar el SFVCR para alimentar el CIPEL, los parámetros que han sido utilizados en el análisis del kWh generado son los siguientes:

- Vida útil de los módulos fotovoltaicos de 25 años. Incluye el decrecimiento de la potencia durante el período de vida útil (87%).
- Vida útil del inversor de 25 años. No obstante se incluye un reemplazo de 3 unidades, a partir del año 15 del período de vida útil del sistema.
- Vida útil de accesorios eléctricos (breaker, supresores pico, entre otros) de 10 años. Reemplazo escalonado en cuatro ocasiones durante el período de vida útil del sistema.
- Tiempo característico en Cuba 1512 kWh/año/kWp.
- Instalación ubicada en provincia Habana. En zona urbana (Marianao).

Partiendo del uso de las expresiones explicadas con anterioridad, se construye la ficha económica que se muestra a continuación dividida en tres partes:

1. Costo de capital o inversión inicial

Tabla 21- Ficha para el cálculo de la inversión inicial.

Ficha de Costo del SFVCR para alimentar el CIPEL			
SUMINISTRO	Cantidad	Precio (cuc)	Importe
Modulo fotovoltaico 185Wp	1350	314.5	424575
Inversor de inyección a red Sunny Tripower 15000 TL	15	4940	74100
Equipos de comunicación (Datalogger, Sunny WebBox)	1	1837.56	1837.56
Sensores (Sunny SensorBox)	1	522.26	522.26
Equipo de visualización (Sunny Matriz, Pc)	1	3720.69	3720.69
Pizarra general de Distribución	1	2500	2500
Pizarra de DC (Box de DC)	20	1200	24000
Pizarra de AC (Box de AC)	6	1000	6000
Sistema de aterramiento	1	12500	12500
Subtotal1		59%	549755.51
Kit de Instalacion			
Kit de accesorios de montaje	1	75000	75000
Estructura para 30 módulos de 185 Wp	45	1000	45000
subtotal 2		10%	120000
INSTALACION			
Instalación (proyecto, obra civil, etc)	1	110000	110000
subtotal2		8%	110000
TOTAL COSTO INICIAL		77%	779755.51

2. Costo de operación y mantenimiento

Tabla 22- Ficha para el cálculo de la operación y el mantenimiento

COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	Cantidad	Precio (cuc)	Importe
Gastos de operación	20	2829.32	56586.4
Hasta año 5	4	2121.6	8486.4
Hasta año 10	4	2475.6	9902.4
Hasta año 15	4	2829.2	11316.8
Hasta año 20	4	3182.9	12731.6
Hasta año 25	4	3536.5	14146
Gastos de mantenimiento	20	6931.24	138624.8
Hasta año 5	4	3536.54	14146.16
Hasta año 10	4	4951.15	19804.6
Hasta año 15	4	7073.08	28292.32
Hasta año 20	4	8487.7	33950.8
Hasta año 25	4	10612.02	42448.08
TOTAL GASTO DE MANTENIMIENTO Y OPERACION		20%	195211.2

3. Costo de reemplazo

Tabla 23- Ficha para el cálculo del reemplazo

COSTO DE REEMPLAZO		Cantidad	Precio (cuc)	Importe
Partes y accesorios eléctricos		20	910.65	18213
A partir del año 5		4	601.21	2404.84
A partir del año 10		4	848.76	3395.04
A partir del año 15		4	990.23	3960.92
A partir del año 20		4	1202.4	4809.6
Inversores		1	15000	15000
A partir del año 15		3	5000	15000
Gastos Financiero		1	2100	2100
TOTAL COSTO DE REEMPLAZO			3%	35313

Una vez calculado todos los costos implicados se puede obtener el costo total de la inversión en el período de vida útil y a partir de la generación en este mismo período se obtiene el costo del kWh generado con el SFVCR.

Tabla 24- Ficha de generación en el período de vida útil

FICHA DE GENERACION FV para alimentar el CIPEL				
VIDA UTIL DEL PROYECTO			25	AÑOS
DATOS DE GENERADOR		FOTOVOLTAICO		
Cantidad de módulo fotovoltaico		1350		unidades
Potencia del modulo fotovoltaico		185		Watt-pico
Tiempo característico en Cuba-Marianao		1512		kWh/año/kWp
Descrecimiento potencia del generador fotovoltaico		Valores		%
Hasta el año 5		237262.5		95%
Hasta el año 12		224775		90%
Hasta el año 18		212287.5		85%
Hasta el año 25		199800		80%
POTENCIA PROMEDIO GENERADOR FOTOVOLTAICO		217282.5		87%
GENERACION DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DURANTE EL PERIODO DE VIDA UTIL (kWh)				8213278.5

Por tanto el costo del kWh generado del sistema de inyección a red durante el período de vida útil es de:

$$CV_{kW}=0,123 \text{ cuc/kWh}$$

Se puede apreciar durante este análisis que los SFVCR radican en la protección al medio ambiente, por lo tanto, en las condiciones actuales es recomendable y factible técnicamente y económicamente el uso de esta tecnología en el país.

