

**ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS Y EVALUACIÓN DE
SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED Y
AUTÓNOMOS UTILIZANDO LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN PVSYST:
SISTEMA HÍBRIDO DE 4,2KWP EN BOGOTÁ.**

VICTOR LEONARDO ACEVEDO BLANCO



**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS
INGENIERÍA EN ENERGÍA
BUCARAMANGA
ABRIL 2013**

ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS Y EVALUACIÓN DE
SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED Y
AUTÓNOMOS UTILIZANDO LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN PVSYST:
SISTEMA HÍBRIDO DE 4,2KWP EN BOGOTÁ.

VICTOR LEONARDO ACEVEDO BLANCO

U00045268

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero en Energía

PhD. Yecid Alfonso Muñoz Maldonado

Director de Proyecto

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS
INGENIERÍA EN ENERGÍA

BUCARAMANGA

ABRIL 2013

NOTA DE ACEPTACIÓN

JURADO

JURADO

JURADO

BUCARAMANGA, ABRIL DE 2013

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	7
1. OBJETIVOS.....	9
1.1. OBJETIVO GENERAL.....	9
1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	9
2. MARCO TEORICO	11
2.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.	11
2.2. APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	12
2.3. MODULOS FOTOVOLTAICOS	15
2.4. BATERÍAS.....	27
2.5. CONTROLADORES DE CARGA.....	29
2.6. INVERSORES	31
3. SIMULACION DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS MENDIANTE SOFTWARE DE SIMULACIÓN PVSYST.....	35
3.1. DISEÑO PRELIMINAR.....	35
3.2. DISEÑO DEL PROYECTO.....	39
3.3. HERRAMIENTAS Y BASES DE DATOS	41
4. ANALISIS DE TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS EN COLOMBIA	44
4.1. CASO DE ESTUDIO: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED DE 100 KW SIN INFLUENCIA DE LA VELOCIDAD DE VIENTO.	51
4.2. CASO DE ESTUDIO: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED DE 100 KW CON INFLUENCIA DE LA VELOCIDAD DE VIENTO Y COMPARACIÓN.	60
5. DISEÑO DE UN SISTEMA HIBRIDO: PROYECTO CASA SANTA ANA BOGOTÁ.....	68
5.1. SISTEMA HIBRIDO DE 4,2 KWP: PROYECTO CASA SANTA ANA, BOGOTÁ.....	68
5.2. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED	71
5.3. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTONOMO.....	77
CONCLUSIONES.....	83
BIBLIOGRAFIA.....	85
ANEXOS	87

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1. Esquema general de un sistema fotovoltaico conectado a red</i>	13
<i>Figura 2. Esquema general de un Sistema Fotovoltaico Autónomo</i>	14
<i>Figura 3. Esquema general de un Sistema Fotovoltaico Híbrido</i>	15
<i>Figura 4. Módulos solares Monocristalinos de 72 celdas y 32 celdas</i>	17
<i>Figura 5. Modulo Fotovoltaico policristalino de 60 celdas</i>	17
<i>Figura 6. Modulo Fotovoltaico a-Si</i>	18
<i>Figura 7. Componentes de una celda de Teluro de Cadmio</i>	19
<i>Figura 8. Componentes de una celda CIGS</i>	20
<i>Figura 9. Diseño esquemático de una Celda tipo DSSC</i>	21
<i>Figura 10. Curva I-V</i>	22
<i>Figura 11. Efecto de la Intensidad de la radiación solar</i>	23
<i>Figura 12. Efecto de la temperatura en el Voc</i>	24
<i>Figura 13. Modelo Físico de una celda fotovoltaica</i>	25
<i>Figura 14. Onda Sinusoidal Modificada vs Pura</i>	31
<i>Figura 15. Interfaz en PVsyst de Diseño Preliminar.</i>	35
<i>Figura 16. Especificaciones del Sistema en diseño preliminar</i>	36
<i>Figura 17. Definición del sistema – Sistema conectado a red</i>	39
<i>Figura 18. Mapa conceptual del proceso de simulación en PVsyst.</i>	41
<i>Figura 19. Curvas características de los módulos fotovoltaicos utilizados.</i>	48
<i>Figura 20. Diagrama de Sankey para el sistema de 100kW en Bogotá con ...</i>	49
<i>Figura 21. Área ocupada por arreglos de 100kW</i>	50
<i>Figura 22. Producción energética anual por tecnologías FV.</i>	52
<i>Figura 23. Rendimiento Energético por metro cuadrado instalado</i>	54
<i>Figura 24. Performance Ratio entre regiones y tecnologías fotovoltaicas.</i>	56
<i>Figura 25. Perdidas por temperatura entre Guajira y Tunja</i>	57

<i>Figura 26. Diagrama Sankey en Bogotá Monocristalino con influencia de la velocidad de viento ..</i>	<i>58</i>
<i>Figura 27 a) Comparación de los casos de estudio en La Guajira, 27 b) Comparación de los casos de estudio en Tunja.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 28 a) Rendimiento por área en la Guajira, b) Rendimiento por área en Tunja</i>	<i>61</i>
<i>Figura 29 a) Comparación PR en Bahía Solano. b) Comparación PR en La Guajira</i>	<i>63</i>
<i>Figura 30 a) Comparación pérdidas de temperatura en Tunja b) Comparación pérdidas de temperatura en la Guajira</i>	<i>64</i>
<i>Figura 31. Curva característica de un módulo policristalino de 140W y la influencia de la temperatura.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 32. Arreglo 1 de 12 módulos Santa Ana</i>	<i>75</i>
<i>Figura 33. Arreglo 2 de 18 módulos Santa Ana</i>	<i>75</i>
<i>Figura 34. Diagrama Sankey en el proyecto Santa Ana</i>	<i>76</i>
<i>Figura 35. Esquema de conexión del sistema XW Xantrex integrado con Controlador de Carga ...</i>	<i>78</i>

INTRODUCCIÓN

Con la necesidad creciente de usar recursos renovables que reduzcan la contaminación ambiental, la Energía Solar fotovoltaica cobra cada vez más importancia en el ámbito nacional con la instalación de sistemas conectados a red de gran capacidad, y sistemas autónomos (generalmente de menor capacidad) en lugares a donde no llega la red eléctrica nacional. En algunas ocasiones, aunque de forma muy esporádica, existen cortes de energía aún en grandes ciudades para lo cual un sistema de backup se convierte en una opción viable para garantizar el suministro de energía eléctrica en casas y edificaciones.

Un sistema fotovoltaico híbrido (aislado-conectado a red) permite la integración de sistemas conectados a red, a la vez que tiene la capacidad de alimentar un banco de baterías como sistema de respaldo en casos de ausencia de la red eléctrica convencional en horas nocturnas.

Los métodos convencionales de simulación suelen despreciar la velocidad de viento, pérdidas por temperatura y en general pasar por alto el comportamiento de los módulos fotovoltaicos ante diferentes condiciones climáticas generales de la zona en donde se va a implementar un proyecto de generación de energía eléctrica a partir de energía solar.

