



Instituto Superior Politécnico

José Antonio Echeverría

cujae

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Centro de Investigación y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL)

“Evaluación de la penetración fotovoltaica en uno de los nodos de la microrred Naranjito.”

Trabajo de Diploma para optar por el título de Ingeniero Electricista

Autor: Yasiel Scull Guerra

Tutor: Dr. Miguel Castro Fernández

Colaborador: Ariel Santos Fuente fría

CIPEL, Junio del 2014

Ciudad de La Habana

Agradecimientos

Agradezco a todas aquellas personas que me apoyaron y nunca dijeron no cuando necesité ayuda, a las que de una forma u otra hicieron posible que me convirtiera en un profesional. En especial mis más profundos agradecimientos:

A mis padres por apoyarme y aconsejarme en los momentos duros, por darme todo lo que estuvo a su alcance a lo largo de estos cinco años.

A mis dos abuelos por su preocupación.

A mi novia por estar a mi lado y hacerme ver las cosas desde otro punto de vista, por su amor y su apoyo.

A mis amistades que me acogieron en sus familias y me brindaron todo su tiempo

Al profesor Ariel por dedicarme su tiempo y por su ayuda en este trabajo.

A mi tutor Miguel Castro que a pesar de todo su trabajo me apoyó y estuvo conmigo hasta el final.

A los profesores del Centro de Investigaciones y Pruebas Electro energéticas (CIPEL) por su ayuda excepcional.

A todos sinceramente y de corazón mucha gracias por todo.

Yasiel Scull Guerra

Dedicatoria

A mi madre y a mi padrastro, a mis abuelos, a mi hermano Alejandro, a mi novia por confiar en mí, por el apoyo que me han brindado y por su amor incondicional.

Hoja 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

En la actualidad los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica (SFCR) constituyen una de las aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica que más atención está recibiendo en los últimos años. Estos representan una de las principales vías para el desarrollo sostenible de la energía mundial. En Cuba esta tecnología ha sido acogida como una de las tecnologías renovables de mayor posibilidad de aplicación debido a la situación geográfica del país lo que provoca que esta disfrute de una radiación solar considerable.

Como en Cuba la base energética se fundamenta principalmente en el petróleo, es de vital importancia el desarrollo de esta fuente renovable de energía como solución a los problemas que trae consigo la utilización de los combustibles fósiles, principalmente la emisión de gases contaminantes a la atmósfera. En vistas a satisfacer estas ideas y contribuir al desarrollo de la Energía Solar Fotovoltaica en el país, en el presente trabajo de diploma se evalúan los niveles de penetración fotovoltaica para el punto de conexión común (PCC) Naranjito seleccionado dentro del sistema eléctrico de la Habana.

Como resultado del trabajo se obtiene el comportamiento del sistema eléctrico que es sensible a la presencia de un sistema fotovoltaico (SFV) en el nodo Naranjito, haciéndose un análisis preliminar de su conexión en diferentes puntos y una valoración de los efectos del incremento de los valores de potencia de dicho SFV. Finalmente, se hace una valoración de prefactibilidad sobre la base de los conceptos de economía, sociedad y medioambiente, y se obtienen indicadores positivos en dicha valoración.

Abstract

Currently the PV systems connected to the grid (SFGR) is one of the applications of solar energy is getting more attention in recent years. They represent one of the main avenues for the sustainable development of the world's energy. In Cuba this technology has been hailed as one of the most renewable technologies applicability due to the geographical situation of the country is causing enjoy considerable radiation.

As the energy base in Cuba is mainly based on oil, it is vital to develop this renewable a source of energy as a solution to the problems that entails the use of fossil fuels, mainly the emission of polluting gases into the atmosphere. In order to meet these ideas and contribute to the development of solar energy in the country, in this work PV penetration levels are evaluated to the point of common coupling (PCC) Naranjito selected within the electrical system of Havana.

As a result of the work behavior of the electrical system that is sensitive to the presence of a photovoltaic (SFV) in Naranjito node is obtained, making a preliminary analysis of the different connection points and an assessment of the effects of increased values of the SFV. Finally, a feasibility assessment on the basics of the concepts of economy, society and environment is made, and positive indicators obtained in this assessment.

Índice

Resumen	5
Abstract	6
Introducción	12
Hipótesis	13
Objetivo General	13
Objetivos específicos	13
Capítulo 1. La energía fotovoltaica. Características y especificidades de su uso. Sistemas y topologías más utilizadas en SFV conectados a red.	14
1.1 Introducción	14
1.2 La Energía Solar Fotovoltaica.....	14
1.3 Células solares.....	15
1.3.1 Tecnologías de células solares más utilizadas.....	17
1.3.2 Condiciones para las cuales las células solares generan electricidad.....	18
1.4 Principales características de la tecnología fotovoltaica.....	19
1.5 ¿Qué es un sistema fotovoltaico?	20
1.5.1 Sistemas fotovoltaicos aislados.....	21
1.5.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.....	25
1.6 Ventajas y desventajas de la Energía Solar Fotovoltaica.	33
1.6.1 Ventajas.....	34
1.6.2 Desventajas	34
1.7 Panorama mundial de la conexión a la red	34
1.7.1 Situación actual en la Unión Europea.....	36
1.8 Situación en América Latina	38
1.8.1 Brasil	38
1.8.2 México.....	38
1.8.3 Chile.....	39
1.8.4 Perú	39
1.9 Situación actual en Cuba	39
Capítulo 2. Evaluación de los niveles de penetración fotovoltaica.....	43
2.1 Introducción	43
2.2 Penetración fotovoltaica	43
2.2.1 Penetración por capacidad instalada.....	44

2.2.2 Penetración por potencia	44
2.2.3 Penetración por energía	44
2.3 Descripción y análisis de la microrred Naranjito como red convencional y con la incorporación del SFV.....	45
2.4 Selección de las mejores variantes y definición del PCC.....	49
2.5 Determinación de la potencia pico a instalar del SFV.....	52
2.6 Potencial solar de Naranjito.....	53
2.7 Productividad específica del SFDCR en la región donde se ubica.....	54
Capítulo 3. Propuesta y estudio de prefactibilidad económica, social y medioambiental de los niveles de penetración obtenidos	55
3.1 Introducción.....	55
3.2 Aspectos sobre el estudio de prefactibilidad.....	55
3.2.1 Valor Actualizado Neto (VAN)	56
3.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR) y período de recuperación	57
3.3 Análisis de factibilidad económica.....	57
3.4 Impacto Medioambiental.....	61
Conclusiones	64
Recomendaciones	65
Referencias bibliográficas	66
Bibliografía consultada	68
Anexos	70

Listado de figuras

Figura 1. Célula solar.

Figura 2. Efecto fotovoltaico.

Figura 3. Esquema de un sistema fotovoltaico.

Figura 4. Principales elementos de un sistema fotovoltaico aislado.

Figura 5. Tipos de módulos fotovoltaicos (monocristalino y policristalino).

Figura 6. Reguladores o controladores de carga.

Figura 7. Tipos de baterías solares.

Figura 8. Inversor de tensión.

Figura 9. Estructuras de soporte.

Figura 10. Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica.

Figura 11. Configuración de una GCEFV conectada a la red eléctrica.

Figura 12. Diagrama funcional de un SFDCR.

Figura 13. Conexión interna de un generador fotovoltaico

Figura 14. Configuración técnica de un generador fotovoltaico.

Figura 15. Potencia acumulada en el mundo hasta el 2010.

Figura 16. Potencia acumulada en Europa al cierre del 2010.

Figura 17. Productividad solar para el territorio de Cuba.

Figura 18. Generación anual del SFVCR de Bartolomé Maso.

Figura 19. Interfaz de la ventana principal del trabajo del Radial.

Figura 20. Comportamiento de las pérdidas en dependencia capacidad del SFV instalada.

Figura 21. Comportamiento de la tensión según la capacidad instalada.

Figura 22. Ubicación del PCC LD135 dentro de la microrred Naranjito.

Figura 23. Perfil de tensión.

Figura 24. Potencial solar de Naranjito.

Figura 25. Resultados del análisis de factibilidad económica.

Listado de tablas

Tabla 1. Algunas configuraciones de los SFVCR.

Tabla 2. Tipologías de sistemas monofásicos de procesamiento de energía.

Tabla 3. Datos técnicos del inversor de la compañía alemana SMA.

Tabla 4. Planificación de la instalación de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red en Cuba durante los próximos años.

Tabla 5. Resultados del flujo de carga sin el SFV conectado.

Tabla 6. Tensiones en los nodos correspondientes a cada punto analizado sin el SFV conectado.

Tabla 7. Por ciento de pérdidas vs factor de potencia

Tabla 8. Variación de las pérdidas a factor de potencia 0,9 inductivo.

Tabla 9. Mejores variantes de conexión.

Tabla 10. Porcentaje de reducción de pérdidas.

Tabla 11. Tensiones en los puntos de conexión común.

Tabla 12. Resultados obtenidos en la instalación del SFV de 1 MW.

Listado de anexos

Anexo 1.Monolineal de la microrred Naranjito

Anexo 2.Resultados del flujo de carga de la variante LD2 para diferentes capacidades.

Anexo 3.Resultados del flujo de carga de la variante LD37 para diferentes capacidades.

Anexo 4.Resultados del flujo de carga de la variante LD67 para diferentes capacidades.

Anexo 5.Resultados del flujo de carga de la variante LD135 para diferentes capacidades.

Anexo 6.Resultados económicos 1

Anexo 7.Resultados económicos 2

Introducción

Cada vez son más aquellos que optan por buscar fuentes renovables de energías para generar energía eléctrica. Existe una de ellas que se ha destacado en los últimos años, la energía solar fotovoltaica, que desde el punto de vista como potencial pudiera sustentar toda aquella energía producida con combustibles fósiles, pudiendo desarrollarse en cualquier país del mundo siempre y cuando se cuente con la tecnología adecuada para hacerlo.

La Generación Distribuida (GD) es el nombre con que se conoce a una nueva concepción de ubicación y operación de la generación de energía eléctrica. Esta ha permitido una descentralización de la misma y un incremento de la distribución geográfica de la generación eléctrica. El uso de la energía solar para la generación de electricidad forma parte del grupo de tecnologías con mayor desarrollo en la actualidad bajo el concepto de GD.

La generación distribuida representa ventajas en comparación con la generación convencional y centralizada que se realiza mediante las plantas termoeléctricas. La energía generada por estas plantas es transportada a altas tensiones a través de grandes distancias, hasta un centro distribuidor donde la tensión es disminuida para ser utilizada, provocando así considerables pérdidas de energía. En cambio, las plantas fotovoltaicas pueden ser construidas cercanas a la demanda eléctrica y son muchos más fáciles de construir, de instalar y de expandirse en la medida en que la demanda se incrementa.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica (SFCE) constituyen una de las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica que más atención están recibiendo en los últimos años dado su elevado potencial de utilización en zonas urbanizadas próximas a la red eléctrica, pero también traen consigo numerosos desafíos, entre ellos vale destacar el tema de la penetración fotovoltaica pues estos sistemas no son fácilmente despachables ya que su uso depende de la irradiación solar. Cuando se habla de penetración es de gran importancia analizar las características fundamentales de la tecnología y lo que esta representa dentro del sistema para lograr un funcionamiento estable, confiable y con la mejor calidad posible.

En el capítulo 1 del presente trabajo de diploma se realiza un estudio teórico de la Energía Solar Fotovoltaica. Se analiza su concepto, sus características, las especificidades de su uso, su impacto a nivel mundial así como los sistemas y topologías más utilizadas en sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.

En el capítulo 2 se analiza el comportamiento de la microrred Naranjito como red convencional y con el SFV conectado para evaluar su comportamiento. Para ello se evalúan los niveles de penetración fotovoltaica en varios puntos de la misma con vistas a seleccionar el punto de conexión común para luego evaluar en el mismo cual es el verdadero límite de penetración.

En el capítulo 3 se realiza la propuesta y estudio de prefactibilidad económica, social y medioambiental de los niveles de penetración obtenidos. Aquí se determina el impacto de la instalación del SFV para evaluar los beneficios que representan su instalación. Finalmente en el capítulo 4 se dan las conclusiones del trabajo de diploma y se brindan algunas recomendaciones.

Problema Científico

Se desconoce la posibilidad de conectar un SFV en uno de los nodos correspondientes a la microrred Naranjito conformada como parte del sistema eléctrico que atendido por la Empresa Eléctrica de La Habana tiene interconexión con el SEN a través de la subestación de enlace Naranjito.

Hipótesis

El uso del programa de simulación Radial, considerando las condiciones existentes en la microrred Naranjito, creada a partir de una porción del sistema eléctrico de La Habana y que se encuentra interconectado al Sistema Electroenergético Nacional (SEN), permitirá evaluar de forma preliminar la conexión de un SFV en dicha microrred.

Objetivo General

Realizar un análisis preliminar, llegando hasta el nivel de prefactibilidad, de la posibilidad de conexión en un nodo de la microrred Naranjito de un SFV y valorar los efectos que tiene el incremento de potencia (penetración) de dicho SFV en la red.

Objetivos específicos

1. Realizar el estudio de potencial FV en la región de interés.
2. Evaluar los efectos de diferentes niveles de potencia de un SFV teniendo en consideración las características de un Punto de Conexión Común (PCC) en la microrred Naranjito.
3. Realizar un estudio de prefactibilidad económica, social y medioambiental considerando los niveles de penetración obtenidos.

Capítulo 1. La energía fotovoltaica. Características y especificidades de su uso. Sistemas y topologías más utilizadas en SFV conectados a red.

1.1 Introducción

La electricidad es la forma más versátil de energía que existe. Permite que las personas dispongan de luz, calor, refrigeración, control de la temperatura en sus casas, escuelas y oficinas y acceso a los medios de comunicación por cable y radio. El acceso a la electricidad está directamente relacionado con la calidad de vida y para mejorar la calidad de vida en muchos países se requiere aumentar el consumo eléctrico. ¿Cómo puede lograrse? Algunos opinan que la quema de combustibles fósiles y la energía nuclear son soluciones para este siglo aunque se liberen enormes cantidades de dióxido de carbono, dióxido de azufre y dióxido de nitrógeno, o no se tenga resuelto el problema de los residuos radioactivos, y otros piensan que la gran solución está en el uso de fuentes renovables de energía, no contaminantes y ampliamente disponibles, como es el caso de la energía solar fotovoltaica la cual es utilizable en la mayor parte del mundo.

En la actualidad la utilización de una nueva forma de generación de electricidad bajo el concepto de Generación Distribuida (GD), ha posibilitado revolucionar completamente la concepción de ubicación y generación de la energía eléctrica. La energía solar fotovoltaica es una de las tecnologías que ha pasado a formar parte de la GD por su confiabilidad y territorialidad geográfica que naturalmente presenta.

Los sistemas fotovoltaicos constituyen un desafío puesto que dependen directamente de la intensidad de la radiación solar. En el presente capítulo se desarrollan algunos aspectos esenciales para conocer de cerca esta poderosa energía tales como su concepto, sus características así como los sistemas y topologías más utilizados en SFV conectados a la red eléctrica.

1.2 La Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar es aquella energía radiante producida en el Sol, como resultado de reacciones nucleares de fusión que llegan a la Tierra a través del espacio en paquetes de energía llamados fotones (luz), que interactúan con la atmósfera y la superficie terrestre.[1]

La Energía Solar Fotovoltaica es una tecnología que genera corriente continua (potencia medida en watts o kilowatts) por medio de semiconductores cuando estos son iluminados por un haz de fotones. Mientras la luz incide sobre una célula solar, que es el nombre dado al elemento

fotovoltaico individual, se genera potencia eléctrica; cuando la luz se extingue, la electricidad desaparece.[2]

La obtención directa de electricidad a partir de la luz se conoce con el nombre de **efecto fotovoltaico**. Para conseguirlo, se requiere un material que absorba la luz del Sol y sea capaz de transformar la energía radiante absorbida en energía eléctrica, justo lo que realizan las células fotovoltaicas.[3]

La definición de la Energía Solar Fotovoltaica aunque es breve contiene aspectos importantes sobre los cuales se puede profundizar, ya que la misma se puede transformar de dos maneras:

1. Utiliza una parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir calor. A la energía obtenida se le llama energía solar térmica y la transformación se realiza mediante el empleo de colectores térmicos.
2. Utiliza la otra parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir electricidad. A la energía obtenida se le llama **Energía Solar Fotovoltaica** y la transformación se realiza por medio de módulos o paneles solares fotovoltaicos.

Es necesario disponer de un sistema formado por equipos especialmente contruidos para realizar la transformación de la energía solar en energía eléctrica. Este sistema recibe el nombre de sistema fotovoltaico.[4]

La conversión de la energía de las radiaciones ópticas en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como el efecto fotovoltaico.[5]

1.3 Células solares

Célula solar. Dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (electrones) mediante el efecto fotovoltaico. Es también llamada fotocelda o celda fotovoltaica y están compuestas de un material que presenta efecto fotoeléctrico: absorben fotones de luz y emiten electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.[6]

En la figura 1 se muestra la imagen de una célula solar común:

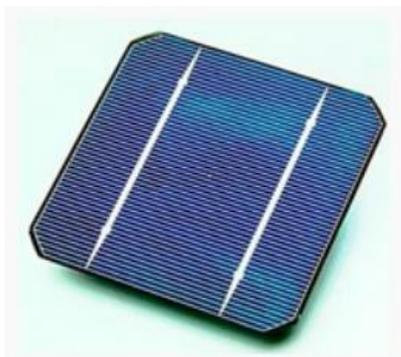


Figura 1. Célula solar.[6]

La célula solar es el dispositivo en el que se produce la conversión de luz en electricidad gracias a las propiedades de los semiconductores por una parte y a las estructuras (unión pn, heterounión, interfaz sólido -electrolito, etc.) que permiten extraer los electrones excitados en la misma, antes de que vuelvan a su estado de equilibrio térmico, hacia un circuito exterior para que realicen un trabajo.[2]

El efecto fotovoltaico en células solares fue descubierto por Becquerel en 1839, pero hasta 1954 no se tuvo una célula solar capaz de convertir con eficiencia de la energía solar en energía eléctrica. Este dispositivo fue desarrollado por Chapin, Fuller y Pearson y desde entonces, células similares a aquella se vienen empleando ya, incluido para el suministro de energía eléctrica en puntos remotos.[5]

A continuación en la figura 2 se muestra un esquema explicando de forma general en que consiste el efecto fotovoltaico:

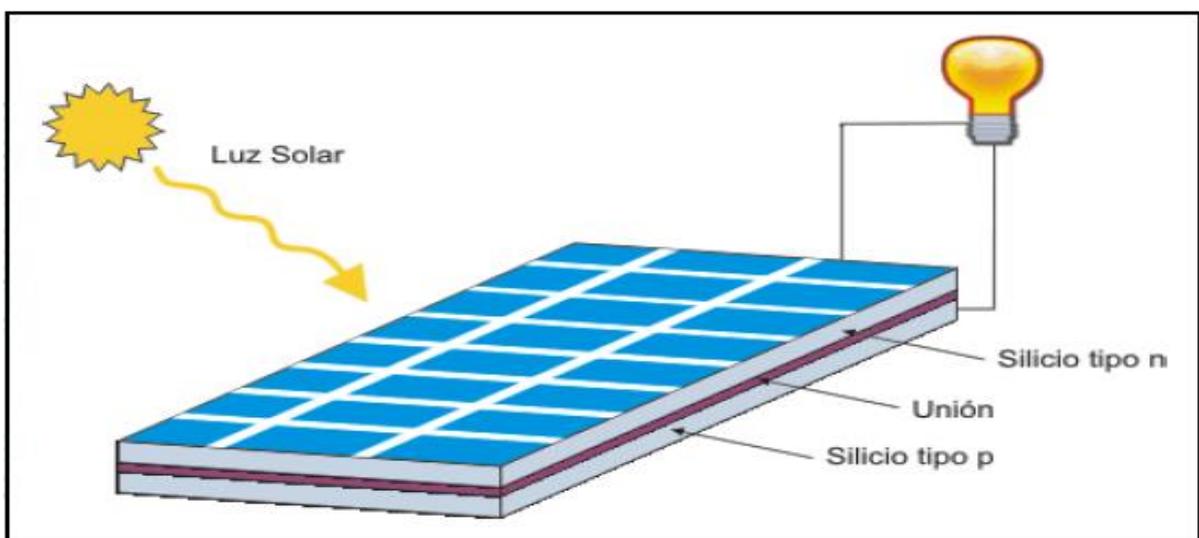


Figura 2. Efecto fotovoltaico.[1]

La célula solar utiliza un haz de fotones a 6000°K, es decir, opera como una máquina térmica cuya fuente caliente, la caldera, estuviera a esos 6000°K. En una central térmica se calienta agua para crear vapor a 900°K, y en el caso de las centrales termosolares, el gas de 6000°K se degrada para calentar el agua a 700-800°K. Atendiendo al principio de Carnot la eficiencia que se puede conseguir en la superficie de la tierra con el gas de fotones solar sería del 95 %. Ciertos efectos de reemisión de fotones dejan esta cifra máxima en el 87%.