Relación del empleo de la energía solar fotovoltaica (ESFV) para la Defensa Nacional

Primeramente se detallan los aspectos fundamentales que encierra el término Defensa Nacional, el cual se define como la acción coordinada de todas las fuerzas y recursos de la Sociedad y el Estado, realizada bajo la dirección del Partido Comunista de Cuba, para enfrentar la agresión militar externa y conjurar, en el marco de la misma, la subversión interna, con el objetivo de preservar la soberanía e independencia nacional, la integridad territorial del país; el carácter socialista y el sistema político, económico y social establecido en la Constitución de la República, así como proteger la población y la economía nacional, y mantener la vida de la nación.

La ESFV es aplicable, gracias a las condiciones climatológicas de Cuba, en cualquier zona de nuestra geografía, pero fundamentalmente en las zonas rurales y montañosas, donde es difícil el acceso de las redes de transmisión del Sistema Electroenergético Nacional (SEN).

No solo los paneles fotovoltaicos beneficiarían a instalaciones militares como tal, en tiempo de guerra, asegurando la energía; sino que además este concepto es aplicable a la defensa civil, un caso que lo demuestra es:

En Santiago de Cuba, a 16 años de instalado el primer sistema fotovoltaico en el país, el aprovechamiento de la energía solar continúa siendo una de las principales estrategias para beneficio de la población, el medio ambiente y el ahorro económico. El Centro de Investigaciones de Energía Solar (CIES) ubicado en esta provincia, es la institución rectora en el estudio de la radiación solar y a la vez encargada de coordinar la difusión de las tecnologías para su aprovechamiento en toda la geografía nacional.

Esta institución llevó a cabo la ejecución de decenas de instalaciones, y como resultado los sistemas fotovoltaicos se convirtieron en la opción más importante para la electrificación de los objetivos económicos y sociales aislados.

Antes del triunfo de la Revolución, el esquema energético nacional era el típico de un país capitalista subdesarrollado, donde la electricidad llegaba apenas al 56 por ciento de la población y era desconocida en la gran mayoría de los campos de Cuba. En el alegato de defensa de Fidel Castro en 1953, conocido como La Historia me Absolverá, el Comandante en Jefe reconoce la situación cubana cuando señala que dos millones 800 mil personas de la población rural y suburbana carecían de luz eléctrica.

Actualmente, todas las escuelas rurales del país cuentan con este servicio, con su consecuente impacto social, al posibilitar a toda la nación los nuevos programas educativos basados en la utilización de medios audiovisuales e informáticos.

Un servicio eléctrico de alta calidad, ininterrumpido y estable, es uno de los grandes impactos logrados en el nivel de vida de los ciudadanos y en la economía nacional, reflejado en un ahorro superior a las 262 toneladas de petróleo y otros lubricantes y en la garantía de la iluminación pública y doméstica.

Todo ello ha permitido ganar en experiencia y crear una infraestructura técnica para avanzar en el campo de las investigaciones y aplicaciones, en apoyo al llamado de Cuba a utilizar las fuentes renovables de energía como garantía de independencia y sostenibilidad.

Además, por otro lado, ante cualquier catástrofe climatológica donde se vieran afectados los servicios eléctricos por un largo período de tiempo, los centros que cuenten con este tipo de implementación de arreglos FV se verán favorecidos debido a su independencia eléctrica del resto del SEN.

Conclusiones

La investigación desarrollada durante el trabajo de diploma demuestra que desde el punto de vista energético, económico y medioambiental, es factible la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red en el CIPEL, lográndose elaborar una propuesta de diseño para la instalación del sistema, conectando en paralelo a la red eléctrica, que puede ser capaz de cubrir el 100 % de la carga del centro y cuando no se consume totalmente su capacidad de generación, inyectar el exceso de energía producida a la red.

Se pudo verificar la importancia de considerar la calidad de la radiación solar y la influencia que esta puede ejercer en el aprovechamiento energético del sistema, propiciando un aporte mayor de la cantidad de energía entregada al sistema eléctrico.

Puede afirmarse que la metodología propuesta puede resultar de interés, no sólo en las etapas de diseño del SFVCR para alimentar el Centro, sino también en las de alcance y evaluación de esta aplicación en otros centros y territorios.

Recomendaciones

1. Hacer un estudio del CIPEL con un **analizador de redes** para tener una medición más exacta y conocer el consumo real del Centro, con el objetivo de mejorar la caracterización de la carga del mismo.
2. Explorar las potencialidades y/o beneficios que ofrece el paquete de programas PVsyst así como aplicar el mismo como software básico para la toma de decisiones en futuros diseños de este tipo.