Este proyecto brinda la oportunidad de estudiar el comportamiento de diferentes tecnologías fotovoltaicas en diferentes zonas del país, permitiendo la evaluación de lugares óptimos para la implementación de proyectos fotovoltaicos a partir de condiciones de temperatura, irradiación y velocidad de viento características.

Así como un caso (actualmente en construcción) de un sistema Grid Tie – Off Grid de 4,2 kWp en la ciudad de Bogotá, con carga destinada a iluminación eficiente en una casa de aproximadamente 1000m². El comportamiento diario del sistema, su producción, análisis de pérdidas, efecto de la sombras sobre los módulos fotovoltaicos, y demás aspectos representativos del sistema, se han simulado con el software especializado PVSYST, que es referente mundial en el dimensionamiento de instalaciones solares fotovoltaicas.

Este proyecto representa la versatilidad de los sistemas fotovoltaicos en cualquier caso que no represente el suministro a cargas que requieran de una potencia de arranque alta, o que posean componente de potencia reactiva.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

- Analizar y realizar un estudio del desempeño de los sistemas fotovoltaicos híbridos (Aislados, conectados a red) aprovechando el potencial de una herramienta de simulación de reconocida solvencia a nivel internacional PVSYST, mediante diferentes metodologías para identificar las tecnologías fotovoltaicas más convenientes para diferentes zonas del país.

1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Investigar los diferentes sistemas fotovoltaicos que pueden ser diseñados dependiendo del caso de estudio.
- Realizar un análisis de las diferentes tecnologías aplicadas en las instalaciones fotovoltaicas, referentes a equipos como módulos fotovoltaicos, baterías, controladores de carga e Inversores.
- Analizar efectos de diferentes variables como la temperatura, la radiación, velocidad de viento, entre otras, sobre la producción energética de diferentes tecnologías fotovoltaicas tomando ubicaciones en diferentes zonas del país
- Analizar el efecto de la radiación solar en el tamaño y producción energética de una instalación fotovoltaica tomando como puntos de estudio las principales ciudades de Colombia para sistemas conectados a red y autónomos, utilizando la herramienta de simulación PVsyst.

- Establecer parámetros primarios de diseño requeridos para la implementación de sistemas solares fotovoltaicos conectados a red y autónomos.
- Presentar un ejemplo de diseño para sistemas conectados a red y autónomos, tomando como caso de estudio un sistema híbrido de 4,2kWp en Bogotá donde se presenten los criterios que se deben considerar para el dimensionamiento y la ventaja del uso del Software PVsyst para tal efecto.

2. MARCO TEORICO

2.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

El sol es la estrella más cercana a la tierra y la fuente de toda la energía que interactúa en la tierra, produciendo cerca de 3.8×10^{23} kW de potencia en una cantidad enorme de reacciones de Fisión Nuclear¹. La mayoría de esta energía se pierde en el espacio, a excepción de una pequeña fracción que alcanza a la tierra (1.73×10^{16} kW), que representa miles de veces la energía consumida por la humanidad.

Esta energía proveniente del sol, en forma de radiación solar, puede ser aprovechada para conversión a energía eléctrica, por medio de sistemas fotovoltaicos. De esta forma es posible alimentar cargas eléctricas como iluminación, bombeo, ventiladores y en general cualquier carga de uso doméstico.

La conversión de la energía en forma de radiación a energía eléctrica, es llevada a cabo por módulos fotovoltaicos normalmente fabricados en silicio cristalino que generan corriente eléctrica continua (CC), garantizando su uso en aplicaciones con este tipo de corriente. Dado que las redes de distribución de energía eléctrica mundial se encuentran en forma de corriente alterna, la gran mayoría de electrodomésticos, iluminarias y cargas en general se encuentran diseñadas para operar con corriente AC. Se hace necesario entonces, que la energía producida por los módulos fotovoltaicos pueda ser aprovechada por todas estas cargas en AC, por lo que se han diseñado sistemas de Inversión DC/AC acordes a las diferentes aplicaciones que se le puedan dar a los sistemas fotovoltaicos.

En lugares en donde no llega la red eléctrica, el uso de energía solar fotovoltaica se hace muy viable debido a que existe gran desarrollo tecnológico para este tipo de aplicaciones, que permiten realizar una instalación en corto tiempo y garantizando el suministro de energía en el lugar por lo menos 15 años después de su instalación.

2.2. APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Se han desarrollado gran cantidad de aplicaciones para la energía solar fotovoltaica, en gran parte debido al gran desarrollo tecnológico que ha facilitado el acceso a este tipo de sistemas gracias a la disminución de costos en equipo e instalación. Las aplicaciones van desde sistemas conectados a red de gran escala (Sistemas en el orden de Megavatios), hasta instalaciones en partes aisladas como sistemas autónomos independientes de la red eléctrica. Dependiendo del caso, pueden realizarse integraciones entre estos dos tipos de sistemas, conocidos como Sistemas Fotovoltaicos Híbridos.

2.2.1. Sistemas Solares Fotovoltaicos Conectados a Red (Grid-Tie)

Los sistemas conectados a red suelen ser el tipo de instalación que permite la construcción de grandes campos de producción energética debido a su simplicidad y facilidad de construcción, además de ser el sistema con costos por kilovatio instalado más bajo.

Debido a que se utilizan para producción e inyección directa a red eléctrica convencional, no necesitan de sistemas de respaldo como baterías, ya que la energía producida es para consumo inmediato en horas de día o en que la planta esté operativa. Estos sistemas cuentan con arreglos fotovoltaicos, generalmente de gran potencia instalada, y sistemas de conversión de energía DC/AC especialmente diseñados para “atarse” a la red eléctrica disponible (Figura 1).

Normalmente, estos sistemas son instalados sobre cubiertas planas o grandes áreas disponibles, siendo estos unos de los principales inconvenientes de los sistemas conectados a red. También son instalados en ciudades, donde es posible realizar una conexión a red y no es necesario un sistema de respaldo. Generalmente se prefiere que tenga algún tipo de integración arquitectónica ya sea sobre cubierta plana, marquesinas de parqueo o inclusive, fachadas fotovoltaicas.