Así que el potencial de la conversión fotovoltaica es el mayor imaginable puesto que una caldera de 6000 °K no es realizable con ningún material, pues todos se funden a esta temperatura.[2]

1.3.1 Tecnologías de células solares más utilizadas.

Las células más utilizadas son las diseñadas en silicio cristalino y silicio multicristalino en las que se han realizado una unión pn y contactos en ambas caras. Estas células proporcionan aproximadamente 0,5 volts y una corriente de 35 mA/ cm² cuando son iluminadas por el sol en un día claro a 1000 W/m² que se toma como la radiación de referencia estándar. Ambos materiales utilizan silicio ultrapuro como el empleado en la Industria microelectrónica, de cuyos excedentes se ha nutrido hoy la industria fotovoltaica.[2]

La estructura multicristalina se forma por solidificación de crisoles de gran tamaño (hasta 500 kg) y se diferencia del monocristal en que el tamaño del grano es de varios milímetros. Su costo por oblea y su eficiencia son menores, de modo que el precio por watt pico es prácticamente el mismo. Sin embargo, se tiende a la producción creciente de material multicristalino en espera de reducciones reales de costo.

La segunda tecnología de células digna de mención se agrupa bajo el término común de “células de capa delgada” (thin film solar cells), si bien bajo esta denominación se engloban tecnologías muy distintas. Las más notables por sus resultados actuales y el desarrollo industrial iniciado son las células diseñadas con CdTe (teluro de Cadmio), a-Si (Silicio amorfo) y Cu (InGa) Se₂ (CIGS), ordenadas de menor a mayor eficiencia obtenidas en el laboratorio. La principal característica de la Energía Solar Fotovoltaica de capa delgada es la posibilidad de lograr un bajo costo más que su excelente eficiencia.

Otra tecnología es la denominada “células de silicio pelicular” (Si-sheet solar cells), que es un tipo de célula diseñada por la compañía (Astropower) consistente en silicio policristalino fabricado al estilo de capa delgada.

Por último, están las células más eficientes, denominadas células multiunión y que son, en realidad, varias células de distintos materiales construidas monolíticamente, es decir en un solo monocristal continuo. Se ha alcanzado con ellas una eficiencia de 40,7% bajo luz concentrada. Estas células, intrínsecamente caras, se usan en el espacio y ahora “han bajado a la tierra” para ser utilizadas con sistemas de concentración para generación de plantas conectadas a la red. [2]

Prácticamente todas las células solares disponibles en la actualidad están constituidas por una estructura con (unión p-n). En las células de silicio, que son las más empleadas en la práctica, la unión se consigue difundiendo una capa de fósforo en una oblea de silicio que originalmente está toda ella impurificada con boro. La unión es muy superficial, con valores típicos de anchura de la capa difundida (región n) de 0,2-0,5 μm . Es común denominar emisor a esta capa. El contacto eléctrico sobre la cara iluminada, que es la cara difundida, ha de hacerse de tal forma que deje al descubierto la mayor parte de su superficie, a fin de que penetre la luz en el semiconductor, pero proporcione, a la vez, una baja resistencia eléctrica. La solución de compromiso que suele adoptarse consiste en utilizar contactos en forma de peine. Por el contrario, el contacto eléctrico sobre la cara no iluminada cubre toda el área. Habitualmente la cara iluminada se cubre con una capa antirreflectante para aumentar el porcentaje de la energía solar absorbida por la célula. [5]

1.3.2 Condiciones para las cuales las células solares generan electricidad

Una vez visto los aspectos fundamentales de las células solares a continuación se presenta un resumen de cuando es posible para una célula fotovoltaica generar electricidad.

Una célula fotovoltaica sólo puede generar electricidad cuando se cumplen tres condiciones:

- a) Se ha de poder modificar el número de cargas positivas y negativas.
- b) Se han de poder crear cargas que permitan la aparición de una corriente.
- c) Es preciso que se establezca una diferencia de potencial o campo eléctrico.

La primera condición se alcanza cuando se añaden a un semiconductor puro unas pequeñas dosis de átomos “contaminantes”, denominados también dopantes, que son capaces de ceder o aceptar electrones.

Para alcanzar la segunda, es preciso exponer la célula fotovoltaica a una radiación luminosa para aprovechar la energía de los fotones. Si la energía es la adecuada, el fotón cede energía a un electrón de la banda de valencia y lo hace pasar a la banda de conducción, saltando la banda

prohibida. En este proceso aparece, a su vez, en la banda de valencia lo que se denomina un agujero (de carga positiva) debido a la ausencia de un electrón que ha ido a parar a la banda de conducción. Con la creación de estas cargas se puede establecer una corriente eléctrica al cerrar el circuito.[3]

Finalmente en la tercera condición se puede obtener una diferencia de potencial, uniendo dos semiconductores que contienen una densidad de cargas positivas o negativas diferente. La existencia de estas cargas positivas y negativas origina de una manera natural un campo eléctrico (o una diferencia de potencial) entre las dos regiones de la unión. Un dispositivo constituido por esta unión recibe el nombre de célula solar (o célula fotovoltaica). Cuando la célula recibe los fotones de una radiación luminosa, las cargas negativas y positivas creadas se separan a causa del campo eléctrico y, si entonces se cierra un circuito entre los dos materiales que forman la unión, aparece una corriente eléctrica.[3]

1.4 Principales características de la tecnología fotovoltaica

- No tienen partes móviles que se desgasten.
- No contienen fluidos o gases que puedan derramarse o fugarse.
- No consumen combustible para operar.
- Tienen una respuesta rápida, alcanzando plena producción eléctrica instantáneamente.
- No producen contaminación al generar electricidad.
- Requieren poco mantenimiento si están correctamente fabricados e instalados
- El 85% de las células solares se fabrican de silicio, el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre.
- Son modulares, por lo que permiten un amplio rango de aplicaciones solar eléctricas.
- Tienen una eficiencia de conversión de luz solar a electricidad relativamente alta
- Tienen amplio rango de capacidad de generación, de microwatts a megawatts.

- Tienen alta relación de potencia a peso.
- Se prestan para instalaciones locales, esto es, potencia descentralizada o dispersa.[7]

1.5 ¿Qué es un sistema fotovoltaico?

Un sistema FV consiste en la integración de varios componentes, cada uno de ellos cumpliendo con una o más funciones específicas, a fin de que éste pueda suplir la demanda de energía eléctrica impuesta por el tipo de carga, usando como combustible la energía solar. La definición anterior deja claramente establecido que la carga eléctrica determina el tipo de componentes que deberán utilizarse en el sistema. La completa definición de la carga debe tener en cuenta tres características que la definen: el tipo, el valor energético y el régimen de uso.[8]

Otra definición de un SFV es la siguiente, un conjunto de dispositivos cuya función es transformar la energía solar directamente en energía eléctrica, acondicionando esta última a los requerimientos de una aplicación determinada.[9].En la figura 3 se muestra el esquema de un sistema fotovoltaico aislado cuya función es:

- Transformar directa y eficientemente la energía solar en energía eléctrica.
- Almacenar adecuadamente la energía eléctrica generada (sistemas autónomos o aislados de la red eléctrica).
- Proveer y utilizar adecuadamente la energía producida (el consumo) o almacenada.
- Aportar energía limpia a la red, para reducir el consumo de electricidad generada con combustibles fósiles.

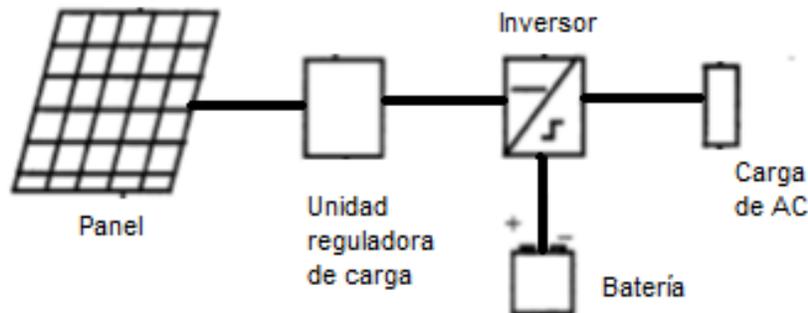


Figura 3. Esquema de un sistema fotovoltaico.[10]

Los distintos tipos de configuraciones de instalaciones fotovoltaicas se pueden clasificar en dos grandes grupos de instalaciones, las aisladas y conectados a la red.[10]

1.5.1 Sistemas fotovoltaicos aislados.

Un sistema fotovoltaico aislado puede estar constituido desde solamente un módulo conectado a una batería, hasta una gran cantidad de módulos conectados juntos para proporcionar una potencia determinada.[10]En la figura 4 se muestra el esquema general de un sistema fotovoltaico aislado.

Los elementos que conforman dicho sistema son un módulo fotovoltaico (generador fotovoltaico), una batería (sistema de acumulación), un regulador de carga (equipo de control) y las cargas en corriente continua (luminarias, televisor etc.).En caso de que las cargas sean a corriente alterna (CA) se debe incorporar al esquema un convertidor que permita alimentar dichas cargas de forma adecuada. A estos elementos hay que añadir los materiales auxiliares de infraestructura (cables, estructuras soporte, etc.).[1]

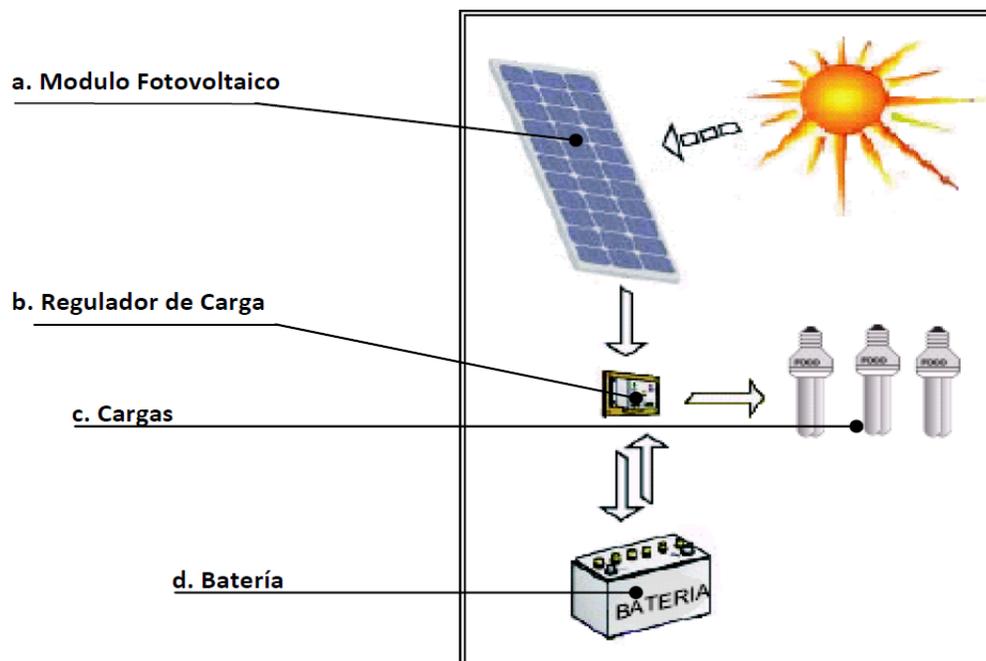


Figura 4 .Principales elementos de un sistema fotovoltaico aislado.[1]

1.5.1.1 Módulo fotovoltaico

El modulo fotovoltaico es un conjunto de células fotovoltaicas que sirven para transformar la radiación solar (luz solar) en energía eléctrica. En la figura 5 se muestran 2 tipos de módulos fotovoltaicos. Este módulo genera la tensión y corriente requerida por la carga pero a corriente continua para el uso de diferentes equipos, como radio grabadoras, lámparas, bombas de agua, televisores, etc.

Si se utilizan artefactos eléctricos a corriente alterna es necesario cambiar a una tensión mayor (110-220V CA) que son las tensiones que normalmente se utilizan en las zonas urbanas.[1]

Todas las características básicas de un módulo fotovoltaico están señaladas bajo condiciones estándar (Radiación = 1 000 W/m², T = 25 °C) y pueden resumirse en:

Potencia Pico [Wp] :	Máxima potencia entregada por el módulo en watts pico
Corriente de cortocircuito [A] :	Corriente entre los polos conectados de un módulo.
Tensión de circuito abierto [V] :	Tensión entre los polos de un módulo sin carga.

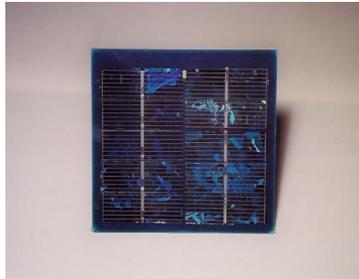


Figura 5. Tipos de módulos fotovoltaicos (monocristalino y policristalino).[1]

1.5.1.2 Regulador de carga (Controlador de carga)

Este componente tiene la finalidad de producir el acople correcto entre el módulo, la batería y la carga. En general cumple las siguientes funciones:

- Controla la electricidad generada en los módulos FV de forma tal que si el tiempo de demanda de electricidad coincide con las horas de sol, la energía es consumida en la carga mientras que si hay un exceso de potencia solar (la potencia generada es mayor que la demanda de potencia), entrega parte de la energía a las baterías para su almacenamiento.
- Protege e impide la eventual corriente que pueda fluir de la batería hacia el módulo en períodos sin sol.
- Proteger la(s) batería(s) de los riegos de sobrecarga y descarga profunda, regulando la entrada de corriente proveniente del módulo a la batería y la salida de corriente de la batería a la carga (aparatos, equipos), evitando que la batería se sobrecargue o que trabaje con tensiones por debajo de lo permitido. [1]

En la figura 6 se muestran 2 modelos de reguladores o controladores de carga.



Figura 6. Reguladores o controladores de carga.[1]

1.5.1.3 Baterías solares.

La batería es uno de los componentes más importantes del sistema; tiene como función almacenar la electricidad generada por el módulo y suministrarla a los equipos cuando lo necesiten. En la figura 7 se muestran algunas baterías.

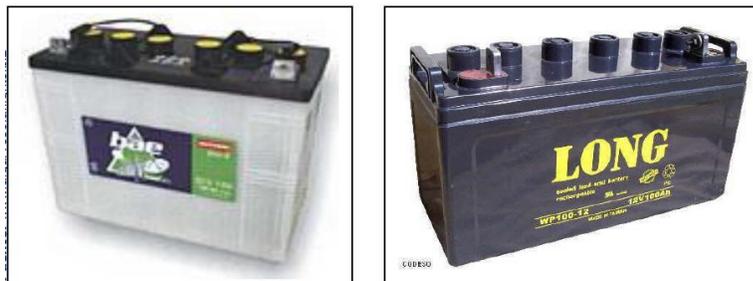


Figura 7. Tipos de baterías solares.[1]

La acumulación de la energía se utiliza para almacenar el excedente producido en el día, para ser consumido en la noche y para tener una reserva que permita sobrepasar sin problemas varios días sucesivos de baja radiación (días nublados).[1]

1.5.1.4 Convertidores.

En los casos en que el cliente requiere usar cargas (aparatos, equipos) convencionales a CA (lo más común) es necesario que la potencia de salida del módulo solar sea convertida a CA a 110-220V CA, 50 y 60 Hertz. [1]En la figura 8 se muestra uno de los convertidores más usados a nivel mundial.



Figura 8.Convertidor.[1]

1.5.1.5 Estructuras de soporte.

Como los módulos solares deben mirar al sol sin interferencia de obstáculos en los alrededores, los módulos generalmente están colocados en una posición alta, sobre un techo o un poste. Para su colocado se utilizan diferentes estructuras de soporte, dos de los cuales se muestran en la figura 9.



Figura 9. Estructuras de soporte. [1]

1.5.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red son una alternativa de mucha aplicación en la actualidad. En estos sistemas, la energía obtenida no se almacena sino que se provee directamente a la red eléctrica comercial y esto implica, por una parte que el banco de baterías ya no es necesario y, por otra, que se necesita de un equipo que adapte la energía producida por los paneles a las características de la red. Este tipo de sistemas por lo general se conecta a nivel de distribución ofreciendo servicio directo a núcleos urbanos que ya cuentan con dicha red de distribución de energía. Las aplicaciones inmediatas son la venta de energía eléctrica o la reducción de la facturación mensual. Se presenta como una posibilidad muy interesante para inversiones privadas en el sector de la energía. [11]

Estos sistemas tienen como objetivo fundamental generar energía eléctrica e inyectarla en su totalidad o en parte a la red, para de esta manera reducir el suministro y consumo de electricidad generada con combustibles fósiles. Estas instalaciones se suelen ubicar en tejados o estructuras fotovoltaicas en edificios, o a modo de grandes centrales de generación fotovoltaica como son los denominados “huertos solares”. Las centrales conectadas directamente a la carga, pueden representar una mejor viabilidad técnica, ya que con la forma en que son conectadas se reducen las pérdidas que presentan las centrales conectadas a la red de distribución.[10]En la figura 10 se muestra el esquema general de un sistema conectado a la red eléctrica.

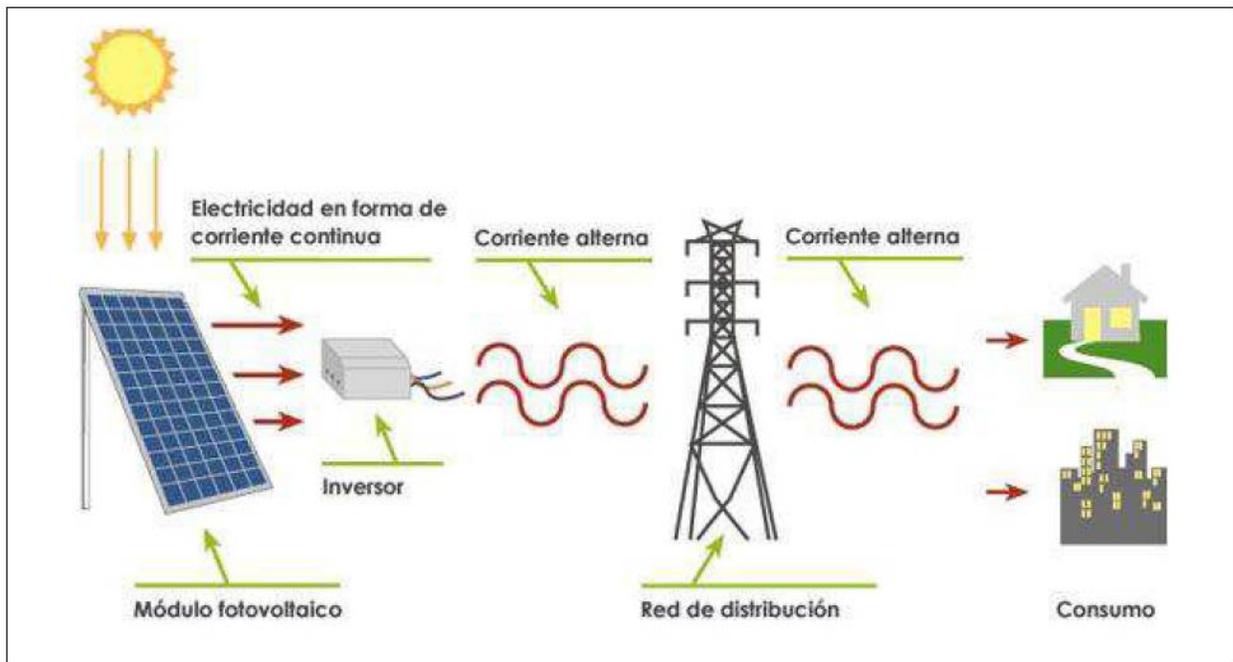


Figura 10 .Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica.[12]

La diferencia fundamental con respecto a los componentes entre un sistema aislado y otro conectado a la red, consiste en la ausencia en este último caso, del sistema de almacenamiento de energía. Esto se debe a que toda la energía generada por los paneles solares, será entregada directamente a la red por medio del inversor o convertidor. Por lo tanto, durante las horas de sol establecidas para el lugar donde el sistema vaya a ser instalado, se estará aportando a la red o a la carga la potencia producida por la instalación. [11]

1.5.2.1 Clasificación de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red se pueden clasificar de acuerdo a dos categorías sistemas fotovoltaicos distribuidos con conexión a la red (SFDCR) y grandes centrales eléctricas de energía fotovoltaica (GCEFV).