Referencias Bibliográficas

- [1] Eduardo Delgado Rodríguez, «“Sistema fotovoltaico conectado a la red para servicio eléctrico del Centro de Entrenamiento y Servicios de la Unión Eléctrica.”», Tesis para optar por el título de Ingeniero Electricista, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (Cujae), La Habana, 2011.
- [2] D. M. Alonso, *Gestión de las energías renovables: Perspectivas para el futuro*, 4o ed. 2006.
- [3] I. J. A. D. A. RAMOS, «Propuesta de una estrategia para el desarrollo de la electrificación rural en el estado de Veracruz», Tesis Doctoral, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (Cujae), 2004.
- [4] Colectivo de Autores, «Instalación de un sistema fotovoltaico conectado a red», Universidad Politécnica de Manresa, Cataluña, España, 2006.
- [5] Colectivo de Autores, «GRID CONNECT PV SYSTEMS guidelines», pág. 43, 2007.
- [6] Colectivo de Autores, *Herramienta virtual de energía solar fotovoltaica*, vol. 1. Universidad de Oriente, 2003.
- [7] I. C. A. D. M. Pelier, «Análisis de la orientación de los paneles fotovoltaicos en Ciudad de la Habana teniendo en cuenta la simetría de la radiación solar», Tesis de Maestría, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (Cujae), Cuba, 2006.
- [8] B. H. Acosta, T. L. Portuondo, A. J. F. Lavastida, M. L. V. García, y J. R. C. de la Cruz, «Parque Solar Fotovoltaico de 1 MWp. Análisis técnico-económico.» 2010.
- [9] N. L. Días y J. M. R. Pérez., «Sistema De Inyección a Red en Bartolomé Masó experiencias en el uso de la inyección a red en Cuba», presented at the XV Convención de Ingeniería y Arquitectura, Palacios de las Convenciones, La Habana, Cuba, 2010, pág. 4.
- [10] «Technology on HaitiLibre.com, Telecommunications, internet, alternative energies: solar, wind, electricity, water, news..., Haiti News, The haitian people's voice» [Online]. Available: <http://www.haitilibre.com/en/cat-10-technology-1.html>. [Accessed: 18-Jun-2012].
- [11] D. M. Castro, «Ideas básicas para una guía de proyecto para un SFVDCR». .
- [12] Colectivo de Autores, «Guía Solar. ¿Cómo disponer de la energía solar fotovoltaica?» Greenpeace, 2003.
- [13] Dr.C Miguel Castro Fernández, «Información para Cubaenergía». 2011.
- [14] D. R. Cabezas, «Estudio del sistema eléctrico del Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL).», Tesis para optar por el título de Ingeniero Electricista, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (Cujae), La Habana, 2009.
- [15] Carlos Rafael Bermúdez, «Índice de eficiencia energética». 2012.

- [16] E. C. Martín, «Edificios Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica: Caracterización y Análisis», Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, España, 1998.
- [17] «PVWATTS: AC Energy and Cost Savings». [Online]. Available: http://rredc.nrel.gov/solar/calculators/PVWATTS/version1/International/pvwattsv1_intl.cgi. [Accessed: 13-Jun-2011].
- [18] Empresa de Componentes Electrónicos, «Datos técnicos de los módulos fotovoltaicos para la conexión a la red SERIE DSM-185(23)-C». 2010.
- [19] Jesus Alvarez Smith, «CC_A-1538(Hynday) Dr.Miguel Castro», técnico.
- [20] Schneider-electric, *Catálogo de Protecciones Merlin Gerin*. 2006.
- [21] Federico Milano, *PSAT*. 2003.
- [22] Colectivo de Autores, «Ayuda del propio Programa PVSYST». .
- [23] «PVSYST, Parainfo». 2004.
- [24] «Calcular la energía». [Online]. Available: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia33/HTML/articulo07.htm>. [Accessed: 13-Jun-2011].
- [25] Ariel Santos Fuentefría, «Estudio preliminar del sistema híbrido (SH) diesel – eólico de la Isla de la Juventud.», Trabajo de Diploma, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (Cujae), CIPEL, CUJAE, 2007.
- [26] Andrés Iván Galbizu Lugones. y Román Valdés Valdés., «Costos actuales de los módulos y sistemas fotovoltaicos importados.» Ecosol Energía, Sep-2011.