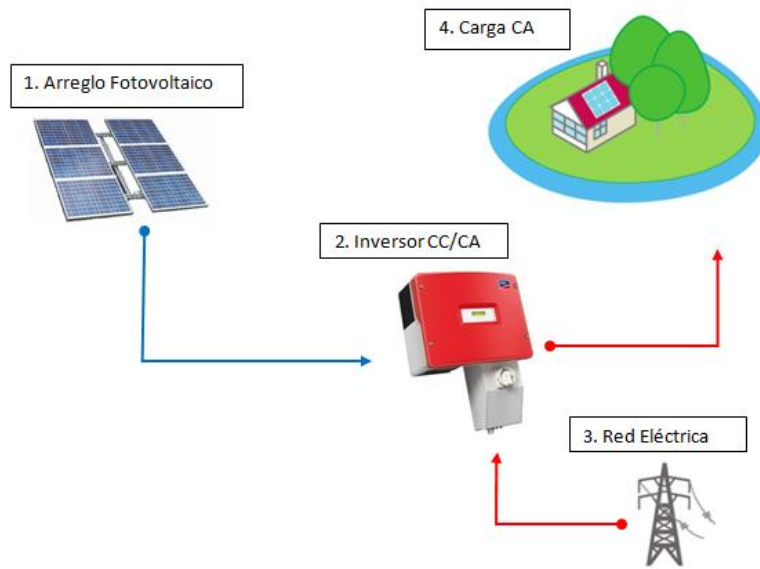


Figura 1. Esquema general de un sistema fotovoltaico conectado a red

2.2.2. Sistemas Solares Fotovoltaicos Autónomos (Stand-Alone)

Un sistema fotovoltaico aislado o autónomo, se trata de un sistema auto-abastecedor, ya que aprovecha la irradiación solar para generar la energía eléctrica necesaria en el suministro de una instalación (vivienda, pozo, sistema de riego, sistema de telecomunicación).

Al decir que son autónomos, se refiere a que no tienen ninguna interacción con la red eléctrica, por lo que el sistema de almacenamiento de energía depende de bancos de baterías que pueden tener autonomía de entre 2 a 4 días, dependiendo de la radiación solar incidente en la zona donde se vaya a instalar el sistema. Las baterías suelen ser el equipo más costoso y que requiere de mayor cuidado, ya que el mal uso de estas como descargas profundas, puede dañar su tiempo de vida útil y resultar en pérdidas económicas, además que es posible dañar otros equipos. Para que el arreglo fotovoltaico suministre energía de manera eficiente y constante a las baterías, son necesarios equipos

de regulación de carga y descarga de batería, que puedan realizar desconexiones cuando el nivel de la batería sea bajo y así evitar su descarga, y de esta forma prolongar la vida de esta.

Por lo general las cargas de una casa son de corriente alterna (AC) por lo que un sistema de inversión es necesario para garantizar el suministro de energía a este tipo de cargas.

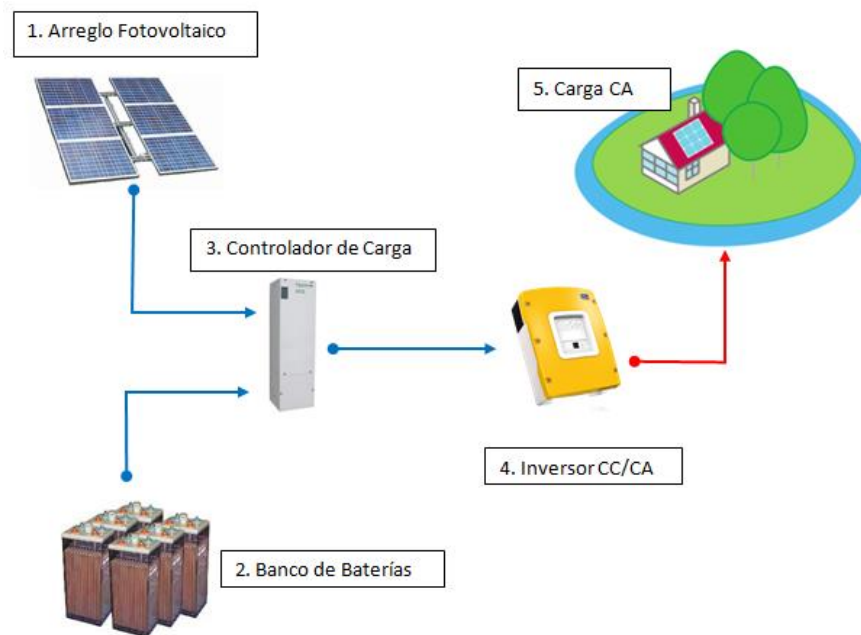


Figura 2. Esquema general de un Sistema Fotovoltaico Autónomo.

2.2.3. Sistemas Solares Fotovoltaicos Híbridos

Los sistemas de energía híbridos combinan múltiples tecnologías de generación y almacenamiento para crear una generación eléctrica que optimice las características de los recursos individuales de generación.

Los sistemas solares híbridos combinan lo mejor de los sistemas conectados a red y los sistemas autónomos. También pueden ser descritos como sistemas conectados a red con

sistema de almacenamiento en baterías. Estos tipos de sistemas son menos costosos que los sistemas autónomos, debido a que el requerimiento para banco de baterías se hace menor (usualmente se dimensionan para autonomía de horas), y puesto que este es uno de los equipos más costosos de un sistema autónomo, puede disminuir el costo capital de la instalación en general.

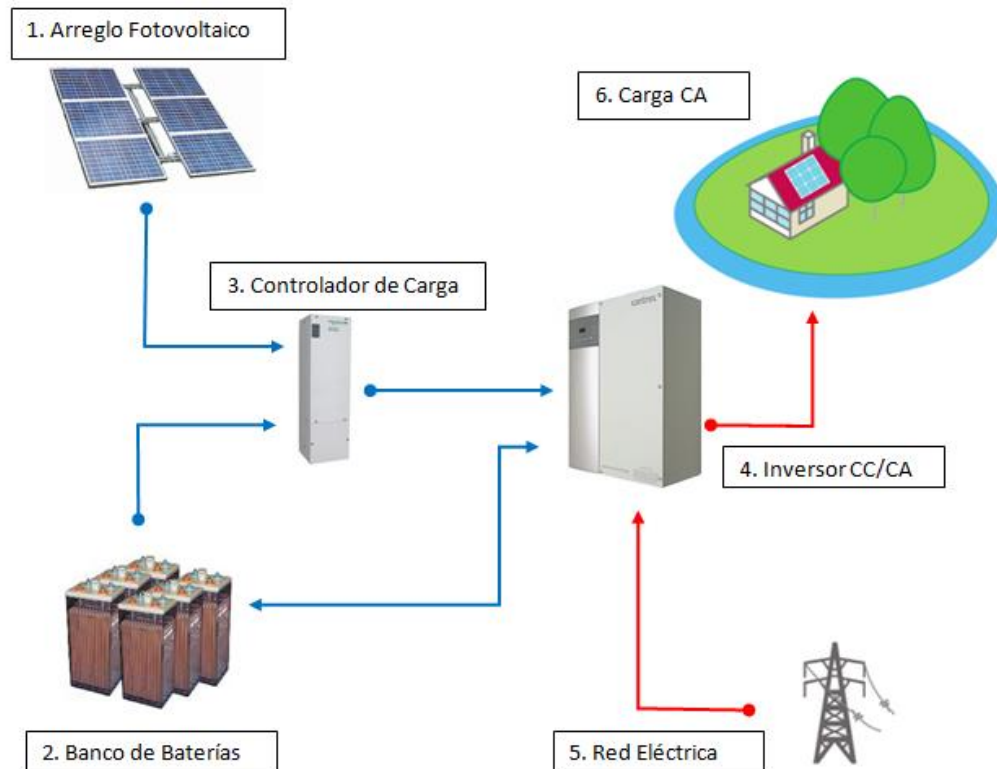


Figura 3. Esquema general de un Sistema Fotovoltaico Híbrido

2.3. MODULOS FOTOVOLTAICOS

Un módulo fotovoltaico es un conjunto de células o celdas solares interconectadas en serie y/o paralelo para adaptar el panel diferentes niveles de tensión y corriente. La energía incidente del sol es convertida a energía eléctrica creando una corriente eléctrica, de acuerdo a un principio llamado “efecto fotoeléctrico”. La mayoría de los módulos son

basados en cortes de material semiconductor como silicio policristalino, o también pueden ser contruidos con Telurio de Cadmio (CdTe) y sílice.