-Grandes centrales eléctricas de energía fotovoltaica (GCEFV): son esquemas de generación de electricidad que entregan dicha energía a la red eléctrica, a través de uno o diferentes convertidores y transformadores como se muestra en la figura 11. 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). [7]En la figura 11 se muestra el esquema de la configuración de una GCEFV conectada a la red eléctrica.

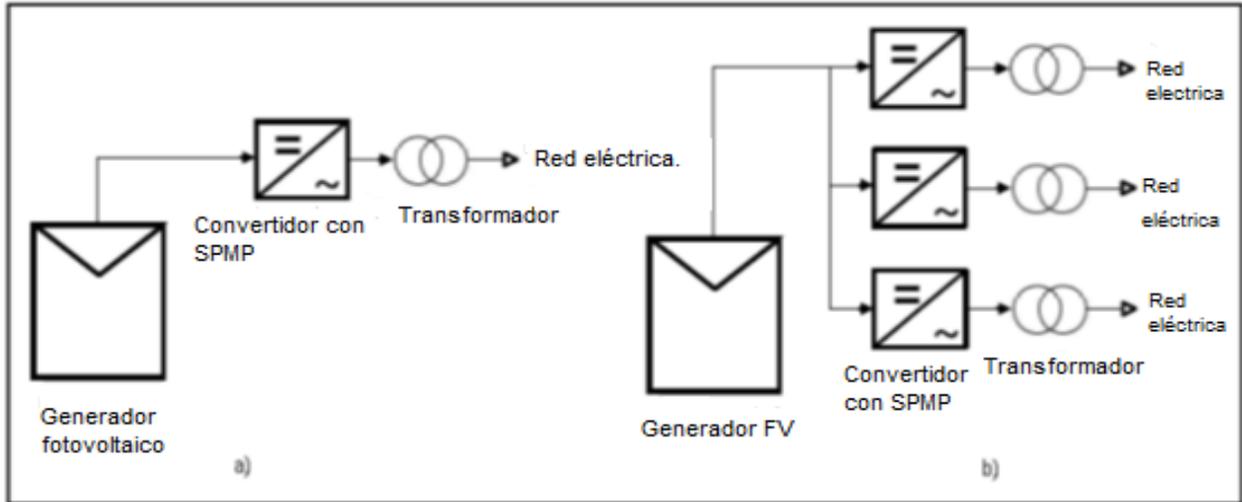


Figura 11. Configuración de una GCEFV conectada a la red eléctrica.[10]

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 y no tienen ninguna limitación desde el punto de vista técnico o en cuanto a restricciones de confiabilidad [9]. Sin embargo, es conveniente evaluar el impacto de la generación fotovoltaica a la red.

-Sistemas fotovoltaicos distribuidos con conexión a la red (SFDCR): son aquellos que conectados a los puntos cercanos o en el propio punto de consumo, se ubican de forma distribuida y entregan la energía no consumida a la red. En la figura 12 se muestra un esquema del diagrama funcional del mismo.[10]

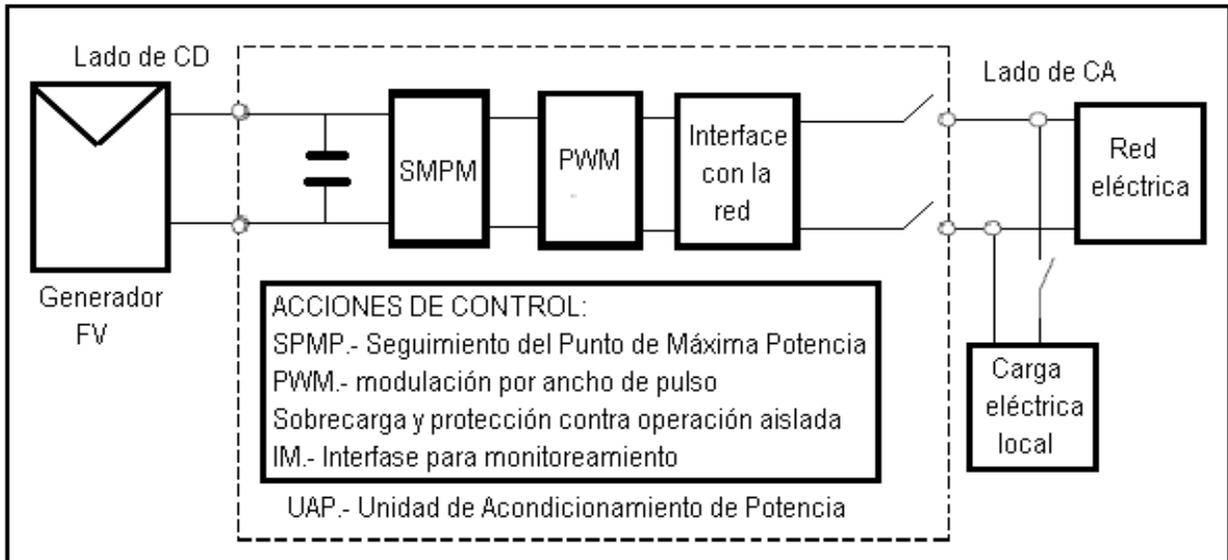


Figura 12. Diagrama funcional de un SFDCR. [10]

Los (SFDCR) poseen numerosas ventajas sobre las GFVCR pues se logra reducir las pérdidas que le son propias a los sistemas tradicionales (distribución y transformación), así como pueden ahorrar recursos en la inversión, al no requerir la adquisición de nuevos transformadores y líneas de distribución se alcanza un mejor aprovechamiento del uso del espacio disponible. Suelen obedecer a diseños técnicos más simples y factibles de manejar durante la operación, limpieza y desde el punto de vista de las medidas de seguridad y protección, alcanzándose una mayor vinculación de los actores sociales en la gestión energética.

De forma general se puede plantear como una de las principales ventajas que poseen los SFDCR, 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 lo anterior, el buen dimensionamiento de estos equipos es un aspecto fundamental en el diseño de los SFDCR. Otro elemento de importancia es la calidad de la energía eléctrica que se entrega por el SFDCR, pues debe ser capaz de cumplir los requisitos no sólo de la carga local que alimenta, sino también de la red eléctrica a la cual está conectado. [9] De esta forma se asegura que la energía pueda ser consumida en la carga local, en la red eléctrica o en ambas, según sea la necesidad. En la tabla 1 se muestran algunas configuraciones que pueden tener los SFDCR:

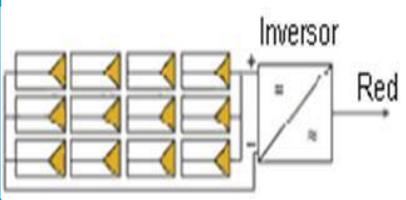
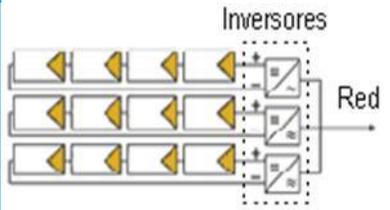
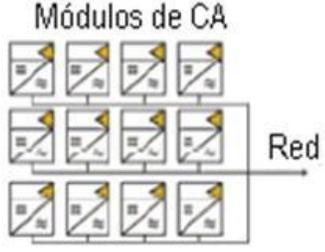
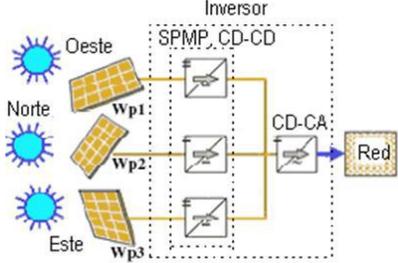
Configuración	Esquema	Características
Sistema con una sola combinación de generador-conversor centralizada.		Generalmente es un inversor de gran capacidad que convierte la potencia de salida de un arreglo fotovoltaico (FV) dado a CA. En este, los módulos fotovoltaicos son cadenas seriadas y en gran cantidad conectadas en paralelo a una barra de CD.
Sistema con varias combinaciones generador-conversor descentralizada o string-configuration		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.
Sistema con convertidor integrado al generador o módulo de CA		Cada módulo tiene un inversor pequeño que inyecta la CA a la red, siendo conectados en paralelo hacia el lado de CA.
Sistema con varios generadores integrados y un solo convertidor centralizado		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.

Tabla 1. Algunas configuraciones de los SFVCR.[3]

En la instalación de SFDCR es más frecuente la combinación generador-conversor descentralizada (string configuration) o el módulo de CA, debido a que se utiliza en éstas un menor cableado de CD que en la combinación centralizada, sin embargo, esta última es más sencilla y ofrece un mayor rendimiento.

Otro aspecto fundamental es que la arquitectura de los módulos de CA es la de mayor nivel de modularidad, presentando por tanto una alta confiabilidad y flexibilidad en la ampliación o

sustitución de módulos, aunque 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 presenta mejor balance entre beneficios y deficiencias es la generador-conversor descentralizada.[3]

1.5.2.2 Características de los componentes fundamentales de los SFDCR

Generador fotovoltaico

El generador FV es el encargado de transformar la energía del sol en energía eléctrica. Está formado por varios módulos fotovoltaicos conectados en serie y/o paralelo y a su vez, cada módulo fotovoltaico está formado por unidades básicas llamadas células fotovoltaicas.

La interconexión serie-paralelo de módulos fotovoltaicos configura las características de la fuente de potencia; específicamente para la conexión en serie de los módulos fotovoltaicos, se exige la conexión de un diodo de bloqueo para evitar la aparición de puntos calientes, como se muestra en la figura 13.

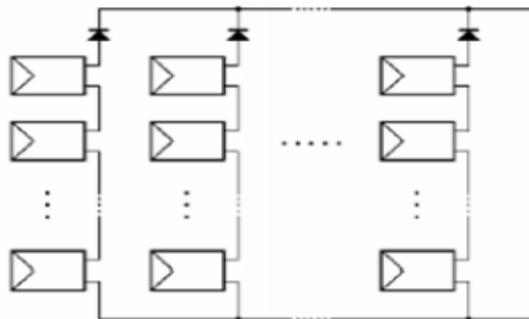


Figura 13. Conexión interna de un generador fotovoltaico.[3]



Figura 14. Configuración técnica de un generador fotovoltaico. [3]

Dicho generador es el encargado de transformar la radiación solar en energía eléctrica de corriente continua y 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 (definidas por un espectro solar AM 1,5, radiación perpendicular incidente en el módulo de 1000 W/m² y temperatura equivalente de célula de 25°C), y por un conjunto de fenómenos, vinculados con las condiciones de operación, fundamentalmente [3]:

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

Inversor

El inversor o convertidor de un SFVCR tiene como misión principal, la conversión de corriente continua (CD) en corriente alterna (CA) en sincronización con la red eléctrica. Incorpora además, algunas funciones de control que influyen notablemente en el funcionamiento del sistema fotovoltaico como son:

- Seguimiento del punto de máxima potencia, optimizando el grado de aprovechamiento del generador fotovoltaico.
- Conexión o desconexión de la red en función de las condiciones de ésta y de la radiación incidente sobre el generador.
- Detección de pérdidas de aislamiento y medida de energía.

Los inversores vienen caracterizados principalmente por la tensión de entrada, que se debe adaptar al generador, la potencia máxima que puede proporcionar y la eficiencia. Esta última se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la utilización (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 tabla 2.

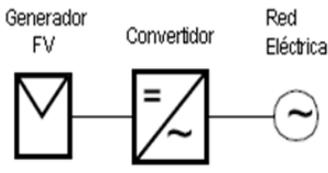
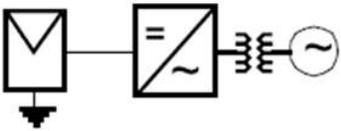
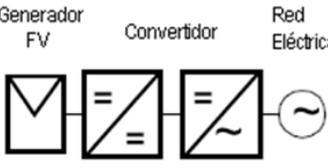
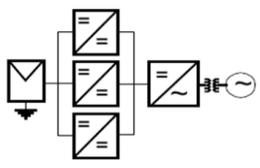
Tipología	Esquema	Características
Convertidor de simple estadio	 <p>Generador FV Convertidor Red Eléctrica</p> <p>Sin aislamiento</p>	En un solo estado de procesamiento se manejan todas las tareas, tales como el Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (SPMP) y el control de la corriente de la red.
	 <p>Con aislamiento</p>	
Convertidores de múltiple estadio	 <p>Generador FV Convertidor Red Eléctrica</p> <p>Convertidor dual sin aislamiento</p>	Un convertidor CD-CD ejecuta el SPMP y el inversor es responsable del control de la corriente en la red.
	 <p>Convertidor múltiple estadio con aislamiento</p>	Son utilizados varios convertidores CD-CD, los cuales son responsables del SPMP, y sólo uno controla la corriente por la red.

Tabla 2. Tipologías de sistemas monofásicos de procesamiento de energía.[3]

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 $\leq 2\%$. [3]

También suele 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 CD-CA puede ser mediante transformadores de baja frecuencia (BF) o

mediante transformadores de alta frecuencia (AF) e influye en su rendimiento, su peso y su facilidad de instalación.[3]

En nuestro país los convertidores o inversores que se han utilizado en las instalaciones de sistemas fotovoltaicos a la red son, en su mayoría, de la compañía alemana SMA. En la tabla 3 se muestran los datos técnicos de un modelo de estos inversores.

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 %

Tabla 3. Datos técnicos del inversor de la compañía alemana SMA.[4]

1.6 Ventajas y desventajas de la Energía Solar Fotovoltaica.

Los sistemas fotovoltaicos han demostrado su capacidad para proveer energía eléctrica a sitios aislados de la red convencional. Sin embargo, la tecnología fotovoltaica no es siempre la solución más adecuada a todos los problemas de electrificación rural de nuestros países. Dependiendo de los casos en particular, la extensión de la red convencional, el empleo de aerogeneradores o el uso de pequeñas centrales hidroeléctricas, pueden ser alternativas válidas. Como regla general, antes de comprar cualquier equipo se debe evaluar detenidamente si éste es la mejor

opción o no a un caso particular. Incluso, aún cuando ya se haya decidido utilizar la opción fotovoltaica, el tipo de sistemas que se instalará (CD, CA o centralizado) es una decisión muy importante que se debe tomar a partir de las necesidades energéticas actuales y futuras y de la disponibilidad económica. A continuación se mencionan las ventajas y desventajas de la energía solar fotovoltaica.

1.6.1 Ventajas

- ❖ Permite soluciones modulares y autónomas.
- ❖ Limpia, renovable, silenciosa.
- ❖ La operación de los sistemas fotovoltaicos es amigable con el medio ambiente.
- ❖ Los sistemas tienen una vida útil larga (más de 20 años).
- ❖ El mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos es sencillo y tiene costos muy bajos.
- ❖ Retribuida económicamente por la producción para venta a red, o por el ahorro de los combustibles fósiles.
- ❖ La tecnología de equipos y sistemas fotovoltaicos ha alcanzado un grado de madurez y precios que posibilita su utilización para resolver confiablemente los problemas energéticos de países en desarrollo.
- ❖ La instalación de los sistemas fotovoltaicos individuales es simple, rápida y sólo requiere de herramientas y equipos de medición básicos.

1.6.2 Desventajas

- ❖ La disponibilidad de energía es variable y depende de las condiciones atmosféricas.
- ❖ Gran inversión inicial.
- ❖ Su almacenamiento requiere de gastos adicionales, por regla general muy altos.
- ❖ Proceso de fabricación de módulos complejo.
- ❖ Producción variable según climatología y época del año

1.7 Panorama mundial de la conexión a la red

La energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento exponencial en los últimos años, impulsada por la necesidad de asumir los retos que en materia de generación de energía se presentan.

Este crecimiento se ha producido gracias a los mecanismos de fomento de algunos países tales como España que han propiciado un gran incremento de la capacidad global de fabricación, distribución e instalación de esta tecnología.

A finales de 2010, la potencia acumulada en el mundo era de aproximadamente 40,000 MWp según datos de la European Photovoltaic Industry Association (EPIA), de los cuales cerca de 29,000 MWp, un 72%, se localiza en la Unión Europea. Para los próximos años se espera que el continuo crecimiento de la última década a nivel mundial se mantenga. Las tres áreas de mayor interés en el mundo, según la potencia acumulada, son Europa (destacando Alemania y España, con más de un 52% del total mundial), Japón y EE.UU. Japón con cerca de 3,622 MW acumulados y EE.UU. con aproximadamente 2,727 MW representan el 9% y el 6,80% respectivamente de la potencia total.

En la figura 15 se representa el comportamiento histórico de la potencia acumulada a nivel mundial en los últimos años, apreciándose su crecimiento exponencial. A corto plazo es previsible que esta distribución del mercado se mantenga, si bien hay países que empiezan a despuntar, lo cual hace suponer también que en el futuro el peso relativo de los países con más potencia no será tan preponderante como en la actualidad. Así países como Italia, que se convierte en el año 2009 en el segundo mercado mundial, con 711 MW instalados, y en el año 2010 se estiman unos 2,321 MW más.

En Europa la República Checa que instaló en 2009 411 MW y en 2010 aproximadamente unos 1,490 MW, y Bélgica 210 MW en 2010. Japón y Estados Unidos siguen manteniéndose en sus posiciones con 990 MW y 980 MW instalados respectivamente.