Bibliografía Consultada

- [1] Carlos Dan, «¿Cómo funcionan las celdas fotovoltaicas? - Ojo Científico». [Online]. Available: <http://www.ojocientifico.com>. [Accessed: 07-Abr-2011].
- [2] D. I. O. Clavijo, «Análisis de factibilidad de generación de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos para zonas rurales», Trabajo de Diploma, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, (Cujae) y Universidad Técnica De Cotopaxi, Ecuador, Cuba, 2010.
- [3] J. C. Yáñez y J. I. E. M. López, «Estudio para la electrificación con energías alternativas, utilizando celdas fotovoltaicas para electrificar el poblado de cañada colorada, municipio de Apaxco, estado de México», Trabajo de Diploma, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica Unidad Profesional «Adolfo López Mateos», México DF., México, 2009.
- [4] C. P. G. Soria, «Evaluación de alternativas de generación de electricidad desde el punto de vista de su impacto ambiental, para sectores no conectados a redes eléctricas», Trabajo de Diploma, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (CUJAE) y Universidad Técnica de Cotopaxi, Ecuador, Cuba, 2010.
- [5] Eduardo Delgado Rodríguez, «Sistema fotovoltaico conectado a la red para servicio eléctrico del Centro de Entrenamiento y Servicios de la Unión Eléctrica.», Tesis para optar por el título de Ingeniero Electricista, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (Cujae), La Habana, 2011.
- [6] I. C. A. D. M. Pelier, «Análisis de la orientación de los paneles fotovoltaicos en Ciudad de la Habana teniendo en cuenta la simetría de la radiación solar», Tesis de Maestría, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (Cujae), Cuba, 2006.
- [7] Colectivo de Autores, «Análisis técnico de las tipologías de energías renovables», Universidad de Aragón, 2007.
- [8] «Aplicaciones de las Celdas Fotovoltaicas». [Online]. Available: <http://textoscientificos.com/aplicaciones.htm>. [Accessed: 07-Abr-2011].
- [9] Colectivo de Autores, «Ayuda del propio Programa PVSYST». .
- [10] «Boletín IIE enero-febrero 1997». [Online]. Available: <http://www.iie.org.mx/publica/bolma97/fotovoltaica.htm>. [Accessed: 07-Abr-2011].
- [11] «calculadora de emisiones de CO₂, calcular las emisiones de dióxido de carbono de kWh, de toneladas de carbono CO₂ a la anhidrita kWh de energía». [Online]. Available: <http://www.sunearthtools.com/dp/tools/CO2-emissions-calculator.php?lang=es>. [Accessed: 13-Jun-2011].
- [12] «Calcular la energía». [Online]. Available: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia33/HTML/articulo07.htm>. [Accessed: 13-Jun-2011].

- [13] Schneider-electric, Catálogo de Protecciones Merlin Gerin. 2006.
- [14] Jesus Alvarez Smith, «CC_A-1538(Hynday)Dr.Miguel Castro», técnico.
- [15] «Celdas fotovoltaicas». [Online]. Available: <http://www.instalacionenergiasolar.com>. [Accessed: 07-Abr-2011].
- [16] Richard Greswell, «Celdas fotovoltaicas ¿Cómo se construyen?» [Online]. Available: <http://www.maquinaria.cl/capas.htm>. [Accessed: 07-Abr-2011].
- [17] I. E. P. Soto, «Celdas fotovoltaicas en Generación Distribuida», Trabajo de Diploma, Pontificia Universidad Católica de Chile, Chile, 2005.
- [18] «Celdas Solares». [Online]. Available: <http://textoscientificos.com/celulas.htm>.
- [19] «Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía». [Online]. Available: http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/sistemas_fotovoltaicos.htm. [Accessed: 07-Abr-2011].
- [20] «construir celdas fotovoltaicas - Energía solar». [Online]. Available: <http://www.todoexpertos.com/categorias/casa-y-jardin/energia-solar/expertos/raisan/construirceldas.htm>. [Accessed: 07-Abr-2011].
- [21] IHOSVANY CABREARA, «Contribuciones hacia un programa fotovoltaico de inyección a red en Cuba», CIES, 2011.
- [22] Andrés Iván Galbizu Lugones. y Román Valdés Valdés., «Costos actuales de los módulos y sistemas fotovoltaicos importados.» Ecosol Energía, Sep-2011.
- [23] «Cuba. Noticias de Cuba. Celdas solares: cada día más eficientes». [Online]. Available: <http://actualidad.cubasi.cu/celdassolares.htm>. [Accessed: 07-Abr-2011].
- [24] SMA, «Datos técnicos de los inversores SUNNY BOY 8000TL-US / 9000TL-US / 10000TL-US». .
- [25] Empresa de Componentes Electrónicos, «Datos técnicos de los módulos fotovoltaicos para la conexión a la red SERIE DSM-185(23)-C». 2010.
- [26] «digishop.cl - Computación, Electrónica, Energía Solar». [Online]. Available: <http://www.digishop.cl/index.php?a=717&g2=0>. [Accessed: 07-Abr-2011].
- [27] Ms. I. M. M. González, «Diseño de sistemas híbridos eólicofotovoltaico para la generación de electricidad en instalaciones autosustentables de pequeña capacidad en Cuba.», Tesis Doctoral, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (Cujae), CUBA, 2001.
- [28] E. C. Martín, «Edificios Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica: Caracterización y Análisis», Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, España, 1998.