El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y corresponde a la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas (1000 W/m², 25°C). La eficiencia de un panel se determina en función del área que este ocupe, y la cantidad de energía que pueda captar, de esta forma las eficiencias varían de entre 10% y se han alcanzado valores de hasta 21%. La eficiencia varía dependiendo del tipo de cristal usado en su integración: Monocristalinos, Policristalinos y Amorfos.

2.3.1. Tipos de módulos fotovoltaicos

2.3.1.1. Monocristalinos

Presenta una estructura cristalina completamente ordenada. Se obtiene de silicio puro fundido dopado con boro. Se reconoce por su monocromía azulada oscura y metálica. Fueron los primeros en ser desarrollados para propósitos comerciales, son químicamente estables así que pueden durar en funcionamiento por un largo periodo si esta protegidos correctamente. Las celdas pueden alcanzar una eficiencia individual de 24%, y cuando son integradas en forma de módulos fotovoltaicos pueden alcanzar eficiencias de entre 11 – 17%.

2.3.1.2. Policristalinos.

Presenta una estructura ordenada por regiones separadas. Las zonas irregulares se traducen en una disminución del rendimiento. Se obtiene de la misma forma que el monocristalino pero con menos fases de cristalización (Combinación de átomos). Se reconoce porque en su superficie se distinguen distintos tonos de azules y grises metálicos.

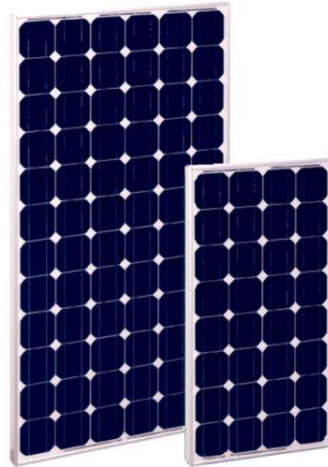


Figura 4. Módulos solares Monocristalinos de 72 celdas y 32 celdas



Figura 5. Modulo Fotovoltaico policristalino de 60 celdas.

2.3.1.3. Amorfos.

Presentan un elevado grado de desorden y un gran número de defectos estructurales en su combinación química. Su proceso de fabricación es menos costoso que los anteriores (se depositan en forma de lámina delgada sobre vidrio o plástico). Tienen un color homogéneo. También son llamados normalmente como módulos de capa delgada o Thin Film en su traducción al inglés. Usan material fotovoltaico no-cristalino, como gas de

silicato de alta temperatura que es depositado en pequeñas láminas de silicio sobre un sustrato (plástico o vidrio). Estas celdas operan de acuerdo a los mismos principios de los módulos cristalinos, pero tienen una eficiencia significativamente menor (4-8%), debido a esto suelen ser casi 3 veces más grandes que los módulos cristalinos para una misma potencia.

Varios materiales fotovoltaicos pueden ser depositados mediante diferentes métodos en una variedad de sustratos. Los módulos de capa delgada usualmente son categorizados de acuerdo al material fotovoltaico utilizado:

- Silicio Amorfo: se utilizan para aparatos que requieren bajo consumo, como calculadoras pequeñas o relojes, su bajo desempeño se debe a su método de deposición sobre sustrato de bajo costo. Su uso se debe principalmente a aplicaciones donde la flexibilidad o capa fina cobran una ventaja sobre otros tipos de tecnologías.



Figura 6. Modulo Fotovoltaico a-Si.

- Teluro de Cadmio: es una de las tecnologías de celdas solares de menor costo, incluso es la única tecnología que logra ser más económica que el uso de silicio cristalino en sistemas de gran potencia instalada. Debido a que las materias primas utilizadas para este tipo de módulos no son producidas en gran cantidad, hace que el precio de este tipo de tecnología sea muy vulnerable a la producción

mundial, lo que ha impedido la investigación en este campo, donde se cree que se pueden llegar a eficiencias de hasta el 20%. En laboratorio se han llegado a eficiencias de 17%¹.

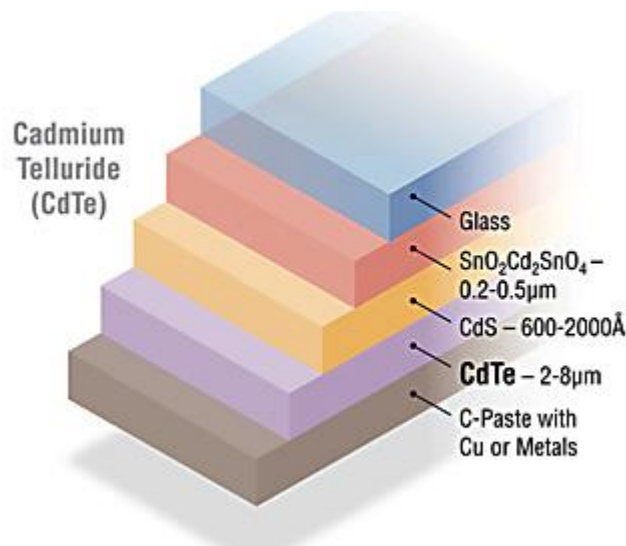


Figura 7. Componentes de una celda de Teluro de Cadmio (Fuente: NREL)

- Cobre Indio Galio y Seleniuro (CIGS): Los módulos tipo CIGS actualmente representan la alternativa de mayor eficiencia para celdas de capa delgada a gran escala de tipo comercial. Varias compañías han confirmado eficiencias en módulos excediendo el 13%. Se han desarrollado bajo un proceso de 3 etapas, liderado por el NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) de los Estados Unidos durante los últimos 20 años. Este proceso permite la formación de una capa delgada de CIGS, y que las cargas generadas por la luz solar existan lo suficiente para que puedan ser separadas y colectadas en los puntos de contacto. Esta separación y colección es crítica para la demostración de la alta eficiencia de conversión en este tipo de módulos.