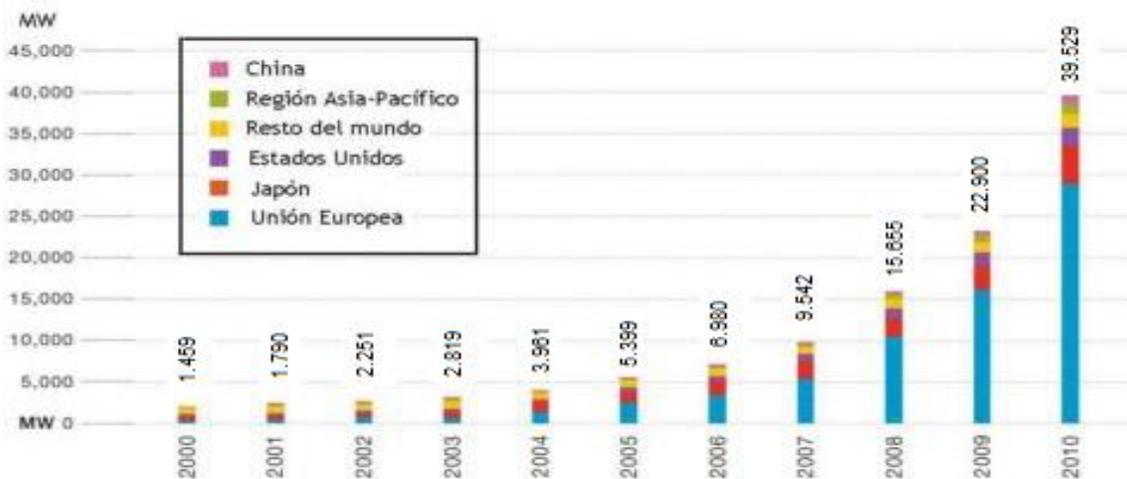


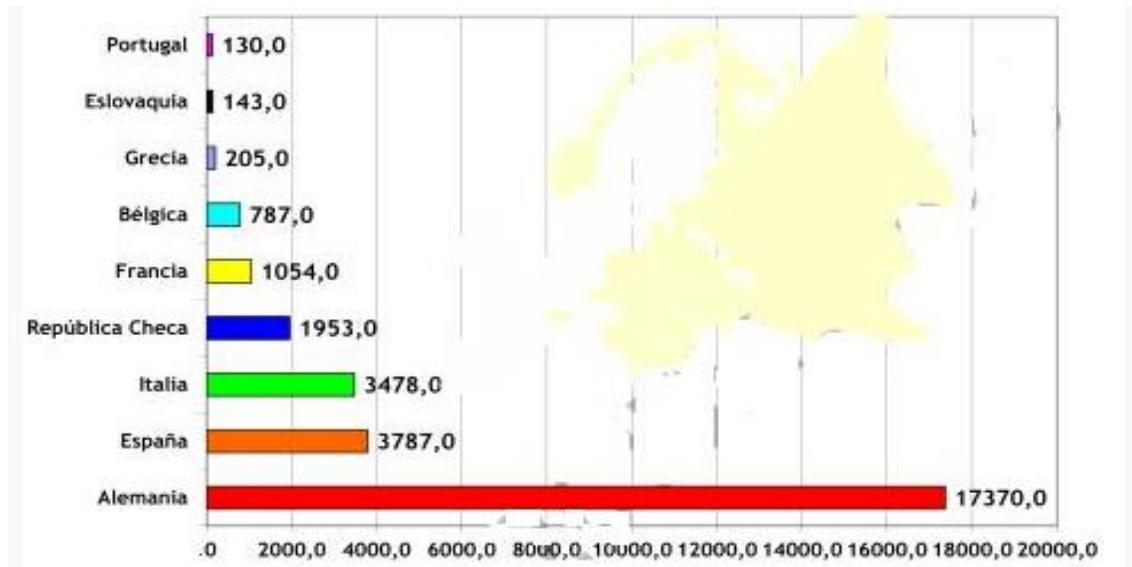
Figura 15. Potencia acumulada en el mundo hasta el 2010.[13]

Los datos más relevantes de la industria solar fotovoltaica en el mundo son:

- Los países principales por potencia instalada en 2010, por orden, fueron: Alemania (7,408 MW), Italia (2,321 MW), República Checa (1,490 MW) Japón (990 MW) y EE.UU. (980 MW).
- La potencia mundial instalada en el año 2010 fue de 16,600 MW, lo que supuso un incremento del 72% de la potencia mundial acumulada con respecto al año 2009.
- El 79% de la potencia mundial instalada en 2010 fue en la Unión Europea, con más de 13,240 MW. Dentro de la Unión Europea el mercado alemán fue claramente el preponderante representando el 59% de todo el mercado europeo.
- Japón ha instalado 990 MW en 2010 llegando a una potencia total instalada de 3,6 GW.
- EE.UU. instaló en 2010 980 MW en 2010, alcanzando aproximadamente los 2,7 GW.
- Italia con una potencia total acumulada de 3,4 GW se convierte en el segundo mercado mundial en el año 2009 y 2010, habiendo instalado 711 MW y 2,321 MW respectivamente.[13]

1.7.1 Situación actual en la Unión Europea.

En Europa, según datos de EurObserv'ER, la potencia instalada ascendía a finales de 2010 a 29,327 MWp, repartidos entre 29,173 MWp de instalaciones conectadas a red y 154 MWp de instalaciones aisladas de la red eléctrica. En la figura 16 se muestra las potencias acumulada en 2010 en los principales países de la Unión Europea.



Figuran 16.Potencia acumulada en Europa al cierre del 2010.[13]

Alemania es el país de la Unión Europea con mayor potencia fotovoltaica acumulada, con 17.370 MW instalados en 2010. Domina claramente el mercado europeo, representando el 59 % de éste. España, con 3,787 MW acumulados, es el segundo país por potencia acumulada en 2010.

En el año 2008 España fue el primer país por potencia instalada, con 2,705 MW, frente a los 1,809 MW de Alemania, que fue el segundo país del mundo. La potencia instalada en España en 2009 no obtuvo un incremento tan fuerte como en el año anterior debido al cambio de regulación del sector. El cierre de 2010 muestra un incremento con respecto a 2009.

Entre el resto de países destacan Italia, República Checa, Bélgica y Francia, que estudian políticas de desarrollo a semejanza de Alemania y España. Es de destacar en este sentido al gobierno italiano, que mediante la aprobación del Nuevo Conto fija una prima fija adicional al precio de mercado de la energía.

Esta prima varía según el nivel de integración de la instalación y es válida durante los 20 primeros años de explotación. El crecimiento del sector fotovoltaico en Italia, por tanto, se asienta bajo las premisas de incentivos y la simplificación de los trámites administrativos.

Italia, con estas políticas, ha alcanzado unos 711 MW instalados en el año 2009 y un total acumulado en el año 2010 de 3,478 MW.[13]

1.8 Situación en América Latina.

Los países con más radiación solar promedio anual son México, Brasil, Chile y Perú, pero también en el resto de la región, salvo las zonas más meridionales, puede aprovecharse la energía del sol, tanto en forma de módulos de techo como de grandes plantas solares, estas últimas serían ubicadas en los desiertos cerca de la costa del Pacífico y en el nordeste de Brasil.[10]

1.8.1 Brasil

Si bien Brasil ha apostado hasta ahora por otras formas de energías regenerativas, la realización de varios proyectos permite augurar una revitalización del mercado. La empresa Solaria Brasil está trabajando en la construcción de una central fotovoltaica de 3 megawatts pico en el estado de Minas Gerais. La empresa ha puesto la mirada ahora también en la región, observando con interés los mercados de Chile, Perú y Argentina. Más allá de las fronteras europeas y americanas piensa en Israel y Japón. También el mercado solar térmico brasileño ha comenzado a moverse. El gobierno se ha fijado como meta la puesta en funcionamiento de un total de 400,000 pequeñas instalaciones para el calentamiento de agua en el marco del programa de viviendas sociales “Mi casa, mi vida”, que prevé la construcción de dos millones de viviendas en los próximos años. El país está estudiando también la creación de mecanismos de fomento de la energía fotovoltaica. [14]

1.8.2 México

El mercado solar mexicano se ha desarrollado hasta ahora sobre todo en forma de instalaciones no conectadas a red para la electrificación rural y equipos solar térmicos para la generación de agua caliente, por ejemplo en el marco del programa de construcción de viviendas sociales Infonavit.

Pero como el país posee un rico potencial también para grandes plantas fotovoltaicas, comienza a orientarse asimismo en ese sentido. En el 2013 se planeaban inaugurar la primera planta solar térmica en Sonora, el proyecto Agua Prieta II. Su construcción estaría a cargo de empresas privadas siguiendo el modelo de cooperación público-privada. Suponía una inversión de 252 millones de dólares y tendría una capacidad de 650 megawatts. [14]

1.8.3 Chile

En Chile, la técnica fotovoltaica fue introducida ya en los años 90 en el marco de programas de electrificación rural. En el área de la generación eléctrica a gran escala se han creado en los últimos años nuevas condiciones marcos legales y económicos para su desarrollo. El norte de Chile es la región con la mayor radiación solar del mundo. El proyecto actual más interesante es Calama Solar 3, una cooperación entre la empresa Solarpack y el productor estatal de cobre CODELCO. Se espera que la instalación produzca, debido a la alta radiación solar, en total 2,69 gigawatts anuales. La planta no cuenta con subvenciones oficiales y el objetivo es que genere electricidad para la producción de cobre, que consume mucha energía. Cerca de la ciudad de Vicuña, en el norte del país, la empresa alemana Juwi construye junto con la chilena Kaltemp una central fotovoltaica de unos 5.000 módulos fotovoltaicos policristalinos con una potencia de 1.200 kilowatts. La instalación, en unos hectáreas de superficie, proporcionará energía "limpia" para la irrigación de una cercana plantación de clementinas y avocados. [14]

1.8.4 Perú.

En el Perú, la empresa San José Constructora ha comenzado el desarrollo de un parque fotovoltaico de 20 MW en el Alto de la Alianza, región de Tacna, que será el primero en el país con entrega a red. Está planeado que la planta comience a generar energía produciendo 45 GW/año, gracias a su excelente ubicación en una zona de intensa radiación solar. Sus 80,000 paneles solares fotovoltaicos generan una potencia de 22 megawatts pico. La superficie construida del proyecto superará los 60,000 metros cuadrados. El proyecto incluye la construcción de 10 kilómetros de caminos. [14]

1.9 Situación actual 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. En la figura 17 se puede ver la productividad solar para el territorio de Cuba.

Radiación solar en el plano inclinado (Datos del SWERA)

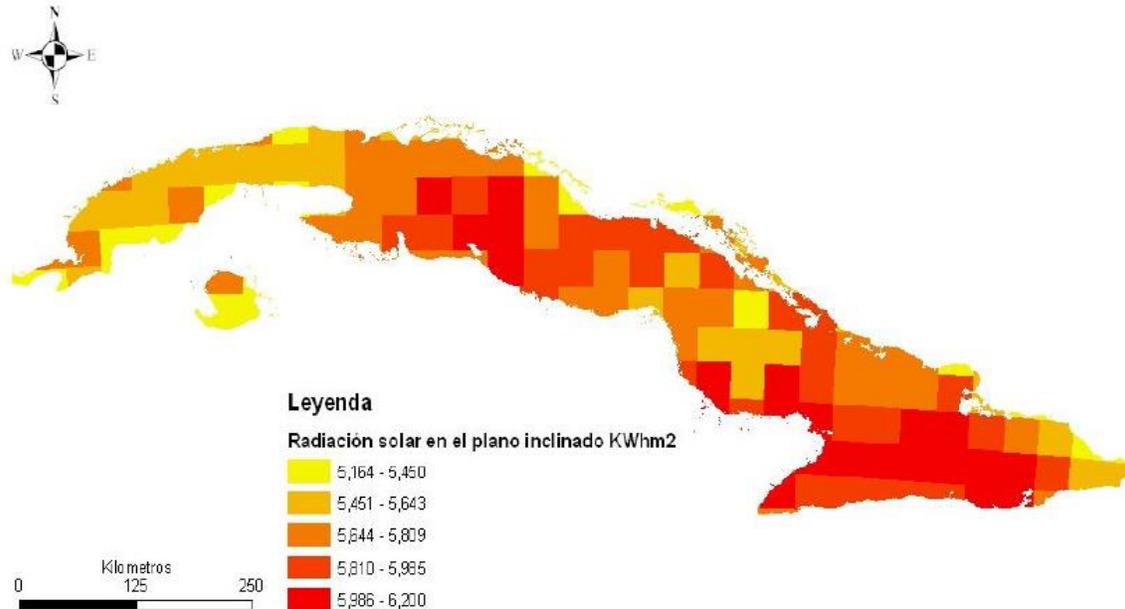


Figura 17. Productividad solar para el territorio de Cuba. [15]

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.[15]

En Cuba se comienza con el uso de los SFDCR 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 en el inversor y la obtención de datos fue muy discontinua, por lo que no permitió seguir un estudio confiable hasta su restauración, no obstante fue la primera experiencia en la utilización de la inyección a la red eléctrica en Cuba.[10]

En el año 2008 el Centro de Estudio Solar, Bartolomé Masó, instala un sistema fotovoltaico de conexión a la 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 3 202 kWh y el centro consumió, en ese mismo período, 3 178,5 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, como se muestra en la figura 18.

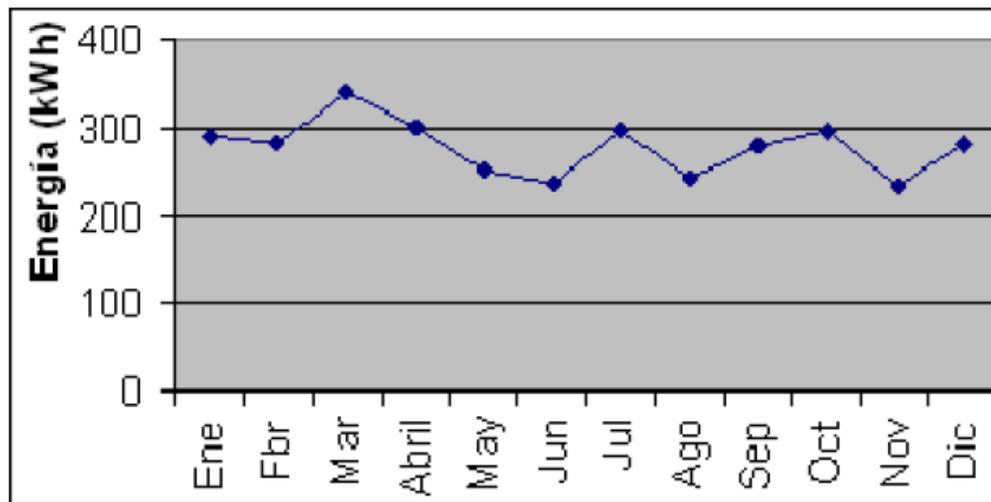


Figura 18. Generación anual del SFVCR de Bartolomé Maso. [10]

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. [10]

En Cuba en el año 2011 se instaló otro sistema fotovoltaico conectado a la 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 un valor de 6 000 Wp, esta potencia es manejada de forma inteligente para su introducción a la red eléctrica por dos inversores de 3 300 W, de la marca SunnyBoy (SB3300) de tecnología alemana SMA [10]. También en el año 2012 en Santiago de Cuba se instaló un sistema solar fotovoltaico de 7,5 kWp de potencia instalada, acaba como una fase superior en el empleo de las fuentes renovables de energía, y fruto de más de veinticinco años de empeños del Centro de Investigaciones de Energía Solar (CIES), con sede en esta ciudad.

El sistema está conformado por un módulo de 30 paneles solares de 250 Wp cada uno, conectados en serie a tres inversores, que transforman la corriente directa en corriente alterna para producir, según se prevé, unos 6,9 kWh al día. El sistema cuenta con un acoplamiento trifásico con la red eléctrica. La entrada al Sistema de la instalación, que a partir de lo modelado teóricamente podría llegar a entregar a la red unos 11,4 MWh al año, reduciendo el consumo de energía eléctrica del CIES y les permitirá aportar a la red en momentos de baja demanda de la institución científica [11]. A partir de todas las experiencias obtenidas con estos sistemas de estudio y como parte de las nuevas directivas propuestas por el país, 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 4 que aparece a continuación se muestra cómo será el incremento hasta el año 2020 en Cuba.

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

Tabla 4. Planificación de la instalación de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red en Cuba durante los próximos años. [10]

Capítulo 2. Evaluación de los niveles de penetración fotovoltaica.

2.1 Introducción

La contribución a una red en porcentaje de generación eléctrica fotovoltaica con respecto a la total entre todas las fuentes de energía eléctrica, tiene un límite debido fundamentalmente a su dependencia climatológica y a que solo genera durante el día. De ahí que pueda definirse un nivel máximo de penetración de la energía fotovoltaica en términos de potencia y de energía eléctrica.

La penetración fotovoltaica constituye uno de los retos de más importancia a la hora de analizar un SFV conectado a la red eléctrica. Estos sistemas han demostrado no ser muy despachables debido a que la radiación solar suele comportarse de forma muy intermitente en determinadas épocas del año, en lo que tiene una influencia determinante como se decía las características del clima y el componente ambiental. Esta particularidad puede repercutir desfavorablemente en la calidad del servicio vinculado a la red.

En la actualidad se pueden tomar muchas medidas para aumentar la penetración FV, y dependen de muchos factores y es seguro que con el progreso científico tecnológico el porcentaje de la penetración aumentará sensiblemente. El concepto de penetración debe tener en consideración no sólo el por ciento que pueda representar la tecnología dentro del sistema, sino debe considerar también las características propias de la tecnología al considerar cuanta carga puede cubrir en un momento dado de forma estable, confiable y con calidad.

2.2 Penetración fotovoltaica

De manera resumida, la penetración por generación eléctrica de una tecnología en un sistema eléctrico cualquiera puede definirse sobre la base de tres conceptos fundamentales:

- Penetración por capacidad instalada.
- Penetración por potencia.
- Penetración por energía.

2.2.1 Penetración por capacidad instalada.

Expresa la penetración de manera global, considerando todo el sistema eléctrico, sin tener en cuenta los posibles impactos que de forma local puede tener la introducción de la tecnología de generación en los puntos donde estos se conectan. [16]

La expresión utilizada para su análisis es la siguiente:

$$PCI = \frac{\textit{Capacidad total de generación}}{\textit{Capacidad total del sistema eléctrico}}$$

2.2.2 Penetración por potencia.

Ofrece una información más detallada sobre el papel que juega la tecnología en cada instante (variación horario) en la curva de cubrimiento de la demanda. Permite un pre-despacho de este tipo de tecnología, a partir de un pronóstico del clima.[16]

La expresión utilizada para su análisis es la siguiente:

$$PP = \frac{\textit{Potencia entregada por generación en el tiempo } t}{\textit{Demanda total del sistema en el mismo tiempo } t}$$

2.2.3 Penetración por energía.

No permite realmente conocer el aporte que tiene la tecnología al sistema desde el punto de vista de su operación, primero porque actúa como un parámetro postmortem (después de consumida la potencia entregada), y en segundo lugar, porque no es capaz de ofrecer cual es el cubrimiento real de la demanda que tiene el sistema a partir del uso de la misma.[16]

La expresión utilizada para su análisis es la siguiente:

$$PE = \frac{\textit{Energía eléctrica entregada vía generación en un año}}{\textit{Energía total consumida por el sistema ese mismo año.}}$$

Si se parte de que la penetración de cualquier tecnología de generación de electricidad debe considerar cuanta carga (demanda) puede cubrir en un momento dado de forma estable, confiable y con calidad, ya que la operación del sistema dependerá de ello, es obvio que el

concepto de Penetración de Potencia es el más cercano a lo que se considera como fundamental para la operación del sistema.

Este propio concepto presenta limitaciones en su definición para el uso que se pretende, ya que no considera las características propias del punto de conexión del sistema eléctrico, ya que la presencia de una fuente de generación puede alterar algunos de los parámetros de control y operación del sistema, así como las transferencias por las líneas a los diferentes niveles.[16]

2.3 Descripción y análisis de la microrred Naranjito como red convencional y con la incorporación del SFV.

La microrred Naranjito, ver anexos cuenta con 261 nodos, 260 líneas y 156 cargas. Para realizar un estudio profundo de dicha microrred se utilizó el software Radial 7.7. Dicha herramienta es un sistema amistoso concebido para realizar prácticamente todos los estudios relacionados con las redes radiales de distribución. Está programado sobre Delphi 5 usando técnicas de programación orientada a objetos y requiere de configuraciones mínimas, prácticamente disponibles en cualquier PC, para su ejecución. En la figura 19 se muestra la interfaz de dicha herramienta.

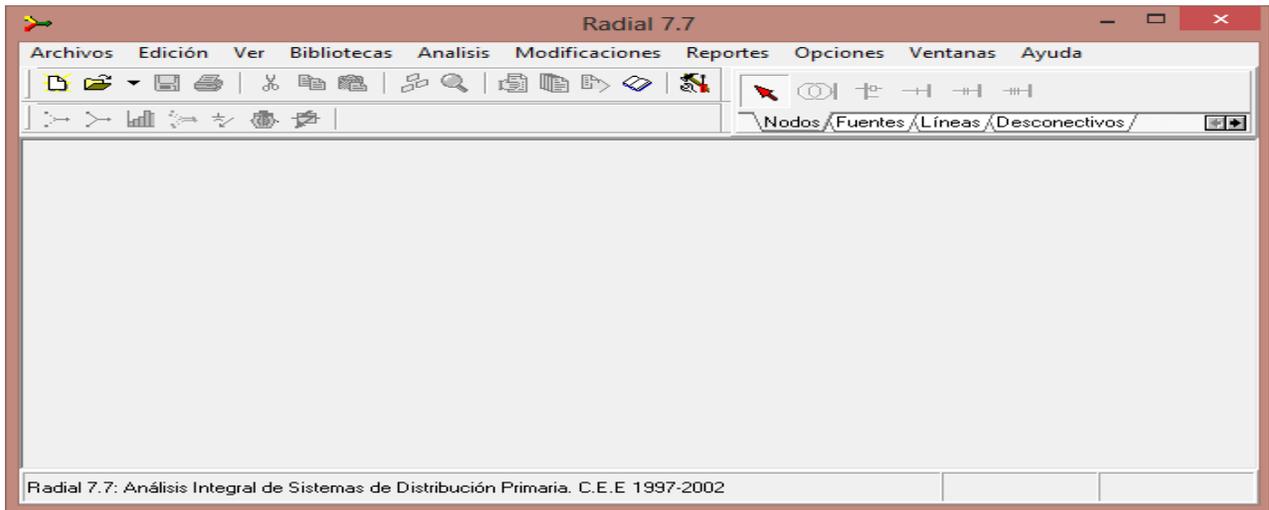


Figura 19. Interfaz de la ventana principal del trabajo del Radial.