- [29]«Energía fotovoltaica - Monografias.com». [Online]. Available: http://www.monografias.com/trabajos/fuentesener/energia_solar.shtml. [Accessed: 07-Abr-2011].
- [30]«Energía Solar | Interconectados a Red | Fotovoltaica | Solar térmico | Eólica | Solartronic México». [Online]. Available: http://www.solartronic.com/Ayuda/Preguntas_Frecuentes/. [Accessed: 09-Abr-2012].
- [31]«Energía solar fotovoltaica». [Online]. Available: <http://apuntes.rincondelvago.com/energia-solar-fotovoltaica.html>. [Accessed: 07-Abr-2011].
- [32]«Energía Solar: Sistemas Fotovoltaicos «CleanPress». [Online]. Available: <http://cleanpress.wordpress.com/category/tecnologia/>. [Accessed: 07-Abr-2011].
- [33] D. R. Cabezas, «Estudio del sistema eléctrico del Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL).», Tesis para optar por el título de Ingeniero Electricista, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (Cujae), La Habana, 2009.
- [34] Ariel Santos Fuentefría, «Estudio preliminar del sistema híbrido (SH) diesel – eólico de la Isla de la Juventud.», Trabajo de Diploma, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (Cujae), CIPEL, CUJAE, 2007.
- [35]«Fotovoltaica». [Online]. Available: <http://www.energia.inf.cu/ieemep/WWW/www.conae.gob.mx/renovables/fotovoltaica.html#inicio>. [Accessed: 07-Abr-2011].
- [36] G. V. Angulo, y M. B. Flores, «Generación Solar Fotovoltaica dentro del esquema de generación distribuida para la Provincia de Imbabura», presented at the XV Convención de Ingeniería y Arquitectura, Palacios de las Convenciones, La Habana, Cuba, 2010, pág. 4.
- [37] D. M. Alonso, Gestión de las energías renovables: Perspectivas para el futuro, 4o ed. 2006.
- [38] Colectivo de Autores, «GRID CONNECT PV SYSTEMS guildlines», pág. 43, 2007.
- [39] Colectivo de Autores, «Guía Solar. ¿Cómo disponer de la energía solar fotovoltaica?» Greenpeace, 2003.
- [40] Colectivo de Autores, Herramienta virtual de energía solar fotovoltaica, vol. 1. Universidad de Oriente: , 2003.
- [41]«HOMER - Analysis of micropower system options». [Online]. Available: <https://analysis.nrel.gov/homer/>. [Accessed: 14-Abr-2011].
- [42]«HOMER Energy - Hybrid Renewable and Distributed Power Design Support». [Online]. Available: <http://homerenergy.com/>. [Accessed: 14-Abr-2011].
- [43] D. M. Castro, «Ideas básicas para una guía de proyecto para un SFVDCR». .

- [44] Carlos Rafael Bermúdez, «Índice de eficiencia energética». 2012.
- [45] Dr.C Miguel Castro Fernández, «Información para Cubaenergía». 2011.
- [46] Colectivo de Autores, «Instalación de un sistema fotovoltaico conectado a red», Universidad Politécnica de Manresa, Cataluña, España, 2006.
- [47] M. Rodríguez, F. J. Domínguez, S. Dorta, A. Vázquez, y A. Luna, «La energía renovable, una alternativa a la generación distribuida en Cuba», presented at the XV Convención de Ingeniería y Arquitectura, Palacios de las Convenciones, La Habana, Cuba, 2010, pág. 4.
- [48] Colectivo de Autores, Manual Sobre Energías Renovables 1ra Edición, 1o ed. 2002.
- [49] Colectivo de Autores, Manuales de Energías Renovables, vol. IV. 2000.
- [50] «Panel fotovoltaico - Wikipedia, la enciclopedia libre». [Online]. Available: http://es.wikipedia.org/wiki/Panel_fotovoltaico. [Accessed: 07-Abr-2011].
- [51] B. H. Acosta, T. L. Portuondo, A. J. F. Lavastida, M. L. V. García, y J. R. C. de la Cruz, «Parque Solar Fotovoltaico de 1 MWp. Análisis técnico-económico.» 2010.
- [52] I. J. A. D. A. RAMOS, «PROPUESTA DE UNA ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO DE LA ELECTRIFICACIÓN RURAL EN EL ESTADO DE VERACRUZ», Tesis Doctoral, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (Cujae), 2004.
- [53] Federico Milano, PSAT. 2003.
- [54] «PVSYST, Parainfo». 2004.
- [55] «PVWATTS: AC Energy and Cost Savings». [Online]. Available: http://rredc.nrel.gov/solar/calculators/PVWATTS/version1/International/pvwattsv1_intl.cgi. [Accessed: 13-Jun-2011].
- [56] N. L. Días y J. M. R. Pérez., «Sistema De Inyección a Red en Bartolomé Masó experiencias en el uso de la inyección a red en Cuba», presented at the XV Convención de Ingeniería y Arquitectura, Palacios de las Convenciones, La Habana, Cuba, 2010, pág. 4.
- [57] D. H. R. B. López, I. J. A. Díaz, y D. J. M. H. Villamar, «Sistemas Fotovoltaicos Interconectados con la red. Aplicaciones de pequeña escala». 2010.
- [58] «Technology on HaitiLibre.com, Telecommunications, internet, alternative energies: solar, wind, electricity, water, news..., Haiti News, The haitian people's voice». [Online]. Available: <http://www.haitilibre.com/en/cat-10-technology-1.html>. [Accessed: 18-Jun-2012].