¹ NREL - <http://www.nrel.gov/pv/thinfilm.html>

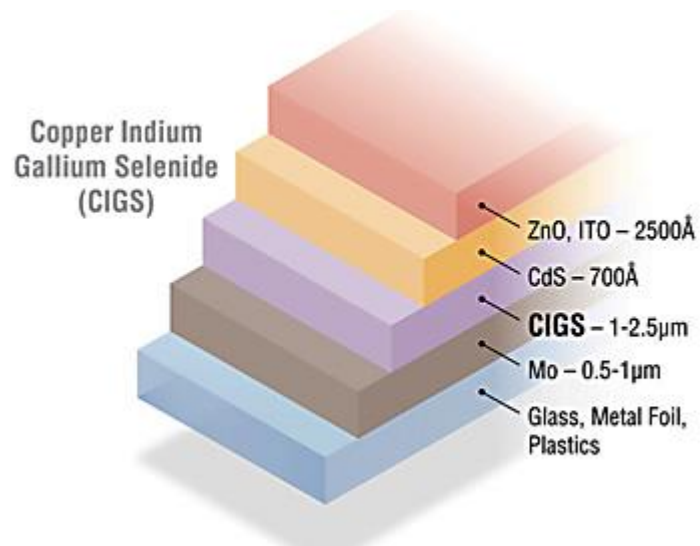
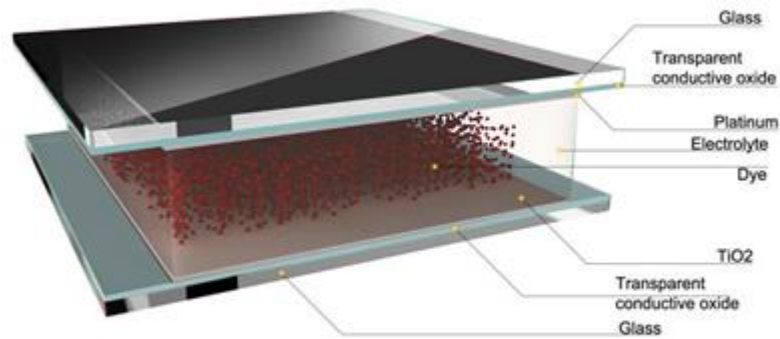


Figura 8. Componentes de una celda CIGS (Fuente: NREL)

- Células solares sensibilizadas por colorante (DSSC): Son celdas solares de bajo costo, que son basadas en un semiconductor formado entre un ánodo foto-sensibilizado y un electrolito, en conjunto como un sistema foto-electroquímico. En este tipo de tecnologías, al contrario que los módulos de silicio cristalino, los fotones provenientes de la luz solar pueden excitar los electrones del lado P del semiconductor (Foto-excitación), generando la corriente de manera distinta. Una celda moderna tipo DSSC está compuesta por nanopartículas de dióxido de titanio TiO_2 , cubiertas con colorante molecular que absorbe la luz solar, como la clorofila en la hoja de un árbol. El dióxido de titanio es inmerso en una solución de electrolito, con un catalizador basado en platino. El record actual en eficiente en este tipo de celdas es de 12.3%²

² "Yella, A; Lee, HW; Tsao, HN; Yi, C; Chandiran, AK; Nazeeruddin, MK; Diau, EW-D; Yeh, C-Y; Zakeeruddin, SM; Grätzel, M (2011). "Porphyrin-Sensitized Solar Cells with Cobalt (II/III)-Based Redox Electrolyte Exceed 12 Percent Efficiency". *Science* (6056): 629-634



Source: SolarPrint

Figura 9. Diseño esquemático de una Celda tipo DSSC

2.3.2. Curva Característica

La curva característica de los módulos fotovoltaicos, normalmente relaciona la corriente y el voltaje (Curva I-V). Son usadas para comparar módulos solares y para predecir el comportamiento o desempeño a diferentes temperaturas, cargas de voltaje y niveles de insolación.

Cada celda solar y modulo tiene su propio set de características de operación. A un voltaje dado, un módulo (o celda) producirá cierta corriente. Estas propiedades son descritas por la curva de corriente – voltaje, mejor conocida como la curva I-V (Figura 10).

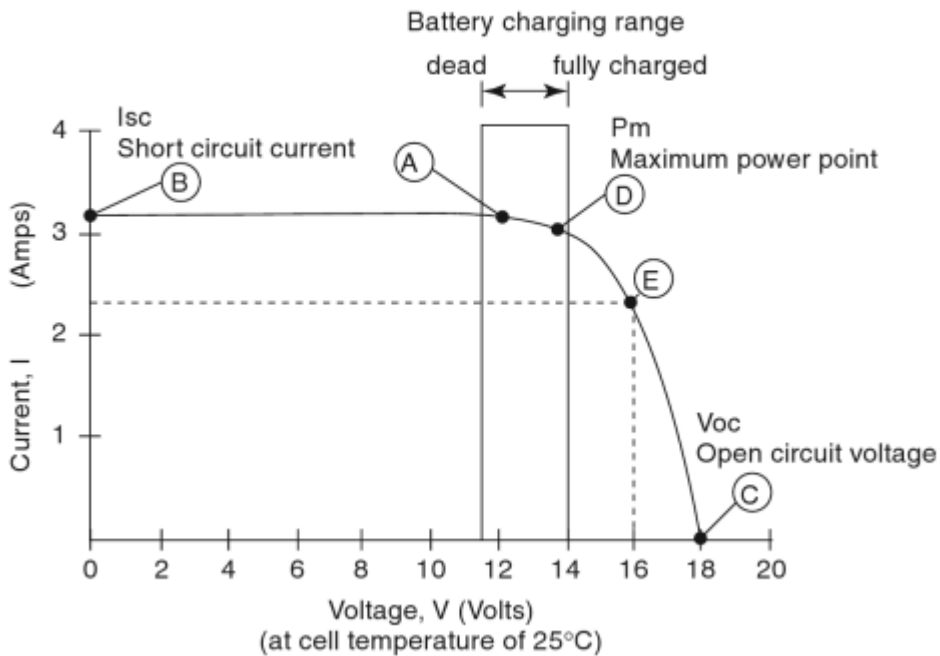


Figura 10. Curva I-V (Stand Alone Solar Electric systems – Mark Hankins, pag. 35)

- Isc, es la corriente de corto circuito, que es la corriente a luz de día plena cuando los cables positivos y negativos son puestos en corto circuito. En la curva, es cuando es el punto donde cruza los 0 Volts. (punto B). Es la corriente máxima que el modulo es capaz de producir.
- Voc, es el voltaje en circuito abierto, que es el voltaje medido a circuito abierto. Es medido a luz de día plena con un voltímetro entre los bornes positivo y negativo del módulo. Es el punto donde la curva cruza los 0 Amp (Punto C).
- Pm, el punto de potencia máxima, es el punto de la curva I-V donde el modulo produce la máxima potencia. Este punto siempre se encuentra donde la curva comienza a doblarse hacia abajo (Talón, Punto D). Es aconsejable operar un módulo tan cerca como sea posible al punto máximo de potencia.

2.3.3. Efectos sobre los módulos fotovoltaicos

Existen algunas variables meteorológicas, ambientales y de entorno que pueden afectar la producción energética en los paneles fotovoltaicos, y como lo vimos anteriormente, la curva I-V nos da una buena forma de analizar estos puntos de funcionamiento afectado por las variables anteriormente mencionadas.