La información requerida para el uso del Radial se divide en dos grandes grupos fundamentales la general y la particular. La general es ofrecida por el Radial por "default" y puede modificarse de acuerdo a los datos más convenientes de los que disponga el usuario y la particular que se vincula con los circuitos que se quieren analizar. Esta última se introduce a través de ventanas sobre el diagrama monolineal del circuito, el que se edita de una forma simple, ágil y de fácil manipulación.

En el Radial se pueden analizar cómodamente los flujos de carga los cuales brindan información sobre los principales parámetros del sistema, dígase potencia, pérdidas, tensión etc. Para realizar dichos análisis la herramienta soporta variados modelos de componentes estáticos y dinámicos como son: las barras, las líneas de transmisión, los transformadores, los fusibles, los relés, los restauradores, los seccionadores, entre otros.

Los principales elementos utilizados para el diseño de la red convencional y con el sistema fotovoltaico conectado son transformador, líneas de transmisión, barras, fusibles, cargas, banco de capacitores. Con la utilización de estos modelos se construye la red convencional o la microrred Naranjito, ver anexos.

Una vez conformado el monolineal se realiza la primera corrida del flujo de carga en esta ocasión se ejecuta para ver las particularidades de la red y cómo se comporta la misma antes de instalar el SFV. El objetivo de este flujo está en tener conocimiento de las 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 5 se muestran los resultados obtenidos en valores absolutos del circuito. El flujo de carga se corrió para 9 horas de análisis para lo cual el Radial utilizó solo tres iteraciones.

Concepto	Valor	Unidad
Potencia activa de las cargas	4761	kW
Potencia reactiva de las cargas	1830	kvar
Pérd.totales de potencia activa	138	kW
% de pérdidas de potencia	2,89	%

Tabla 5. Resultados del flujo de carga sin el SFV conectado.

En la tabla 6 se muestran las tensiones en los nodos de los diferentes puntos de conexión que serán analizados. Dichos nodos fueron escogidos atendiendo a su distancia con respecto a la generación, es decir se fueron seleccionando de forma tal que se fueran alejando poco a poco de la misma, para así evaluar el comportamiento de las pérdidas y la tensión en diferentes puntos del sistema.

Nodo	Tensión (kV)
BB2056	7,9267
BB2076	7,8251
BB2091	7,8008
R-734-A	7,7894

Tabla 6. Tensiones en los nodos correspondientes a cada punto analizado sin el SFV conectado.

Luego de correr el flujo para el sistema convencional y de haber tomado sus principales datos se procede a analizar el comportamiento del mismo al conectar un SFV para ver su impacto o influencia sobre la red y que penetración de la energía solar fotovoltaica puede haber. Como no se conoce el punto de conexión común en este trabajo se decidió la conexión del SFV en cuatro cargas diferentes LD2, LD37, LD67 y LD135 de tipo industrial seleccionados como posibles PCC. Estos cuatro puntos son analizados por separado conectando el SFV en cada uno de ellos para las capacidades de 100 kW, 250 kW, 500kW y 750 kW. Las corridas de los flujos de carga se realizan para factores de potencia 0,9 capacitivo, 0,9 inductivo y 1. Para calcular la potencia reactiva de las capacidades instaladas se utilizó el triángulo de potencia. En cada caso se hicieron los cálculos según el factor de potencia (fp) para instalar el SFV es decir para capacitivo se le sumó la potencia reactiva del parque a la de la carga, para inductivo se le restó a la carga la potencia del parque y para $fp=1$ se dejaron las condiciones intactas. En cuanto a la potencia activa en todos los casos se restó la de la carga menos la del SFV. Los resultados obtenidos para cada caso se encuentran recogidos en tablas ver anexos.

A continuación de forma general se comentan utilizando algunos puntos de conexión los resultados obtenidos.

En la figura 20 se muestra el comportamiento de las pérdidas de potencia en dependencia de la capacidad instalada, el caso 0 corresponde al sistema convencional. Para realizar dicho análisis se escogió una de las variantes de PCC en estudio LD37, ubicado en el nodo BB2076 trabajando a factor de potencia 1. Se puede notar que las pérdidas son dependientes de un aumento o un decremento de la capacidad instalada, pero evidentemente se pueden obtener resultados desfavorables a partir de un valor de incremento de la potencia del SFV. De ahí queda demostrado que no siempre buscar las mayores capacidades resulte conveniente.

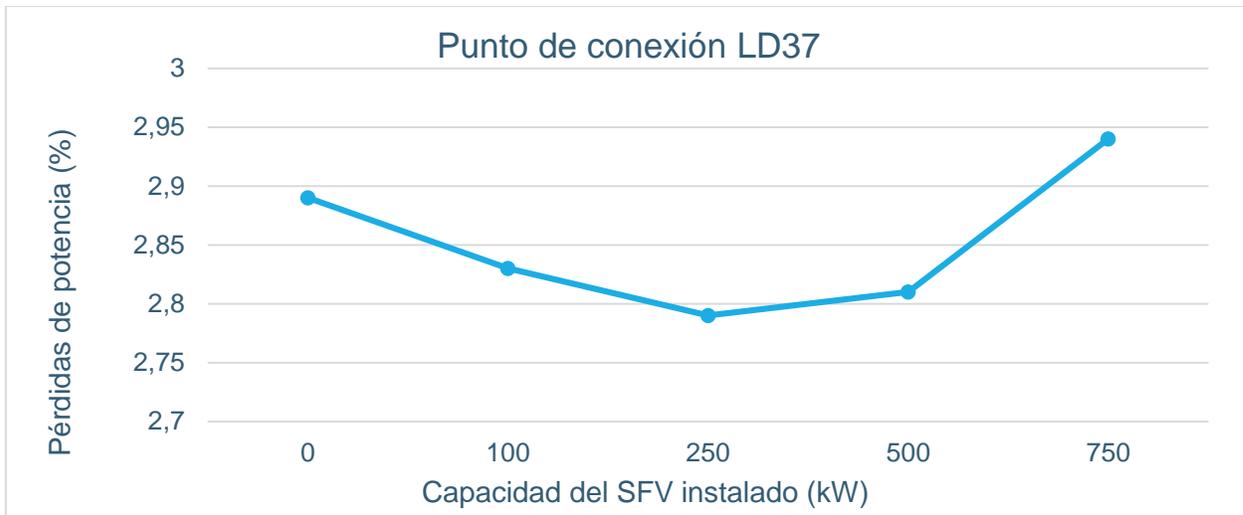


Figura 20. Comportamiento de las pérdidas en dependencia capacidad del SFV instalada.

En la tabla 7 se ha resumido el comportamiento de las pérdidas según el factor de potencia de la variante LD37 para una capacidad instalada del SFV de 250 kW. Se puede ver como al cambiar el factor de potencia hay una variación en el porcentaje de pérdidas de potencia siendo los resultados más positivos para el trabajo a factor de potencia 0,9 inductivo con un 2,77 %.

Capacidad	Concepto	fp=0.9 cap.	fp=0.9 ind	fp=1
250 kW	Pérdidas totales de potencia activa	135 kW	132 kW	133 kW
	% de pérdidas de potencia	2,83 %	2,77 %	2,79 %

Tabla 7. Por ciento de pérdidas vs factor de potencia. [Elaboración propia]

En la tabla 8 se pueden observar los resultados obtenidos en cuanto a pérdidas de potencia para los PCC estudiados con una capacidad de 250 kW trabajando a factor de potencia 0,9 inductivo.

Capacidad	PCC	% de pérdidas de potencia a fp=0.9 inductivo
250 kW	LD2	2,94 %
	LD37	2,77 %
	LD67	3,04 %
	LD135	2,79 %

Tabla 8. Variación de las pérdidas a factor de potencia 0,9 inductivo. [Elaboración propia]

Por otra parte en la figura 21 se muestra cómo influye notablemente el aumento de la capacidad instalada respecto a la tensión. A medida que se incrementa la tensión del SFV la tendencia de la tensión es a aumentar, aunque los valores no son significativos. Nuevamente se volvió a

escoger como punto de referencia la variante LD37 trabajando a factor de potencia 0.9 inductivo para el análisis. El caso 0 corresponde a la red convencional.

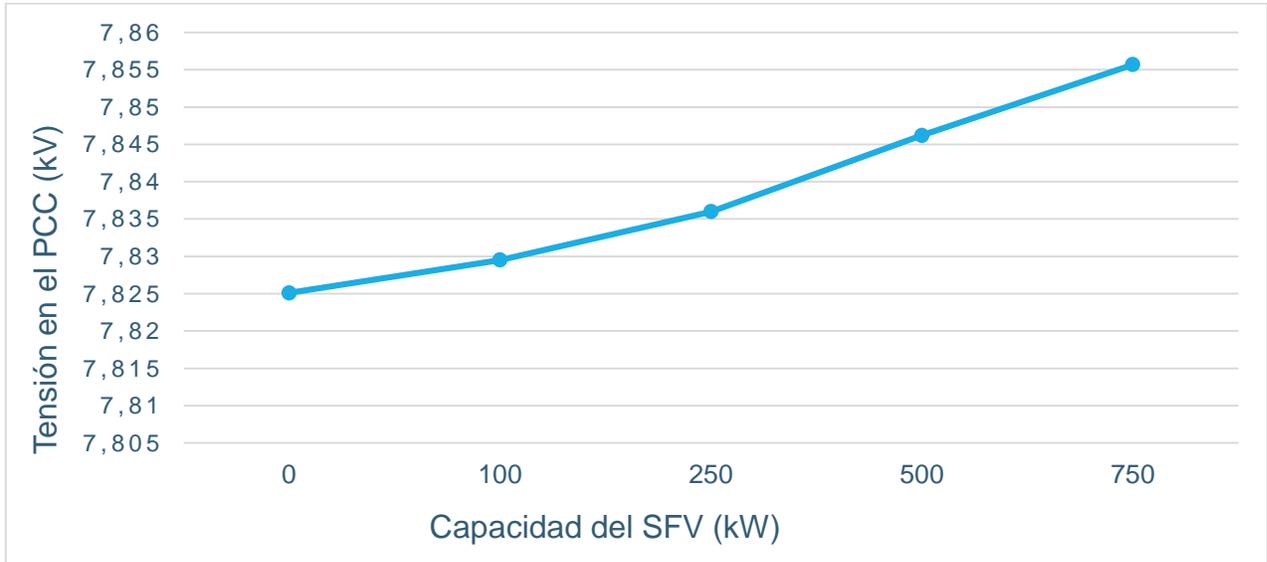


Figura 21. Comportamiento de la tensión según la capacidad instalada.

En este epígrafe se ha hecho un análisis general del comportamiento de la red convencional con la incorporación del SFV. Los datos de las corridas de los flujos de carga para cada variante se encuentran resumidos en tablas, ver anexos.

2.4 Selección de las mejores variantes y definición del PCC.

En la tabla 9 se muestran las mejores variantes de los cuatro puntos de conexión LD2, LD37, LD67 y LD135. El verdadero PCC será el que presente las condiciones más favorables para la tensión y posea el mayor por ciento de reducción de pérdidas (% red ΔP) el cual se calcula mediante la fórmula 1.

PCC	Capacidad	Pérdidas totales de potencia (%)	Factor de potencia
LD2	100 kW	2,87	0,9 inductivo
LD37	250 kW	2,77	0,9 inductivo
LD67	100 kW	2,85	0,9 inductivo
LD135	750 kW	2,64	0,9 inductivo

Tabla 9. Mejores variantes de conexión.

$$\% Red \Delta P = \left(\frac{\% P \text{ sin SFV} - \% P \text{ con SFV}}{\% \Delta P \text{ sin SFV}} \right) \times 100 \quad (1)$$

Donde

%Red ΔP -Por ciento de reducción de pérdidas.

%P sin SFV-Por ciento de reducción de pérdidas sin SFV.

%P con SFV-Por ciento de reducción de pérdidas con SFV.

En la tabla 10 se muestran los resultados obtenidos al sustituir los valores y realizar las operaciones matemáticas correspondientes.

PCC	Capacidad	% de reducción de pérdidas (% Red ΔP)
LD2	100 kW	0,69
LD37	250 kW	4,1
LD67	100 kW	1.38
LD135	750 kW	8,65

Tabla 10. Porcentaje de reducción de pérdidas.

Una vez realizados los cálculos fue muy fácil llegar a decidir que la mejor variante según las pérdidas es LD135 cuyo nodo de conexión es R-734-A para una capacidad, de 750 kW y trabajando a factor de potencia 0,9 inductivo ya que resultó ser el PCC con el por ciento de reducción de pérdidas más alto siendo este de un 8,65 %. En la figura 22 se muestra el fragmento de la microrred Naranjito donde se encuentra ubicado dicho nodo.

En la tabla 11 se muestran las tensiones de los nodos de dichos PCC antes y después de conectar el SFV trabajando con los parámetros antes mencionados.

PCC	Tensión sin SFV (kV)	Tensión con SFV (kV)	Aumento (%)
LD2	7,9267	7,9293	0,03
LD37	7,8251	7,8360	0,14
LD67	7,8008	7,8066	0,074
LD135	7,7894	7,8485	0,76

Tabla 11. Tensiones en los puntos de conexión común.

Se logró el mayor aumento de la tensión en la variante LD135 con un 0,76 % pero a pesar de ello no es muy perceptible. Según el Despacho Nacional de Carga los límites permisibles en las variaciones de la tensión en por unidad son 0,93 para el mínimo y 1,1 para el máximo. Para la tensión nominal 7,96 kV se obtienen los límites 7,403 kV y 8,756 kV, mínimo y máximo respectivamente. Esto demuestra que la tensión de LD135 con el SFV conectado se mantiene dentro de lo especificado.

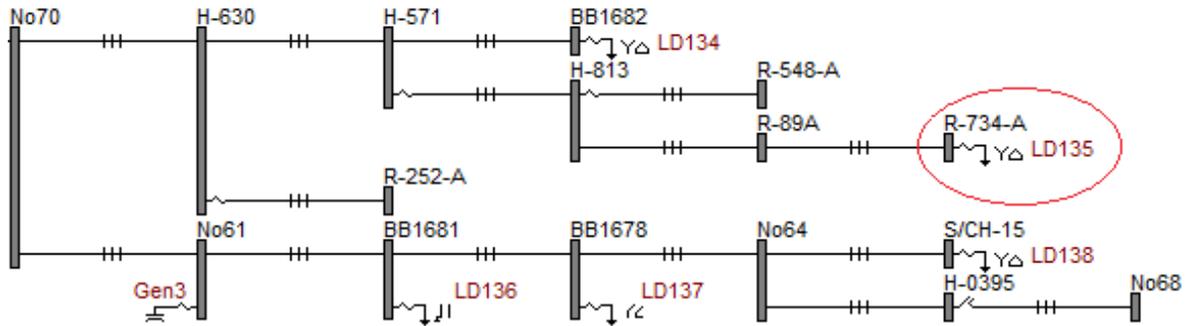


Figura 22.Ubicación del PCC LD135 dentro de la microrred Naranjito.

Para un mejor análisis de la tensión para este punto se hizo un perfil de tensión el cual se muestra en la figura 23.

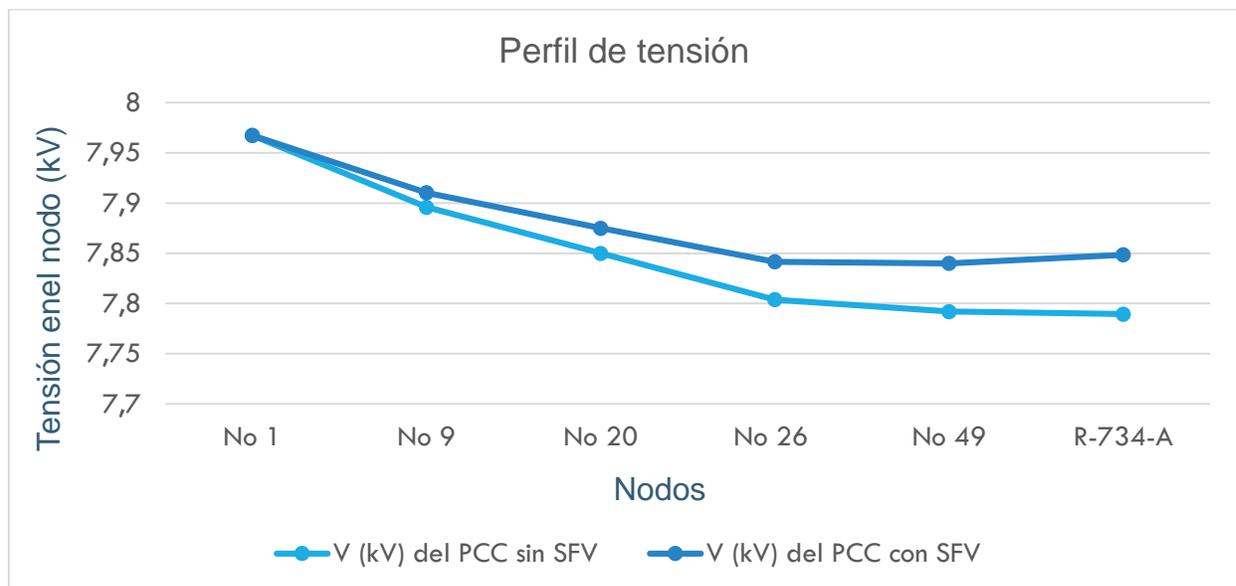


Figura 23.Perfil de tensión.

Se seleccionaron 6 nodos intermedios al azar de la microrred desde la generación hasta el PCC escogido cuyo nodo es R-734-A, ver anexos o figura 22. Se analizaron cada una de las tensiones en dichos nodos tanto para el sistema convencional como para la incorporación del SFV a la red. En la figura anterior se encuentran recogidas dichas tensiones y se puede observar como a lo largo de todo el sistema con la incorporación del SFV a la red la tensión aumenta mejorando las condiciones del circuito convencional. Viendo los elementos antes mencionados y luego de haber realizado todos estos análisis se decide escoger como PCC el nodo R-734-A correspondiente a la carga LD135, no obstante hay que seguir aumentando la capacidad instalada para evaluar si estos son los límites de penetración fotovoltaica para este punto o estos se pueden incrementar.

Para ello se incorporó un SFV de 1 MW en dicho punto con el objetivo de evaluar el comportamiento del mismo ante tal aumento de la capacidad. En la tabla 12 se muestran los resultados obtenidos luego de correr el flujo de cargas.

Capacidad	Concepto	fp=0,9 cap.	fp=0,9 ind	fp=1
1 MW	Pérd.totales de potencia activa	144 kW	131 kW	130 kW
	% de pérdidas de potencia	3 %	2.75 %	2.73 %
	Tensión en el nodo	7,7899 kV	7,8659 kV	7,8298 kV

Tabla 12. Resultados obtenidos en la instalación del SFV de 1 MW.

Como se puede observar ya para esta variante comienzan a aumentar las pérdidas por lo que queda definido como capacidad límite de penetración para la conexión de un SFV en este punto 750 kW a factor de potencia 0,9 inductivo.

2.5 Determinación de la potencia pico a instalar del SFV

La energía que puede aportar un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) depende principalmente de la potencia conectada (Wp) y de la radiación que recibe la superficie de los módulos, o sea, dos sistemas con la misma potencia instalada, pero ubicados en latitudes diferentes (por ejemplo, Cuba y Alemania), generan diferentes cantidades de energía.[17]

Ya con el PCC definido y la potencia del SFV se determinan los kilowatt pico (kWp) a instalar. A partir de estos se puede determinar teóricamente por así decirlo la energía que inyectará el sistema a la red durante un determinado período de tiempo en este caso de 1 año dependientemente de que dicha energía sea medida por el metro contador una vez entregada.

La potencia pico se calcula dividiendo los kilowatt generado por el SFV (750 kW) entre la eficiencia del mismo. Para realizar este cálculo se asumió una eficiencia de 0.85 % obteniéndose como resultado una potencia de 882 kWp.