Anexos



STP 10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL

Económico

- > Un rendimiento máximo del 98 %
- > Alta rentabilidad gracias a la tecnología OptiTrac y OptiCool

Seguro

- > Compatible con la directiva de la Asociación Alemana de la Industria del Agua y la Energía
- > Seccionador de potencia de CC integrado ESS
- > Fusible electrónico para strings y detección de fallos en strings
- > Monitorización de corriente de string

Flexible

- > Descargador de sobretensión de CC tipo II integrable
- > Tensión de entrada de CC hasta 1.000 V
- > Montaje modular muy flexible gracias a dos convertidores elevadores

Sencillo

- > Inyección trifásica
- > Conectores de CC sin necesidad de herramientas
- > Innovador sistema de conectores de CC
- > Área de conexiones de fácil acceso
- > Comunicación Bluetooth®



SUNNY TRIPOWER

El trifásico que facilita la planificación del sistema

El Sunny Tripower lo tiene todo: completamente equipado con tecnología punta, presenta una instalación sencilla, un alto rendimiento y un refuerzo seguro para la red. Gracias a la tecnología Multi-String y a su amplio rango de tensión de entrada, el inversor trifásico es apropiado para todas las configuraciones de módulos imaginables. Asimismo, su gran flexibilidad permite diseñar todo tipo de instalaciones, desde una subplanta modular de 10 kW hasta otra de varios MW. El Sunny Tripower cumple con la directiva de la Asociación Alemana de la Industria del Agua y la Energía (Directiva de media tensión), por lo que ya se puede implementar con total confianza en la gestión de la red. Entre otras características, su completo sistema de seguridad, que incluye un detector de fallos en los strings, un fusible electrónico para strings y una función integrable de protección contra rayos, asegura la máxima disponibilidad

Datos técnicos

SUNNY TRIPOWER 10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL

	STP 10000TL-10	STP 12000TL-10	STP 15000TL-10	STP 17000TL-10
Valores de entrada (CC)				
Potencia máx. de CC (con $\cos \phi = 1$)	10,4 kW	12,5 kW	15,6 kW	17,6 kW
Tensión máx. de CC	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V
Rango de tensión fotovoltaica, MPPT (a potencia nominal)	Entrada A: 315 V - 800 V Entrada B: 150 - 800 V	Entrada A: 379 V - 800 V Entrada B: 150 - 800 V	Entrada A: 355 V - 800 V Entrada B: 150 - 800 V	Entrada A: 400 V - 800 V Entrada B: 150 - 800 V
Corriente máx. de entrada (entrada A / entrada B)	22 A / 11 A	22 A / 11 A	33 A / 11 A	33 A / 11 A
Número de seguidores de MPP	2	2	2	2
Número máx. de Strings en paralelo (entrada A / entrada B)	4 / 1	4 / 1	5 / 1	5 / 1
Salida (CA)				
Potencia nominal de CA	10 kVA	12 kVA	15 kVA	17 kVA
Potencia máx. de CA	10 kVA	12 kVA	15 kVA	17 kVA
Corriente máx. de salida	16 A	19,2 A	24 A	24,6 A
Tensión nominal de CA	3 / N / PE, 230 / 400 V	3 / N / PE, 230 / 400 V	3 / N / PE, 230 / 400 V	3 / N / PE, 230 / 400 V
Frecuencia de red de CA (de ajuste automático) / Rango máximo	50 Hz / 60 Hz / ± 4,5 Hz	50 Hz / 60 Hz / ± 4,5 Hz	50 Hz / 60 Hz / ± 4,5 Hz	50 Hz / 60 Hz / ± 4,5 Hz
Factor de potencia ajustable ($\cos \phi$)	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo
Conexión de CA	trifásico	trifásico	trifásico	trifásico
Rendimiento				
Rendimiento / rendimiento europeo	98 % / 97,5 %	98 % / 97,5 %	98 % / 97,5 %	98 % / 97,5 %
Dispositivos de protección				
Protección contra polarización inversa (CC)	●	●	●	●
Seccionador en carga de CC ESS	●	●	●	●
Resistencia al cortocircuito (CA)	●	●	●	●
Monitorización de toma a tierra	●	●	●	●
Monitorización de red (SMA Grid Guard)	●	●	●	●
Protección diferencial integrada sensible a la corriente universal	●	●	●	●
Descargador de sobretensión de CC (tipo II) integrable	●	●	●	●
Fusible electrónico para string	●	●	●	●
Detección de fallos en string	●	●	●	●
Datos generales				
Dimensiones (ancho x alto x fondo) en mm	665 / 690 / 265	665 / 690 / 265	665 / 690 / 265	665 / 690 / 265
Peso	aprox. 65 kg	aprox. 65 kg	aprox. 65 kg	aprox. 65 kg
Rango de temperatura de servicio	-25°C ... 60°C	-25°C ... 60°C	-25°C ... 60°C	-25°C ... 60°C
Autoconsumo (nocturno)	< 1 W	< 1 W	< 1 W	< 1 W
Topología	sin transformador	sin transformador	sin transformador	sin transformador
Sistema de refrigeración	OptiCool	OptiCool	OptiCool	OptiCool
Lugar de montaje: interior / a la intemperie (electrónica IP65)	●/●	●/●	●/●	●/●
Características				
Conexión de CC: Phoenix Contact	●	●	●	●
Conexión de CA: terminal de muelle (sin necesidad de herramientas)	●	●	●	●
Display gráfico LCD	●	●	●	●
Interfaces: Bluetooth / RS485	●/○	●/○	●/○	●/○
Garantía: 5 años / 10 años / 15 años / 20 años / 25 años	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○
Certificados y autorizaciones	www.SMA-Iberica.com	www.SMA-Iberica.com	www.SMA-Iberica.com	www.SMA-Iberica.com
● Equipamiento de serie ○ Opcional	Datos en condiciones nominales - datos provisionales, última actualización: enero de 2010			