2.3.4. Efectos de la intensidad de radiación solar.

La producción de una celda solar es bastante dependiente de la intensidad de la radiación solar sobre el modulo. La figura 11 muestra que la salida del módulo es directamente proporcional a la irradiación solar, si se reduce a la mitad la irradiación incidente, la producción del módulo se reduce también a la mitad. La baja radiación también reduce el voltaje al cual la corriente es producida.

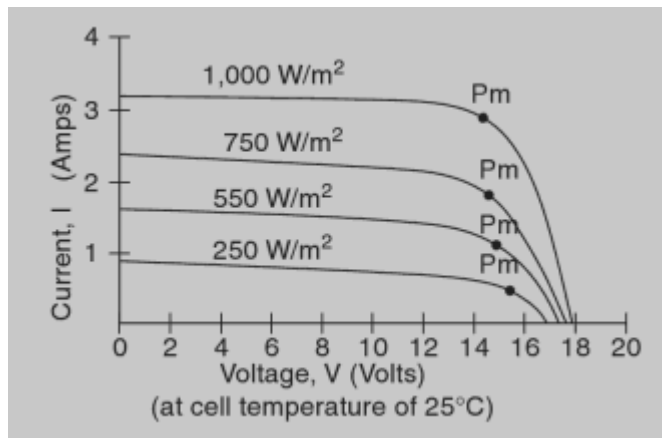


Figura 11. Efecto de la Intensidad de la radiación solar

2.3.4.1. Efectos de la temperatura

A diferencia de los módulos solares térmicos, la mayoría de los paneles fotovoltaicos producen menos potencia a medida que se van calentando. En cuanto la temperatura incrementa, la potencia de salida de módulos monocristalinos cae a razón de 0,5% por grado centígrado. Cuando tienen exposición directa al sol, las celdas solares usualmente tienen una temperatura superior en 20°C a lo que muestra un termómetro.

Este efecto es muy importante debido a que la temperatura puede causar pérdidas de producción de alrededor del 20%. Por esta razón es muy viable instalar los módulos en techos o lugares alto donde el viento pueda tener efecto de dispersión de temperatura sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos.

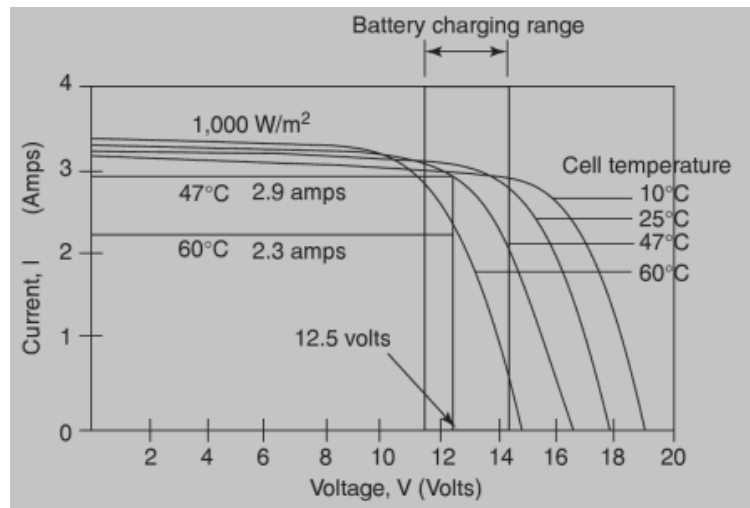


Figura 12. Efecto de la temperatura en el Voc.

2.3.4.2. Efectos de las Sombras (Shading)

Es de saber, que si una sombra cruza todo o parte del módulo fotovoltaico, la producción eléctrica será reducida. De hecho, inclusive una sombra sobre una celda individual puede reducir considerablemente la producción de un módulo cristalino, y posiblemente causar daños. El daño ocurre porque las celdas en un módulo están conectadas en serie y deben llevar la misma corriente. Cuando una celda o más son afectadas por la sombra, detiene su producción de corriente, y al contrario, comienza a consumirla, convirtiéndola en calor.

Los módulos amorfos son afectados en menor medida por pequeñas sombras que los módulos cristalinos.

2.3.5. Modelo Físico de los Módulos Fotovoltaicos

Para describir la operación de un módulo fotovoltaico, se usa generalmente el modelo del “diodo simple” de Shockley. Este modelo es basado en el siguiente circuito equivalente de una celda fotovoltaica:

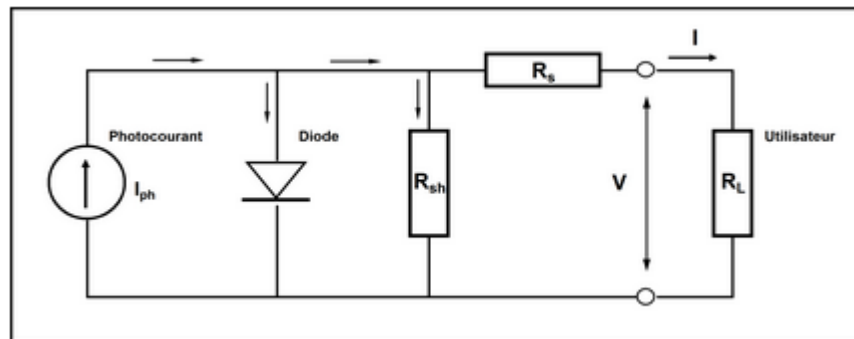


Figura 13. Modelo Físico de una celda fotovoltaica.

El modelo fue inicialmente desarrollado por una única celda. Su generalización a un módulo completo implica que todas las celdas son consideradas idénticas entre ellas.

Este modelo describe de buena forma los módulos de silicio cristalino, pero necesita algunas modificaciones para reproducir el comportamiento de las tecnologías de capa delgada. Se ha observado que la tecnología CIS obedece muy bien a este modelo estándar³.

La expresión principal que describe el modelo de “diodo simple”, es escrita como:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\left(\frac{q(V+I.R_s)}{N_{cs}.Gam.K.T_c} \right)} - 1 \right] - \frac{V + I.R_s}{R_{sh}}$$

- I = Corriente suministrada por el módulo.
- V = Voltaje en los terminales del módulo.
- I_{ph} = Fotocorriente, proporcional a la Irradiancia G , con corrección en función de la temperatura.
- I_D = Corriente del diodo, dada por la función exponencial.
- I_0 = Corriente de saturación inversa.
- R_s = Resistencia en serie.
- R_{sh} = Resistencia de derivación.
- q = Carga de un electrón.
- k = Constante de Boltzmann.
- G_{am} = Factor de calidad del diodo, usualmente entre 1 y 2.
- N_{cs} =Número de células en serie.
- T_c = Temperatura efectiva de las celdas (K)

La fotocorriente varía con la irradiancia y la temperatura. Se determina con respecto a los valores dados por las condiciones de referencia.

³ PVSYST Contextual Help – Characteristics of a PV module, model description.