2.6 Potencial solar de Naranjito.

Con el objetivo de obtener el potencial solar adecuado para la zona en estudio se acudió al Sistema de Información de las Fuentes Renovables de Energía (SIGFRE), creado por el CIPEL, el cual brinda la información de la radiación solar en cada espacio del país. Los datos ofrecidos por dicho sistema se encuentran en valores promedios. En la figura 24 se muestran los datos obtenidos del potencial solar mensual y el promedio anual para el caso estudiado.

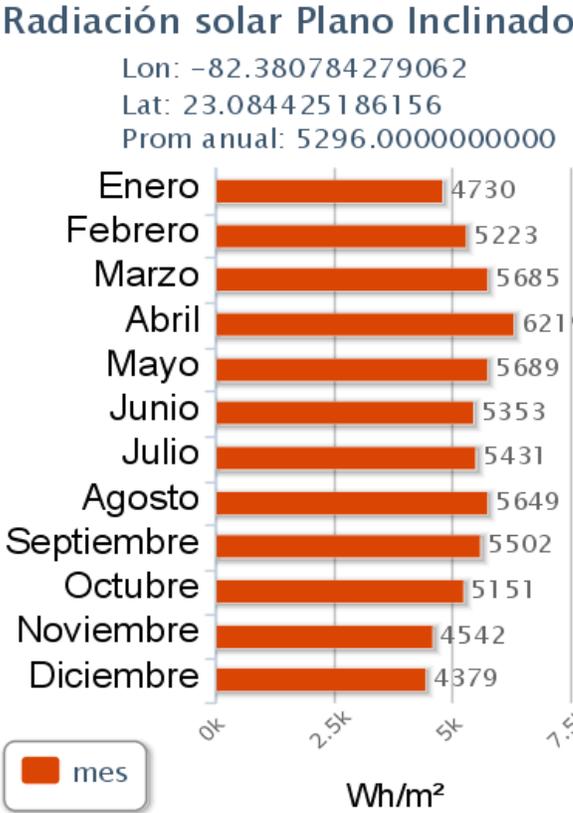


Figura 24. Potencial solar de Naranjito.

Como se puede observar en la figura anterior el potencial solar anual no es muy variable, siendo el mes de abril el de mayores resultados y diciembre el de los menores. Estas condiciones justifican la introducción del SFV en dicha región.

2.7 Productividad específica del SFDCR en la región donde se ubica.

Para hallar la productividad específica del SFV en la región donde este se ubica se hizo uso de los datos ofrecidos por el SIGFRE de potencial solar anual. Para ello se utilizó la fórmula 2

$$P_{ESP} = P_{SP} * A_C * E_{fce} * E_p * t \quad (2)$$

Donde:

P_{ESP} : productividad específica del SFDCR

P_{SP} : potencial solar promedio anual sobre plano inclinado. (5,296 kWh/ m² día)

A_C : área de captación (6,4 m²/kWp).

E_{fce} : eficiencia de conversión energética (14 %).

E_p : eficiencia promedio de los módulos en el ciclo de vida (85%).

t : tiempo de operación (365 días).

Al efectuar los cálculos, se obtuvo una productividad específica para el SFDCR de 1472 kWh.año/kWp, para la región donde este se encuentra ubicado.

Capítulo 3. Propuesta y estudio de prefactibilidad económica, social y medioambiental de los niveles de penetración obtenidos.

3.1 Introducción

Los estudios de prefactibilidad son emprendidos en el momento en que se seleccionan los elementos correspondientes a un determinado proyecto que representa posibilidades de desarrollo. Estos permiten reducir las situaciones desfavorables durante los estudios de factibilidad, impulsan el desarrollo de los proyectos atractivos y recomiendan el cese de la investigación en aquellos de los que se sospechan condiciones desfavorables. En el transcurso de los estudios de prefactibilidad es vital hacer un predimensionamiento de las obras del proyecto asumiendo características energéticas apropiadas así como también se requiere hacer una estimación de costos de las obras civiles y el equipo electromecánico.

Para realizar un análisis de prefactibilidad para la implantación de un determinado sistema fotovoltaico se debe en primer lugar determinar el tipo de sistema a instalar, las necesidades energéticas a satisfacer, el impacto socio-cultural y ambiental que pueda tener y garantizar un sistema lo más rentable posible. El SFV conectado a la red es el sistema con menores gastos ya que no es necesario costear elementos como banco de baterías, reguladores de carga y protecciones elementos que implican espacio, mantenimiento etc.

En nuestro país las actividades inversionistas se rigen por la Resolución 91/06 del Ministerio de Economía y Planificación de fecha 16 de marzo del 2006. El proceso de inversión estatal y privado se apoya en dicha resolución y realiza las operaciones con capital 100 % cubano. Este capítulo se desarrolla con el objetivo de ejecutar un estudio de prefactibilidad económica, social y ambiental de acuerdo a lo establecido en la resolución 91/06.[18]

3.2 Aspectos sobre el estudio de prefactibilidad.

El proceso de incorporación de un SFV a la red viene acompañado de una serie de etapas. Una de ellas es el proceso de **inversión**. Durante su organización deben de identificarse las necesidades existentes, obtener los datos del mercado, desarrollar y determinar la estrategia y los objetivos de la inversión y desarrollar la documentación técnica de ideas conceptuales y del

anteproyecto que se fundamenta mediante los estudios de prefactibilidad y factibilidad técnico-económica.

Inversión: es el gasto de recursos financieros, humanos y materiales con la finalidad de obtener ulteriores beneficios económicos y sociales a través de la explotación de nuevos activos fijos.[18]

Proceso Inversionista: Es un sistema dinámico que integra las actividades y/o servicios que realizan los diferentes sujetos que participan en el mismo, desde su concepción inicial hasta la puesta en explotación

La preinversión es el primer paso de la inversión. En esta fase se identifican las necesidades, se obtienen los datos del mercado ,se desarrollan y se determinan la estrategia y los objetivos de la inversión ,se desarrolla la documentación técnica de Ideas Conceptuales y Anteproyecto, la que fundamenta los estudios de prefactibilidad y factibilidad técnico-económica. La valoración de estos estudios permitirá decidir sobre la continuidad de la inversión y se selecciona el equipo que acometerá la inversión. [18]

Es decir, en esta fase se define el objetivo por el cual se introduce la tecnología en cuestión. Los SFV conectados a la red son utilizados para lograr un aporte de energía con fuentes renovables de energía para ahorrar la utilización de los combustibles fósiles en la generación.

De manera paralela, se comienzan a formular la inversión y la proyección de su posterior explotación, generación de alternativas y su selección mediante un proceso de evaluación. Esta fase comprende el conjunto de investigaciones, proyectos y estudios técnico-económicos, encaminados a fundamentar su necesidad y conveniencia, con un alto grado de certeza en su viabilidad y eficacia, en las etapas siguientes de su desarrollo.[17]

Los aspectos técnicos fundamentales que deben ser tratados por el inversionista en esta etapa son: la determinación de la macrolocalización lo que encierra la influencia de las condiciones climáticas, los lugares de la instalación del sistema, la inclinación de los paneles, el impacto ambiental etc.

3.2.1 Valor Actualizado Neto (VAN).

El VAN o Valor Actual Neto de los flujos, considera todos los ingresos y egresos del proyecto para un horizonte de tiempo determinado y los compara valorizándolos al momento cero o momento en que la decisión es tomada a través de una tasa de descuento apropiada para los flujos futuros, determinado por las posibilidades de utilización alternativa de los recursos de parte del

inversionista. Luego, a los flujos actualizados se les descuenta la inversión inicial llevada a momento cero a través de un calendario de inversiones. Así se obtiene el VAN del proyecto, tomándose como criterio de referencia que el proyecto es recomendable de aceptar cuando el VAN (Flujos actualizados menos Inversión Inicial) es positivo.[19] .Este mide en efectivo el grado de mayor riqueza que tendrá el inversionista en el futuro si solidifica el proyecto.

Significado del Valor Actualizado Neto

Cuando el

$VAN = 0$ → Significa que los flujos de efectivo, resultado del proyecto actualizados a una tasa determinada, son justamente suficientes para reembolsar el capital invertido

$VAN > 0$ → El proyecto genera más efectivo del que se necesita para reembolsar sus deudas y alcanzar una tasa de rendimiento.

$VAN < 0$ → El proyecto no es capaz de en el tiempo, lograr beneficios que suplan los costos de la inversión, por tanto no es eficiente.

3.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR) y período de recuperación.

La TIR o Tasa Interna de Retorno es la tasa de descuento que hace que el VAN del Proyecto se hace cero. Así, si la TIR es superior a la tasa de descuento, entonces, el VAN del Proyecto es positivo y es conveniente el proyecto. Se considera que una inversión es vista favorable desde el punto de vista económico cuando la TIR es mayor que la Tasa de descuento utilizada.[19]

3.3 Análisis de factibilidad económica

En Cuba no existe una legislación que ampare la venta de la energía eléctrica producida por terceros a la Unión Eléctrica (UNE). Por ello en este trabajo para obtener el valor de los ingresos se tendrá en cuenta el costo del combustible fósil ahorrado. Para dicho análisis se considerará que el SFV en cuestión sustituye el uso de fuel oil durante el pico de la mañana y la tarde al no poder trabajar de noche lo que hace un aproximado de 3 horas de trabajo, mientras que en el resto de sus horas de operación se considera que sustituye parte del combustible crudo cubano.

El primer paso sería calcular cuánto combustible ahorra el SFV de 882 kWp trabajando en el PCC seleccionado. Dicho ahorro se puede calcular mediante la fórmula 3 tomando como eficiencia promedio 210 g/kWh para las unidades consumidoras de fuel oil y una eficiencia promedio de 270 g/kWh para las consumidoras de crudo cubano según [21].

$$\text{Combustible ahorrado} = \frac{(E_{\text{GEN}} \cdot g_{\text{fuel}} + E_{\text{GEN}} \cdot g_{\text{crudo}})}{1000} \quad (3)$$

Donde:

E_{GEN} : es la energía generada en kWh por año.

g_{CRUDO} : es el consumo específico de combustible para la tecnología de crudo

g_{FUEL} : es el consumo específico de combustible para la tecnología de fuel oil

En el caso en estudio la energía generada por el SFDCR, durante un año se calcula utilizando la fórmula 4. Los valores de potencia pico entregada por el SFV y la productividad específica de la región donde se ubica el mismo fueron calculados en los epígrafes 2.6 y 2.7 respectivamente. Este valor de energía generada corresponde con igual valor a la generada por las unidades que utilizan tanto crudo como fuel oil.

$$E_{\text{GEN}} = P_{\text{SFV}} \times P_{\text{ESP}} \quad (4)$$

Donde:

E_{GEN} : es la energía generada en kWh por año.

P_{SFV} : es la potencia entregada por el SFDCR, en kWp.

P_{ESP} : es la productividad específica del SFDDCR.

Una vez efectuados los cálculos se obtuvo como resultado una energía generada de 1298304 kWh.año. Al sustituir este resultado y los consumos específicos en la fórmula 3 se puede obtener el ahorro de combustible para un año siguiente:

$$\text{Ahorro de combustible} = (1298304 \times 210 + 1298304 \times 270) / 1000$$

$$\text{Ahorro de combustible} = 623185 \text{ kg}$$

$$\text{Ahorro de combustible} = 623,185 \text{ ton}$$

Para llegar a calcular los ingresos hay que tener en cuenta según [21] los elementos siguientes:

- El precio de la tonelada de fuel oil es de 400,00 CUC.
- El precio de la tonelada de crudo es de 240,00 CUC.
- El tiempo de operación del SFV es de 9 horas diarias.
- La sustitución de las tecnologías de crudo y fuel oil, con respecto al consumo total es aproximadamente de un 70 % y 30 % respectivamente.

Luego de estas aclaraciones los ingresos se pueden calcular mediante la fórmula 5:

$$\text{Ingresos} = (\text{PP}_{\text{FUEL}} \times C_{\text{ah}} \times \% \text{SUST}_{\text{FUEL}}) + (\text{PP}_{\text{CRUDO}} \times C_{\text{ah}} \times \% \text{SUST}_{\text{CRUDO}}) \quad (5)$$

Donde:

PP_{FUE} : Precio del fuel oil.

C_{ah} : Combustible ahorrado.

$\% \text{SUST}_{\text{FUEL}}$: Porcentaje de sustitución de fuel oil.

PP_{CRUDO} : Precio del crudo

$\% \text{SUST}_{\text{CRUDO}}$: Porcentaje de sustitución del crudo.

Sustituyendo valores se obtiene que:

$$\text{Ingresos} = (400.00 \text{ CUC/ton} \times 623,185 \text{ ton} \times 0,30) + (240.00 \text{ CUC/ton} \times 623,185 \text{ ton} \times 0,70)$$

$$\text{Ingresos} = 74782,2 \text{ CUC} + 104695,08 \text{ CUC} = 179477,28 \text{ CUC}.$$

A continuación se especifican los costos asociados a la tecnología en cuestión y los principales indicadores para realizar el análisis de factibilidad. Los datos aquí recogidos fueron obtenidos de [22], durante el I Taller sobre Energía Fotovoltaica desarrollado en el Instituto de Reactivos y Materiales (IMRE) de la Universidad de la Habana (UH) en septiembre de 2011. En dicho evento se planteó que por cada kWp de fotovoltaica conectada a la red, se tienen los siguientes precios:

Para la inversión inicial:

- Asumir el costo de la tecnología en 1.282.60 CUC/kWp.
- Los trabajos de la instalación y montaje de la tecnología se han estimado en 226,00 CUC el kWp.
- Costo de mantenimiento: 941,44 CUC/kWp
- Costo de reemplazo: 45,47 CUC/kWp

El Período de Recuperación (PR) es aquel que se requiere para recuperar el valor invertido a partir del flujo de capital generado por la inversión.

Para calcular el Valor Actualizado Neto, la Tasa interna de Retorno y el Período de recuperación se utilizó la herramienta CE HOMER, desarrollada en Microsoft Access por los ingenieros Orestes Castillo Castillo y Fernando Morales Gallardo.

Luego de introducir los datos en la herramienta, en la figura 25 se muestra la interfaz del CE HOMER con los resultados obtenidos del VAN, TIR y el Período de recuperación correspondientes al análisis de factibilidad económica y en los anexos se muestran los principales resultados del análisis económico.



Figura 25. Resultados del análisis de factibilidad económica.

Como se puede observar el Valor Actualizado Neto posee un valor positivo por lo que el proyecto genera más efectivo del que se necesita para reembolsar sus deudas y alcanzar una tasa de rendimiento por lo que es recomendable aceptar el proyecto. Por otra parte la Tasa Interna de Retorno presenta un resultado favorable ya que se encuentra por encima de la Tasa de descuento y la inversión se recupera en un período de 9 años resultado muy favorable también.

3.4 Impacto Medioambiental

Impacto Ambiental: existe impacto ambiental cuando una acción o actividad provoca una alteración favorable o desfavorable, al medio ambiente o alguno de sus componentes. Esta acción puede provenir de un proyecto de obra, un programa, un plan, una ley o cualquier otra acción administrativa con implicancias ambientales.[20]

La idea de nuestro planeta como fuente inagotable de recursos se va diluyendo tras años de subestimarlos como ilimitados. Los países más industrializados, que son casi la tercera parte del mundo, aprovechan los recursos que generan las dos terceras partes restantes.

Especies animales y vegetales en extinción, crisis energética, degradación del medio urbano y sobre todo las acciones humanas, afectan de manera ostensible modificando los ecosistemas. El medio ambiente es el entorno vital en donde individuo y comunidad interactúan por medio de un conjunto de factores físicos, naturales, culturales, sociales y económicos.

Parte del problema radica en una educación medioambiental deficiente en todos los niveles. Sin embargo, no debe ceñirse el estudio sólo a profesionales dedicados a temas medioambientales, sino a todo el universo educativo, para garantizar así, un efecto multiplicador y lograr de esa manera una concientización global de la sociedad que repercuta en una mejor calidad de vida para todos.

Estudiar el medio ambiente conlleva como principio, establecer un equilibrio entre el desarrollo de la actividad humana y el medio que la rodea, como así también el de generar instrumentos que regulen e impidan los abusos directos e indirectos que acarrearán las acciones de los hombres sobre el medio ambiente.

Se debe ser consciente de que cada proyecto, cada obra o actividad que se desarrolle, ocasiona sobre el entorno en que se ubica un cambio, una modificación en las condiciones existentes. Si dicha modificación significa una perturbación, o un impacto negativo, la misma debiera ser minimizada en base a estudios de Impacto ambiental. [20]

El ahorro de combustible es la condición principal para limitar el impacto ambiental que pueda tener la tecnología debido a que se reducen los niveles de gases contaminantes emitidos a la

atmósfera. Mediante la fórmula 6 se puede calcular los valores de dióxido de carbono dejados de emitir a la atmósfera.

$$CO_2 = (Cah \times kl / p_{FUEL}) + (Cah \times kl / p_{crudo}) \quad (6)$$

Donde:

CO₂: reducción de la emisión de CO₂ a la atmosfera.

Cah: combustible ahorrado (Son 2 valores, en el caso de fuel oil 272,64 ton y para el crudo y 350,542 ton).

k: coeficiente que permite relacionar el combustible no quemado con las toneladas de CO₂ no emitidas a la atmosfera (3, 119 Kg/l)

p_{CRUDO} :densidad del combustible crudo (0,98 Kg/l) [23]

p_{FUEL} : densidad de combustible fuel oil (0,94 Kg/l) [23]

Al sustituir los valores y realizar las operaciones matemáticas, se tiene una reducción de emisión de gases CO₂ de 2020 toneladas de CO₂ en un año.

Relación de la energía solar fotovoltaica con la Defensa Nacional.

La Defensa Nacional 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.[15]

La energía solar fotovoltaica debido a las características de la tecnología y a las condiciones favorables del clima cubano es seguro aplicarla en cualquier región del país, principalmente en aquellas zonas donde es imposible hacer llegar el fluido eléctrico. Esta tecnología trae numerosos beneficios tanto para las instituciones militares como para las civiles.

Según [15] uno de los casos que demuestra lo planteado anteriormente ocurrió 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.

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.[15]

Ante cualquier desastre climatológico, los lugares donde se encuentren instalados sistemas fotovoltaicos serán privilegiados al estar completamente independizados del resto del Sistema Electroenergético Nacional.

Conclusiones

La evaluación de los límites de penetración fotovoltaica en el PCC seleccionado en este trabajo y el análisis de prefactibilidad económica y medioambiental demuestra la posibilidad de la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a uno de los nodos de la microrred Naranjito. Este sistema basado en una energía alternativa y con una potencia de entrega máxima a la red de 750 kW, trabajando a factor de potencia 0,9 inductivo, condiciona una reducción de las pérdidas en el circuito producto de la reducción en la transferencia de potencia por las líneas y aporta un ahorro de combustible cercano a las 620 toneladas por año y una reducción, por concepto de no uso de la energía demandada de la red de 2020 toneladas de CO₂ en un año.

Recomendaciones

1. Realizar un estudio más detallado de la microrred Naranjito con el objetivo de evaluar los límites de penetración en otros puntos donde se puedan obtener resultados favorables para la incorporación de la tecnología estudiada que condicionen un aumento de los beneficios de la incorporación de la misma a la red.
2. Seguir indagando y adquiriendo experiencia con la herramienta Radial que a pesar de su sencillez posee los elementos fundamentales para analizar una determinada red en cuanto al comportamiento de sus cargas en cuanto a pérdidas, tensión etc.
3. Realizar un estudio más detallado y a profundidad plena de la rentabilidad económica de la instalación de los SFV a la red.