Accesorios



Interfaz RS485

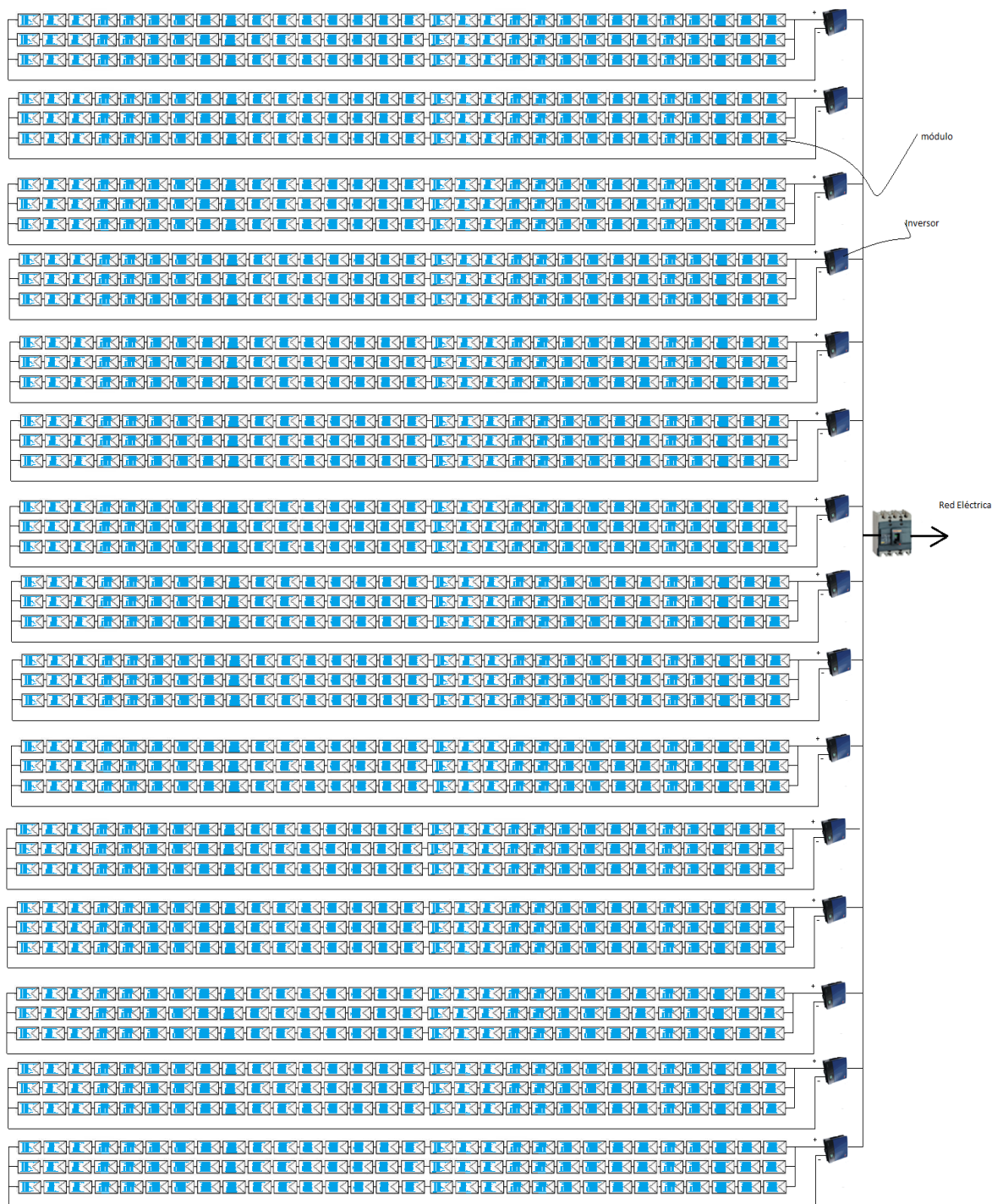


Descargador de sobretensión de CC tipo II, entrada A



Descargadores de sobretensión de CC tipo II, entrada A y B

Arreglo fotovoltaico del sistema propuesto



ENERGÍA SOLAR



CCE asegura que la potencia de salida de los módulos fotovoltaicos se mantendrá en:

- 90 % en 10 años.
- 80 % en 20 años.
- 5 años de garantía contra defectos de fabricación.

Los módulos DSM cumplen con todos los requerimientos establecidos en las normas internacionales:

- ✓ IEC 61215 – Edición 2.
- ✓ Clase de protección II.

El módulo fotovoltaico SERIE DSM – 185(23) – C está compuesto por 48 celdas solares del formato 156 mm X 156 mm conectadas en serie.

El arreglo de celdas solares se encuentra encapsulado en el interior de dos láminas de EVA (Etilen Vinil Acetato), insertado a la