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} * [I_{ph\ ref} + \mu_{SC}(T_c - T_{c\ ref})]$$

- G y G ref. =Irradiancia efectiva de referencia (W/m²)
- Tc y Tc ref. =Temperatura efectiva de referencia.
- μ_{SC} =Coeficiente de temperatura de fotocorriente

Respecto a los módulos de tecnología de capa delgada, no hay un consenso en la comunidad investigativa sobre el modelamiento general de estas nuevas tecnologías.

Varios trabajos experimentales han determinado comportamientos significativamente diferentes de los módulos amorfos con respecto a los de tecnología cristalina.

El software de simulación PVSyst basa sus simulaciones de éstas tecnologías en un modelo aproximado establecido por la Universidad de Geneva. Éste estudio es basado en mediciones externas de 6 módulos fotovoltaicos realizados cada 10 minutos por 3 meses. Teniendo en cuenta estos resultados se ha hecho una aproximación al modelo estándar utilizando 3 indicadores fácilmente identificables: Potencia máxima, Voltaje de circuito abierto y corriente de corto circuito.

2.4. BATERÍAS

Los módulos fotovoltaicos solo generan electricidad cuando la luz del sol está presente, ellos no almacenan de ninguna forma energía. Solo en algunas aplicaciones, como ventiladores o bombas de agua, no se necesitan baterías porque estas aplicaciones solo funcionan cuando hay luz solar.

Sin embargo, para otras aplicaciones necesitamos electricidad cuando el sol no está presente. La carga eléctrica generada durante el día debe ser almacenada para su disponibilidad de noche o cuando esté nublado. La respuesta más obvia a este problema es usar baterías que almacenan la energía químicamente.

En el momento de diseñar un sistema fotovoltaico, las baterías comúnmente son es el eslabón más débil del sistema, puesto que necesitan de un gran cuidado para asegurar que su ciclo de vida útil sea lo más extenso posible. Cuando las baterías funcionan pobremente, el sistema en general reduce su rendimiento y pueden dañar aplicaciones como bombillos o televisores.

La cantidad de energía que una batería puede almacenar es llamada capacidad. La capacidad de una batería es medida en Amper-hora (Ah). Esto indica la cantidad de energía que puede ser extraída de la batería antes de que se descargue completamente. El concepto de Amper-Hora es basada en la noción de una batería ideal de, por decir, 100Ah, que idealmente da una corriente de 1Amp por 100 horas, 2 Amp por 50 horas, etc. Sin embargo, el la razón a la que una batería es descargada, afecta su capacidad.

Existe diversidad de baterías diseñadas para diferentes tipos de aplicaciones, pero en general son 3 las baterías que son usadas comúnmente para arreglos fotovoltaicos:

- Baterías de electrolito captivo (Gel): Usan ácido sulfúrico que ha sido convertido en forma de gel. Selladas en fábrica, no tienen goteo o fugas, así que son fáciles de transportar y no requieren mantenimiento. No son fabricadas para descargas profundas, tienen bajo desempeño a altas temperaturas y no deben ser puestas en funcionamiento en bancos de alto voltaje, pues podrían causar que el electrolito explote.
- Baterías AGM (Absorbed Glass Mat): ácido sulfúrico y electrolito líquido son absorbidos en una fibra en forma de malla para que no tengan pérdidas, aun si se rompen. Muchas baterías de este tipo son diseñadas para aplicaciones tipo Stand By, no para descarga profunda. A menudo son una buena opción para

aplicaciones de sistemas fotovoltaicos autónomos, pero al igual que las baterías tipo gel, son costosas.

- Baterías con electrolito fluido (Flooded/wet cells): son las más antiguas y su simple producción permiten precios favorables. Existen en versión abierta con tapas que dejan sustituir el agua o en versión 'libre de mantenimiento' que son cerradas pero con válvulas para que posibles gases puedan escapar durante cargas excesivas (en realidad no son libre de mantenimiento, son de bajo mantenimiento). Sus ventajas aparte de los precios es que son menos problemáticos si se sobrecargan. Las desventajas son el peligro de perder el muy agresivo ácido, un control del nivel del agua es necesario (en las de 'libre mantenimiento' no se pueden sustituir el agua), y su corta vida típica de aproximadamente 400 ciclos de carga y descarga. Una ventilación es muy importante para estos tipos de batería y temperaturas bajo cero pueden destruirlas rápidamente.

2.5. CONTROLADORES DE CARGA

El correcto funcionamiento de cualquier sistema solar fotovoltaico autónomo depende en gran medida del funcionamiento a largo plazo del banco de baterías. Para que un sistema opere bien durante un largo tiempo de vida, las baterías deben ser cargadas de manera adecuada y constantemente en un alto estado de carga.

Los sistemas solares fotovoltaicos usan controladores de carga (también llamados reguladores de carga) que administran de manera eficiente la energía producida por los módulos para proteger las baterías y actuar como punto de interconexión para todos los componentes del sistema (cuando no es necesario usar inversores).

El controlador de carga tiene un número de funciones primarias. Primero, provee un punto central para conectar la carga, el módulo y la batería. Segundo, administra el sistema para que se provea una carga óptima a las baterías. Tercero, garantiza que los componentes

sean protegidos de daños provocados por sobre-descargas, descarga profunda, y cambio de los niveles de voltaje.

Prácticamente todos los controladores de carga contienen la opción de prevenir que el banco de baterías sea sobrecargado. Las tecnologías de regulación de carga han mejorado en gran medida desde los años 90's, así que es posible encontrar diversidad de reguladores para nuestras necesidades. Dos de las tecnologías más usadas son la modulación por ancho de pulso (PWM) y los rastreadores del punto de máxima potencia (MPPT).

2.5.1. Controladores de Carga PWM

Los controladores de carga PWM (Pulse Width Modulation), envían pulsos de carga a la batería que varían dependiendo de su estado de carga. Una batería con un estado bajo de carga obtiene un pulso ancho. En cuanto la batería se llena, el controlador envía pulsos de carga cada vez menores, o más “delgados”. Una batería totalmente cargada obtiene ocasionalmente un pulso delgado de carga. El controlador mide el estado de carga y ajusta el pulso de acuerdo a ésta.

Un controlador de carga PWM no opera para optimizar la transferencia de potencia a las baterías; están optimizados para extender el tiempo de vida útil de las baterías.

2.5.2. Controladores de Carga MPPT

Los controladores de carga MPPT (Maximum Power Point Trackers), utilizan conversión electrónica DC/DC para rastrear el punto máxima potencia del módulo en la curva I-V. Manteniendo el voltaje de carga en el punto de máxima potencia, los controladores MPPT ganan entre 10 – 35% extra de rendimiento a la salida de los módulos fotovoltaicos. Los controladores MPPT también pueden aceptar altos voltajes provenientes de los módulos,

lo que significa que son capaces de trabajar con arreglos fotovoltaicos de voltajes más altos a los 12V (usualmente sistemas de 24 y 48V), y transformarlo a voltajes compatibles con el banco de baterías. Son utilizados en sistemas fotovoltaicos a gran escala donde obtener la mayor ganancia energética resulta en ganancias de dinero para el sistema.