Referencias bibliográficas

- [1] Orbegozo, C., Manual técnico para instalaciones domiciliarias, 2010. p. 11, 12, 18, 19, 20,24.
- [2] Pano, G.S., Energía Solar Fotovoltaica, Colegio oficial de ingenieros de telecomunicación. p. 11, 12,15.
- [3] Pérez, J.C.A., Sistema fotovoltaico conectado a la red para alimentar el Instituto Nacional de Investigaciones Económicas (INIE), Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, 2013
- [4] Olivera, E.T., Sistema fotovoltaico conectado a la red para servicio eléctrico de la Empresa FRIOCLIMA., in Cipel2013, Cujae.
- [5] Tejero, J.A., Aplicación de la Energía Solar Fotovoltaica. 1993.
- [6] Celda fotoeléctrica. Available from: www.Ecured.cu.
- [7] Díaz, J.A., Prospectiva de las Tecnología Solar Fotovoltaica para la Generación de Electricidad. p. 5.
- [8] L.Gasquet, H., Manual Teórico y Práctico sobre los Sistemas Fotovoltaicos, 2004, Solartronic, S.A.de C.V.
- [9] Sistemas Fotovoltaicos. Available from: www.ecured.cu.
- [10] Pérez, R.S., Sistema fotovoltaico conectado a la red para servicio eléctrico de la Fábrica Helados Coppelia, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, 2013
- [11] Manuales sobre energía renovables Solar Fotovoltaica. 2002: p. 18.
- [12] Anexo II: La Energía Solar Fotovoltaica, Universidad Politécnica de Catalunya. p. 12.
- [13] Lecue, A. Situación actual de la energía solar fotovoltaica en el mundo según el Plan de Energías renovables PER 2011-2020. 2011; Available from: www.gesternova.com.
- [14] Kummetz, P. La energía solar en América Latina: más que una promesa. 2012; Enrique López
- [15] Herard, H., Sistema fotovoltaico conectado a la red para alimentar el Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, La Habana, junio del 2012.
- [16] Fernández, M.C., Los sistemas FV conectados a red y el tema de la penetración de esta tecnología.
- [17] Martínez, I.C., Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red 2005.
- [18] Gaceta Oficial de la República de Cuba No 008, Ministerio de Economía y Planificación, mayo del 2006: p. 96,98.

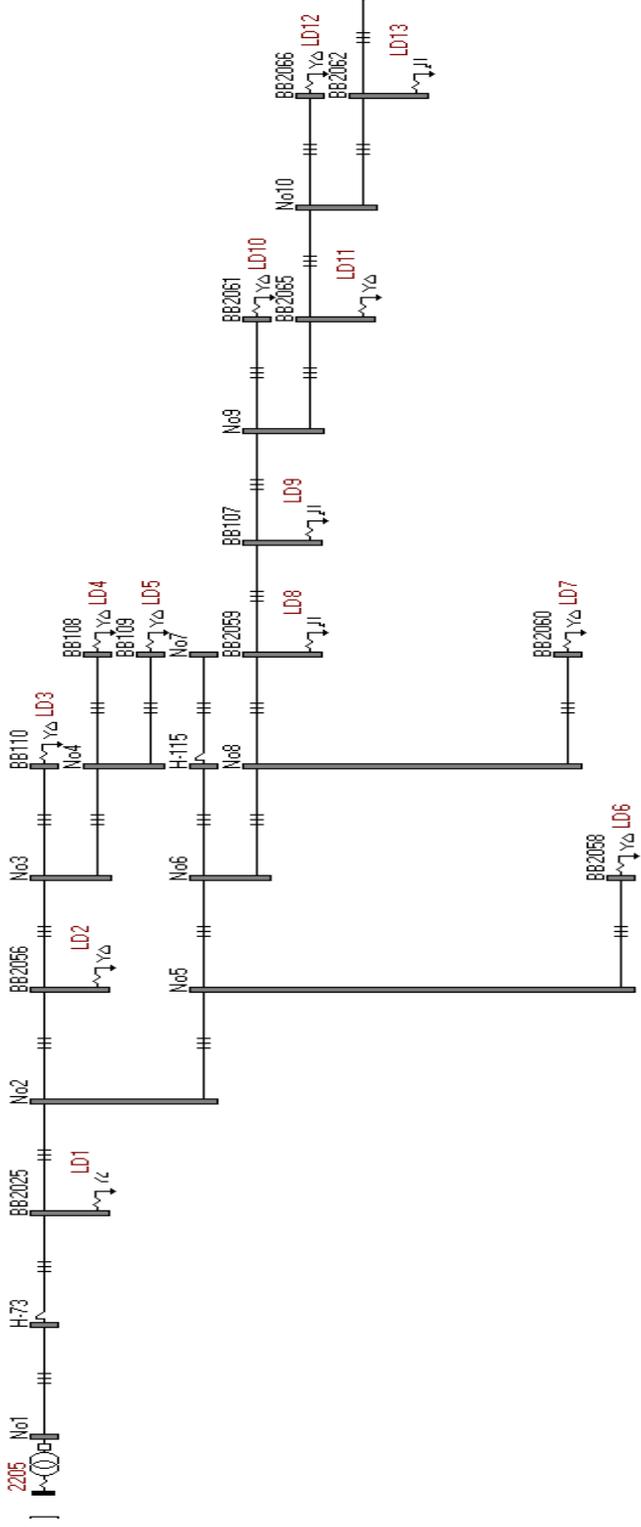
- [19] Ancavil, C.A.A., Estudio de factibilidad económica de la instalación de luminarias solares para la ciudad de Tocopilla, 2009, Universidad de Chile.
- [20] Dellavedova, M.G., Guía metodológica para la elaboración de una evaluación de impacto ambiental., 2011, Universidad Nacional de la Plata.
- [21] Informe económico del primer semestre 2014 de la Unión Eléctrica, documento interno.
- [22] Galvizu L .I.; Valdés V., R.; Costos actuales de los módulos y sistemas fotovoltaicos importados, conferencia dictada en el I Taller sobre Energía Fotovoltaica, IMRE, Universidad de La Habana, septiembre de 2011.
- [23] Información entregada por las direcciones de Generación Convencional y Distribuida de la Unión Eléctrica, junio 2014.

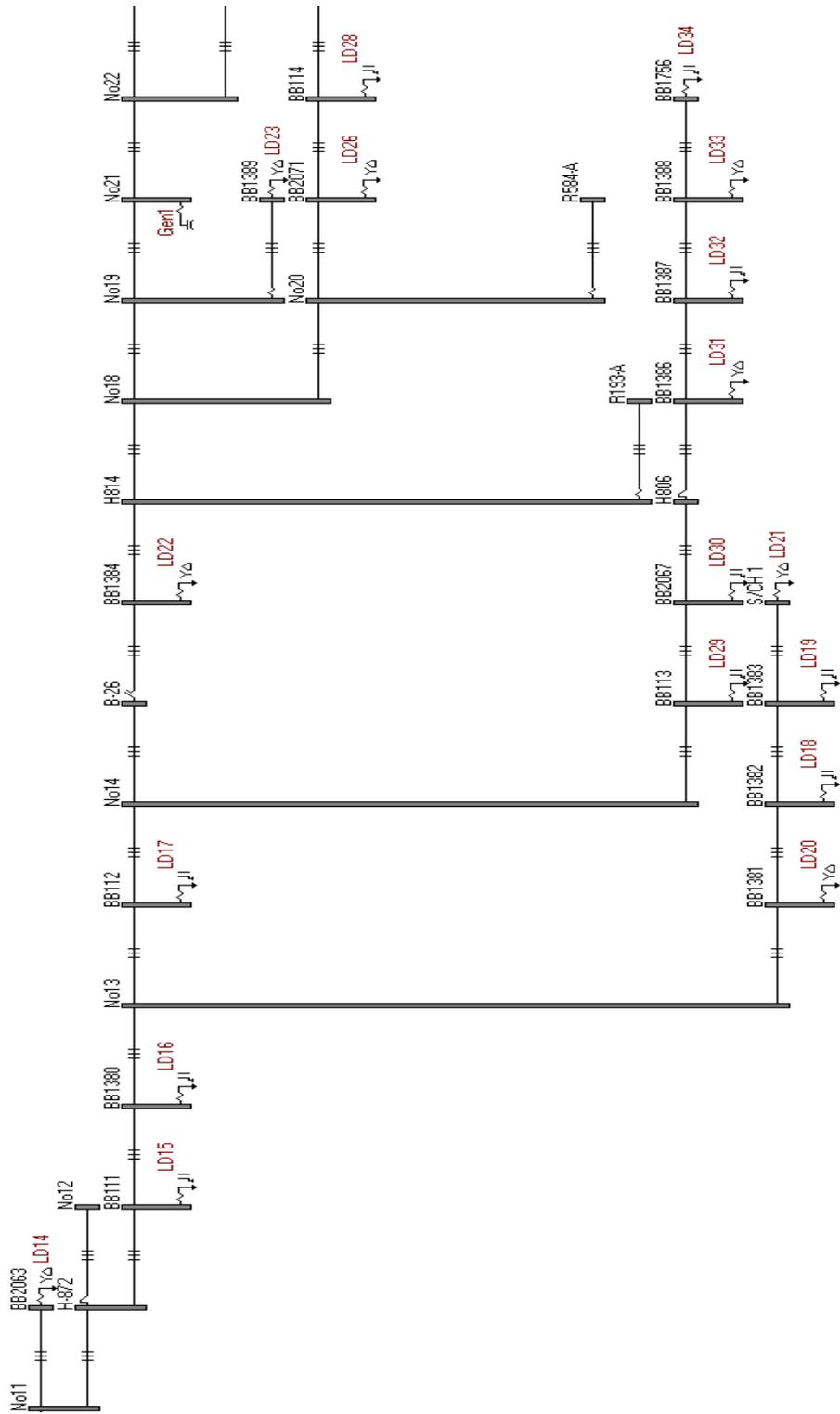
Bibliografía consultada

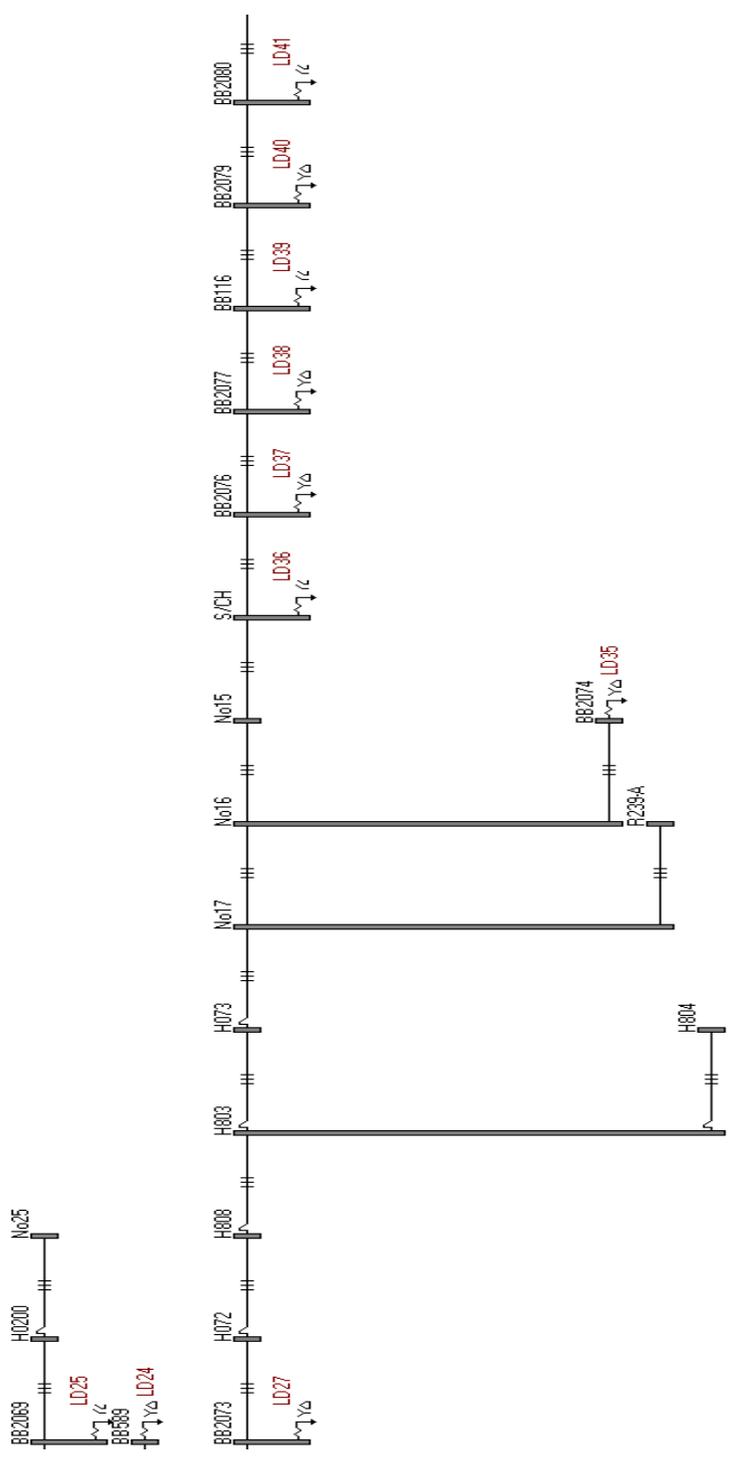
- [1] Augusto González. (2008). Herramientas SIG para la integración de recursos de energías renovables en electrificación rural.
- [2] Barbará, R. R. (2010). Número especial dedicado a la Energía Solar Fotovoltaica.
- [3] Belén Herrera Acosta, T. L. (diciembre de 2010). Elementos para una evaluación técnico económica de un Sistema Fotovoltaico conectado a la Red Electroenergética de Cuba, La Habana, Cuba.
- [4] Cardoso, L. D. (2013). Modelo de Trabajo de Prefactibilidad Energética .Económica, Social y Ambiental de una Central Fotovoltaica conectada a la Red Eléctrica, La Habana.
- [5] Carlos Alberto Aliaga Ancavil, I. A. (diciembre de 2009). Estudio de factibilidad económica de la instalación de luminarias solares para la ciudad de Tocopilla. Santiago, Chile.
- [6] Código de Redes Fotovoltaico. (septiembre de 2013).
- [7] Cutiño, O. R. (2012). Conectan sistema fotovoltaico a la Red Eléctrica Nacional.
- [8] Dellavedoba, M. G. (2011). Guía metodológica para la elaboración de una evaluación de impacto ambiental. La Plata.
- [9] Díaz, J. A. (s.f.). Prospectiva de las Tecnología Solar Fotovoltaica para la Generación de México.
- [10] Eugenio Lorenzo Rodríguez, P. C. (enero de 2006). Análisis económico y de rentabilidad de la producción de energía fotovoltaica conectada a la red eléctrica para la isla de Lanzarote.
- [11] García, F. M. (2002). Energía Solar Fotovoltaica. Madrid, España: Sistema fotovoltaico conectado a la red para servicio.
- [12] García, R. P. (2013). Sistema fotovoltaico conectado a la red para dar servicio eléctrico al Frigorífico de Güines, provincia Mayabeque. La Habana.
- [13] González-Castrillo, P. (s.f.). Influencia de una Instalación Fotovoltaica Conectada a red sobre la Calidad de Potencia de una Red de Distribución.
- [15] Información de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. (octubre de 2008).

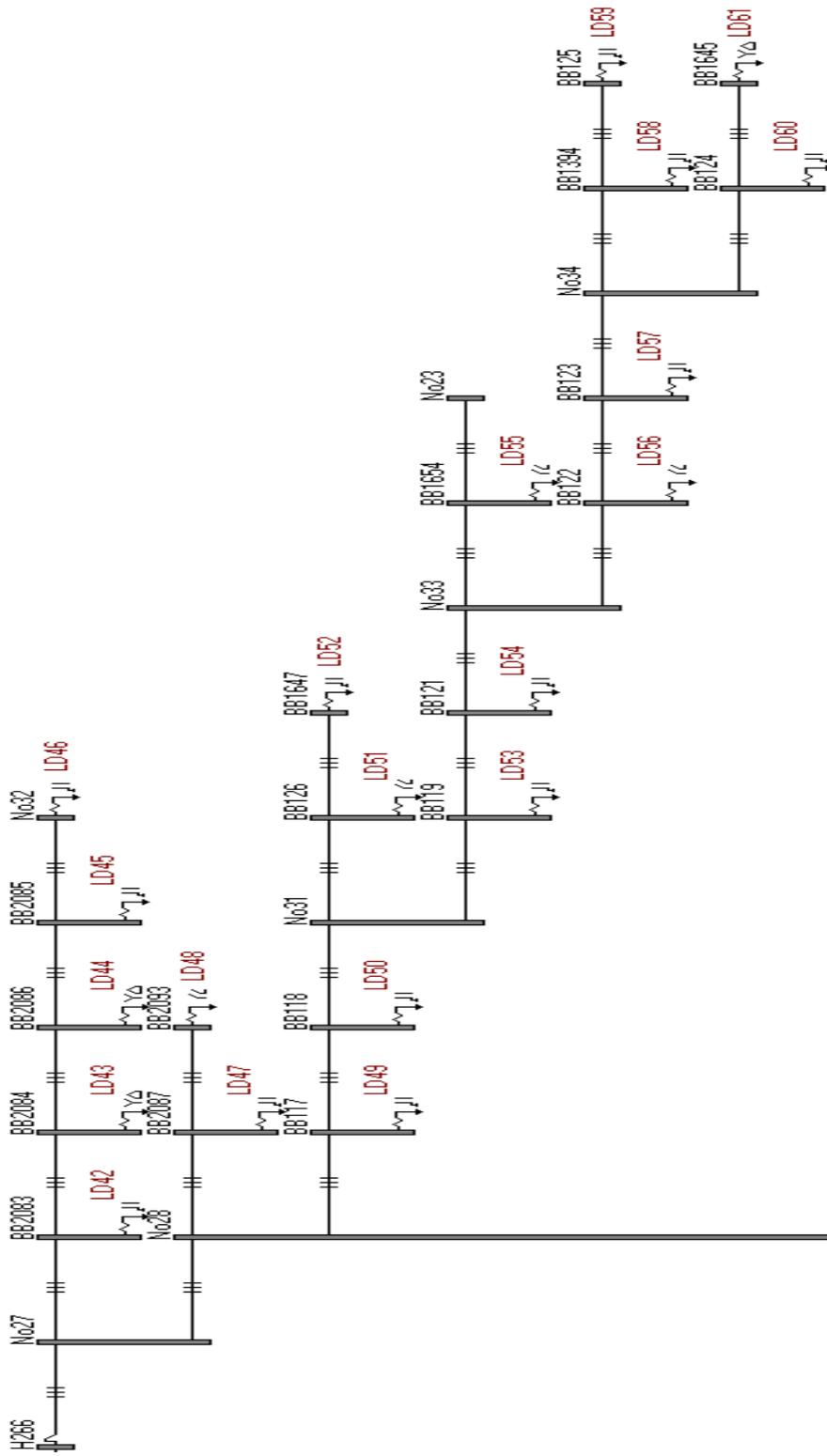
- [16] León, R. V. (agosto de 2008). Interconexión A LA Red Eléctrica de Baja Tensión de Sistemas Fotovoltaicos con capacidad hasta 30 kW. México.
- [17] Lorenzo, E. (s.f.). La energía que producen los sistemas fotovoltaicos conectados a la red:El mito del 1300 y " el cascabel del gato". Madrid, España: Universidad Politécnica de Madrid.
- [18] Martínez, R. A. (s.f.). Sistema Fotovoltaico Conectado A Red en Baza.Revisión de Normativa Aplicable.
- [19] Oscar Arteaga, J. A. (Marzo de 1997). Los generadores fotovoltaicos y la red eléctrica.
- [20] Pérez, R. S. (junio de 2013). Sistema fotovoltaico conectado a la red para servicio. La Habana, La Habana, Cuba.
- [21] Planificación, M. d. (5 de ayo de 2006). Gaceta Oficial de la República de Cuba. La Habana, Cuba.
- [22] S/a. (septiembre de 2002). Manual sobre energías renovable. San José, Costa Rica.
- [23] Shayani, R. A. (2011). Photovoltaic Generation Penetration Limits in Radial Distribution Systems.
- [24] Tejero, J. A. (diciembre de 1993). Aplicación de la Energía Solar Fotovoltaica. Madrid, España.
- [25] 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.
- [26] Colectivo de Autores, Análisis técnico de las tipologías de energías renovables, Universidad de Aragón, 2007.
- [27] I. E. P. Soto, «Celdas fotovoltaicas en Generación Distribuida», Trabajo de Diploma, Pontificia Universidad Católica de Chile, Chile, 2005.
- [28] Andrés Iván Galbizu Lugones. y Román Valdés Valdés., Costos actuales de los módulos y sistemas fotovoltaicos importados. Ecosol Energía, Sep-2011.
- [29] 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.