vez entre un vidrio templado con un espesor de 3,2 mm por la parte frontal y por el dorso una lámina multicapas con excelentes propiedades eléctricas, químicas y mecánicas, la cual garantiza la protección del módulo y una adherencia perfecta con el EVA.



SERIE DSM-185(23)-C

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

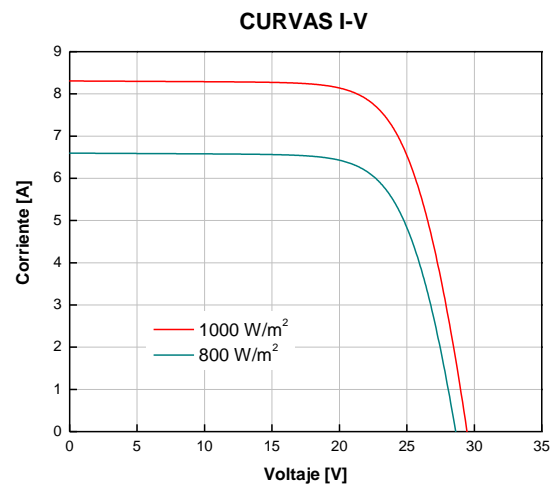
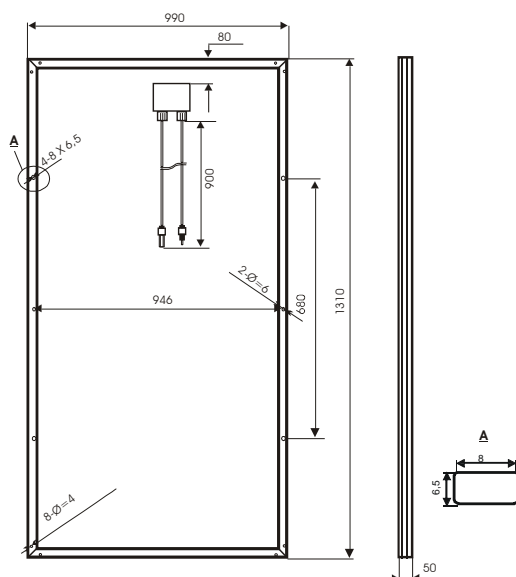
STC: 1000 W/m², 25°C, AM 1,5

Límites

Temperatura de operación	-40 a +85°C
Voltaje máximo del sistema	1000 VDC

Parámetros de las características térmicas

NOCT	[°C]	46±2
Coefficiente de temperatura beta de Isc	[1/K]	[-]0.0006
Coefficiente de temperatura alfa de Voc	[1/K]	[-]0.0037
Coefficiente de temperatura gamma de Pmp	[1/K]	[-]0.0045



Los datos contenidos en esta ficha técnica pueden estar sujetos a cambios sin previo aviso.