Anexos

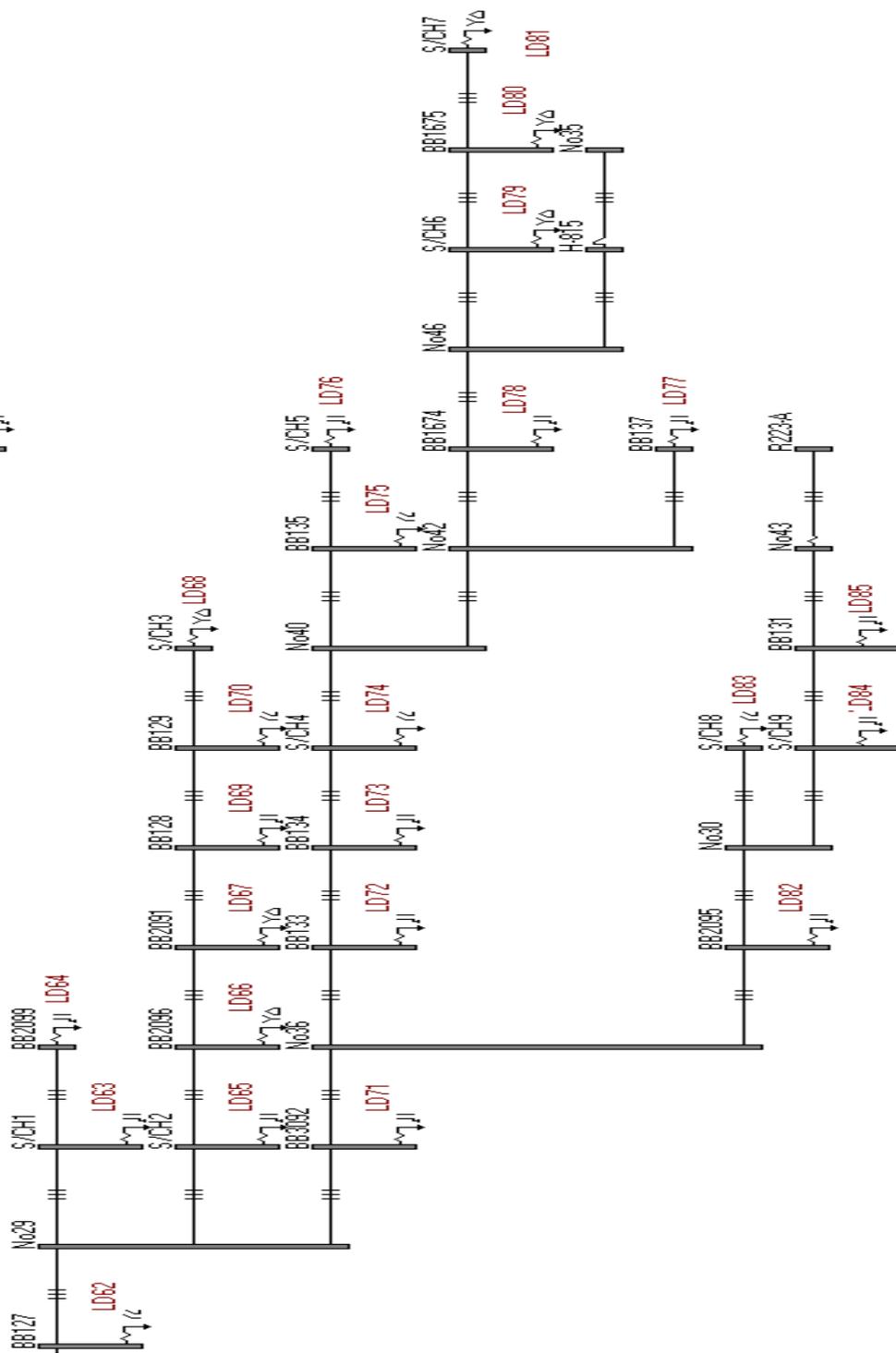


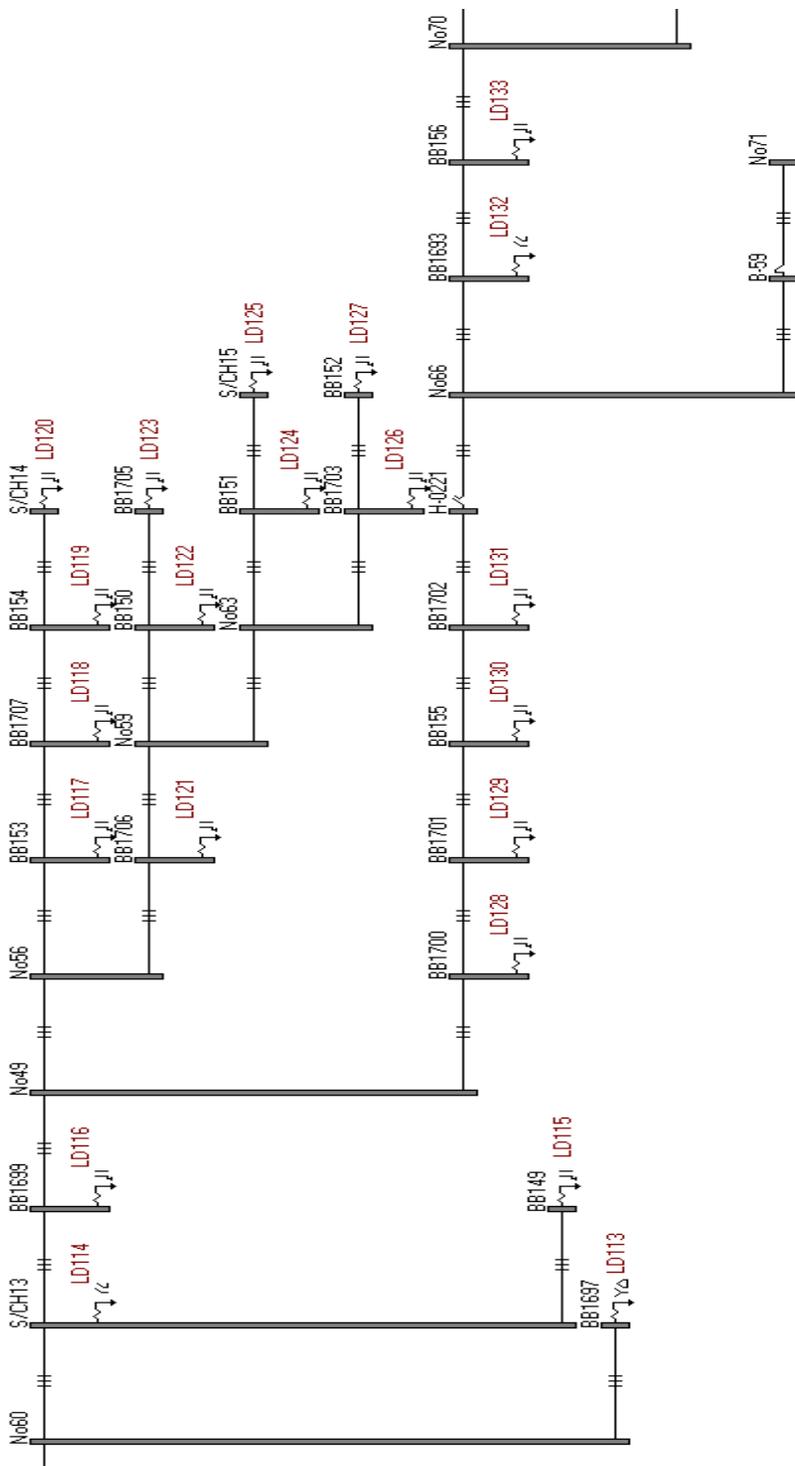


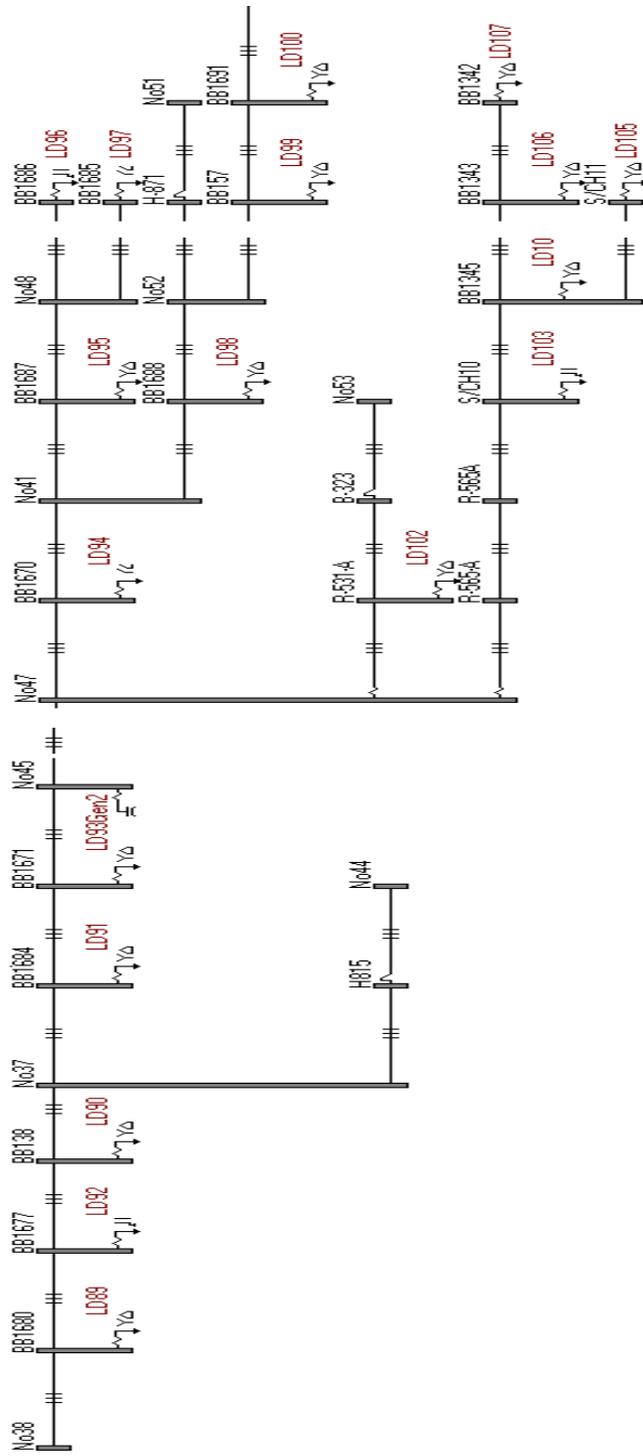




ا. ا. ا.







Capacidad	Concepto	fp=0.9 cap.	fp=0.9 ind	fp=1
100 kW	Pérd.totales de potencia activa	138 kW	137 kW	137 kW
	% de pérdidas de potencia	2.89 %	2.87 %	2.88 %
	Tensión en el nodo	7.9279 kV	7.9293 kV	7.9286 kV
Capacidad	Concepto	fp=0.9 cap.	fp=0.9 ind	fp=1
250 kW	Pérd.totales de potencia activa	160 kW	157 kW	153 kW
	% de pérdidas de potencia	3.36 %	3.29 %	3.21 %
	Tensión en el nodo	7.9320 kV	7.9387 kV	7.9356 kV
Capacidad	Concepto	fp=0.9 cap.	fp=0.9 ind	fp=1
500 kW	Pérd.totales de potencia activa	142 kW	140 kW	140 kW
	% de pérdidas de potencia	2.98 %	2.94 %	2.94 %
	Tensión en el nodo	7.9296 kV	7.9330 kV	7.9314 kV
Capacidad	Concepto	fp=0.9 cap.	fp=0.9 ind	fp=1
750 kW	Pérd.totales de potencia activa	191 kW	187 kW	177 kW
	% de pérdidas de potencia	4.01 %	3.92 %	3.71 %
	Tensión en el nodo	7.9338 kV	7.9438 kV	7.9393 kV

Anexo 2.Resultados del flujo de carga de la variante LD2 para diferentes capacidades.

Capacidad	Concepto	fp=0.9 cap.	fp=0.9 ind	fp=1
100 kW	Pérd.totales de potencia activa	136 kW	135 kW	135 kW
	% de pérdidas de potencia	2.85 %	2.83 %	2.83 %
	Tensión en el nodo	7.8256 kV	7.8295 kV	7.8275 kV
Capacidad	Concepto	fp=0.9 cap.	fp=0.9 ind	fp=1
250 kW	Pérd.totales de potencia activa	135 kW	132 kW	133 kW
	% de pérdidas de potencia	2.83 %	2.77 %	2.79 %
	Tensión en el nodo	7.8260 kV	7.8360 kV	7.8311 kV
Capacidad	Concepto	fp=0.9 cap.	fp=0.9 ind	fp=1
500 kW	Pérd.totales de potencia activa	139 kW	134 kW	134 kW
	% de pérdidas de potencia	2.91 %	2.81 %	2.81 %
	Tensión en el nodo	7.8263 kV	7.8462 kV	7.8365 kV
Capacidad	Concepto	fp=0.9 cap.	fp=0.9 ind	fp=1
750 kW	Pérd.totales de potencia activa	150 kW	142 kW	140 kW
	% de pérdidas de potencia	3.15 %	2.98 %	2.94 %
	Tensión en el nodo	7.8258 kV	7.8557 kV	7.8413 kV

Anexo 3. Resultados del flujo de carga de la variante LD37 para diferentes capacidades.

Capacidad	Concepto	fp=0.9 cap.	fp=0.9 ind	fp=1
100 kW	Pérd.totales de potencia activa	137 kW	136 kW	136 kW
	% de pérdidas de potencia	2.87 %	2.85 %	2.85 %
	Tensión en el nodo	7.8013 kV	7.8066 kV	7.8040 kV
Capacidad	Concepto	fp=0.9 cap.	fp=0.9 ind	fp=1
250 kW	Pérd.totales de potencia activa	148 kW	145 kW	143 kW
	% de pérdidas de potencia	3.10 %	3.04 %	3 %
	Tensión en el nodo	7.8012 kV	7.8144 kV	7.8081 kV
Capacidad	Concepto	fp=0.9 cap.	fp=0.9 ind	fp=1
500 kW	Pérd.totales de potencia activa	195 kW	188 kW	177 kW
	% de pérdidas de potencia	4 %	3.94 %	3.71 %
	Tensión en el nodo	7.7992 kV	7.8256 kV	7.8133 kV
Capacidad	Concepto	fp=0.9 cap.	fp=0.9 ind	fp=1
750 kW	Pérd.totales de potencia activa	279 kW	267 kW	241 kW
	% de pérdidas de potencia	5.86 %	5.6 %	5.06 %
	Tensión en el nodo	7.7947 kV	7.8344 kV	7.8167 kV

Anexo 4. Resultados del flujo de carga de la variante LD67 para diferentes capacidades.

Capacidad	Concepto	fp=0.9 cap.	fp=0.9 ind	fp=1
100 kW	Pérd.totales de potencia activa	135 kW	134 kW	134 kW
	% de pérdidas de potencia	2.83 %	2.81 %	2.81 %
	Tensión en el nodo	7.7904 kV	7.7979 kV	7.7942 kV
Capacidad	Concepto	fp=0.9 cap.	fp=0.9 ind	fp=1
250 kW	Pérd.totales de potencia activa	132 kW	129 kW	130 kW
	% de pérdidas de potencia	2.77 %	2.79 %	2.73 %
	Tensión en el nodo	7.7914 kV	7.8104 kV	7.8010 kV
Capacidad	Concepto	fp=0.9 cap.	fp=0.9 ind	fp=1
500 kW	Pérd.totales de potencia activa	131 kW	126 kW	127 kW
	% de pérdidas de potencia	2.71 %	2.64 %	2.67 %
	Tensión en el nodo	7.7921 kV	7.8300 kV	7.8115 kV
Capacidad	Concepto	fp=0.9 cap.	fp=0.9 ind	fp=1
750 kW	Pérd.totales de potencia activa	135 kW	126 kW	127 kW
	% de pérdidas de potencia	2.83 %	2.64 %	2.67 %
	Tensión en el nodo	7.7916 kV	7.8485 kV	7.8211 kV

Anexo 5. Resultados del flujo de carga de la variante LD135 para diferentes capacidades.

Años	Ingresos	Costes Variables	Amortizaciones	BAIT	Intereses	BAT	Impuesto	Beneficio Neto	Desembolso	Cash flow	Beneficio Acumulado	Pend del Prestamo
1	109.052,80	12.362,11	133.005,60	63.685,09	79.803,36	83.881,73	0,00	83.881,73	90.008,00	26.879,33	26.879,33	1.140.048,00
2	111.370,70	12.485,73	133.005,60	65.879,36	68.402,88	97.476,48	0,00	97.476,48	90.008,00	40.474,08	67.353,41	950.040,00
3	113.705,98	12.610,59	133.005,60	68.089,79	57.002,40	11.087,39	0,00	11.087,39	90.008,00	54.084,99	121.438,40	760.032,00
4	116.058,77	12.736,70	133.005,60	70.316,47	45.601,92	24.714,55	0,00	24.714,55	90.008,00	67.712,15	189.150,55	570.024,00
5	118.429,21	12.864,06	133.005,60	72.559,55	34.201,44	38.358,11	0,00	38.358,11	90.008,00	81.355,71	270.506,26	380.016,00
6	120.021,36	12.992,70	133.005,60	74.023,05	22.800,96	51.222,09	0,00	51.222,09	90.008,00	94.219,69	364.725,95	190.008,00
7	121.621,46	13.122,63	133.005,60	75.493,23	11.400,48	64.092,75	0,00	64.092,75	90.008,00	07.090,35	471.816,31	0,00
8	123.229,57	13.253,86	133.005,60	76.970,11	0,00	76.970,11	0,00	76.970,11	0,00	109.975,71	781.792,02	0,00
9	124.845,72	13.386,40	133.005,60	78.453,72	0,00	78.453,72	0,00	78.453,72	0,00	111.459,32	1.093.251,35	0,00
10	126.469,95	13.520,26	133.005,60	79.944,09	0,00	79.944,09	0,00	79.944,09	0,00	112.949,69	1.406.201,03	0,00
11	128.102,30	13.655,46	0,00	114.446,84	0,00	114.446,84	0,00	114.446,84	0,00	114.446,84	1.720.647,87	0,00
12	129.742,81	13.792,02	0,00	115.950,79	0,00	115.950,79	0,00	115.950,79	0,00	115.950,79	2.036.598,66	0,00
13	131.391,52	13.929,94	0,00	117.461,59	0,00	117.461,59	0,00	117.461,59	0,00	117.461,59	2.354.060,25	0,00
14	133.048,48	14.069,24	0,00	118.979,24	0,00	118.979,24	0,00	118.979,24	0,00	118.979,24	2.673.039,49	0,00
15	134.713,72	14.209,93	0,00	120.503,79	0,00	120.503,79	0,00	120.503,79	0,00	120.503,79	2.993.543,29	0,00
16	136.387,29	14.352,03	0,00	122.035,26	0,00	122.035,26	0,00	122.035,26	0,00	122.035,26	3.315.578,55	0,00
17	138.069,23	14.495,55	0,00	123.573,68	0,00	123.573,68	0,00	123.573,68	0,00	123.573,68	3.639.152,23	0,00

Anexo 6.Resultados económicos 1

Años	Ingresos	Costes Variables	Amortizaciones	BAIT	Intereses	BAT	Impuesto	Beneficio Neto	Desembolso	Cash flow	Beneficio Acumulado	Pend del Prestamo
18	139.759,57	14.640,50	0,00	125.119,07	0,00	125.119,07	0,00	125.119,07	0,00	125.119,07	3.964.271,30	0,00
19	141.458,37	14.786,91	0,00	126.671,46	0,00	126.671,46	0,00	126.671,46	0,00	126.671,46	4.290.942,77	0,00
20	143.165,66	14.934,78	0,00	128.230,89	0,00	128.230,89	0,00	128.230,89	0,00	128.230,89	4.619.173,65	0,00
Totales	.540.644,49	272.201,39	1.330.056,00	.938.387,09	319.213,44	.619.173,65	0,00	.619.173,65	.330.056,00	.619.173,65	4.619.173,65	

Valor Actual Neto (VAN): **1.459.117,55**

Tasa Interna de Retorno (TIR): **10,90%**

Período de Recuperación (PR): **9**

Anexo 7.Resultados económicos 2