El circuito de un controlador de carga MPPT está diseñado para convertir el voltaje el arreglo fotovoltaico al voltaje óptimo para la máxima transferencia de potencia a las baterías, o a la red según sea el caso de aplicación.

2.6. INVERSORES

Los inversores convierten voltajes bajos en corriente directa, a unos voltajes más altos en corriente alterna. En el proceso de convertir corriente directa en corriente alterna, los inversores consumen un pequeño porcentaje de energía. Usualmente tienen una eficiencia de 90% o menos dependiendo del tamaño de la carga en cierto momento dado.

Como inversores se pueden encontrar los de onda pura y onda modificada (Figura 14). Los inversores de onda sinusoidal modificada pueden alimentar a la mayoría de electrodomésticos. Sin embargo, esta forma de onda puede presentar algunos problemas de rendimiento con cargas inductivas. A pesar de estas limitaciones son muy utilizados debido a su bajo costo.

Los inversores de onda sinusoidal pura, son los más sofisticados del mercado actual. Diseñada para reproducir la energía suministrada por la red convencional, la onda sinusoidal pura o real es la mejor forma de onda eléctrica para alimentar equipos electrónicos más sofisticados (impresoras, TV, laptops). Además eliminan los problemas por rendimiento e incompatibilidad. Debido a esto, son más costosos que los inversores de onda sinusoidal modificada.

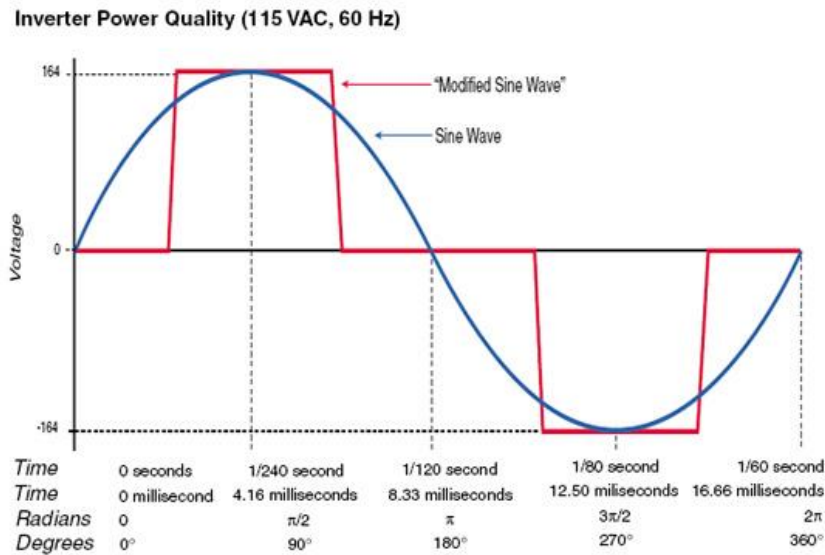


Figura 14. Onda Sinusoidal Modificada vs Pura

2.6.1. Inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos.

En instalaciones aisladas, se utilizan inversores que convierten la corriente continua proveniente de los módulos fotovoltaicos, en energía aceptada por los equipos consumidores finales, es decir, convierten la tensión de 12 o 24V en DC, a 120/240V en corriente alterna.

Suelen llegar a conectarse directamente a la salida de consumo del regulador para potencias pequeñas (inferiores a los 500W), y para potencias elevadas se conectan directamente al banco de baterías.

Están contruidos a base de circuitos electrónicos alimentados a tensión continua y general una señal de tensión y frecuencia determinada, en la mayoría de los casos generan 120V a 60Hz.

Disponen de diversas protecciones: sobrecarga o sobredescarga de la batería, posibles cortocircuitos a la entrada o la detección de ausencia de consumo, quedándose en modo reposo con un consumo mínimo de 1,5W (Stand By).

2.6.2. Inversores para sistemas conectados a red.

Los inversores utilizados para la conexión a red eléctrica disponen de un control de tensión a red, de la onda de salida, del sincronismo entre la señal generada con la red eléctrica y dispositivos de protección. Incorporan protecciones como:

- Cortocircuitos en corriente alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red.

Los inversores atados a red, toman la corriente directa y la invierten a corriente alterna para que pueda ser vertida a la red eléctrica convencional. Debe sincronizarse con la frecuencia de la red usando un oscilador, y limitando el voltaje al mismo de trabajo de la red. Propiamente configurado, permite el uso de sistemas de generación alternativos son la necesidad de usar baterías. Si la fuente alterna es insuficiente, el déficit de energía es suministrada por la red.

Estos inversores suelen trabajar a tensiones de entrada del orden de 100 a 750 volts de corriente continua, mucho más altas a las que suele trabajar las instalaciones solares aisladas o autónomas.

2.6.3. Inversor/Cargador en sistemas híbridos.

Algunos tipos de inversores, llamados Inversores/Cargadores, permiten que las baterías sean cargadas de fuentes no fotovoltaicas, como generadores diésel o la misma red eléctrica convencional. Estos inversores, usualmente para potencia superiores a 1000W, pueden cargar baterías cuando la componente solar no es suficiente. Son usualmente usados en sistemas de back-up en lugares donde hay cortes de electricidad frecuentes, en este caso es preferible conectarlos a red que conectarlos a un generador diésel. La componente fotovoltaica puede cumplir esta labor de back-up en cortes de larga duración.

3. SIMULACION DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS MENDIANTE SOFTWARE DE SIMULACIÓN PVSYST.

PVsyst es un paquete de software para el estudio, dimensionamiento y análisis de datos para sistemas fotovoltaicos completos.

Permite el estudio de sistemas fotovoltaicos conectados a red, autónomos (Stand Alone), bombeo solar, y redes en DC (Sistemas de transporte público). Incluye extensas bases de datos de meteorología y componentes de sistemas fotovoltaicos, así como diversas herramientas para ingeniería en energía solar.

El software en general se adapta a las necesidades de ingenieros, arquitectos e investigadores, siendo de gran ayuda para tanto para nivel profesional como para nivel educacional con propósitos de investigación.

La versión de PVsyst utilizada para la investigación en el presente documento es la 5.64, que ofrece 3 niveles de estudio de sistemas fotovoltaicos dependiendo del estado o etapa de desarrollo en la que se encuentre un proyecto real. Dichos niveles de estudio son: diseño preliminar, diseño del proyecto y herramientas.

3.1. DISEÑO PRELIMINAR.

La opción de diseño preliminar es el paso de pre-diseño del proyecto. Está orientada a definir de forma rápida las configuraciones generales del sistema fotovoltaico planeado.

En esta etapa las evaluaciones del rendimiento del sistema son definidas de forma rápida en valores mensuales, usando solo algunas características generales del sistema sin especificar componentes detallados. También es posible realizar un pequeño análisis de costos.

Consta de 3 pasos simples para la realización del diseño preliminar: Localización, Sistema y Resultados.

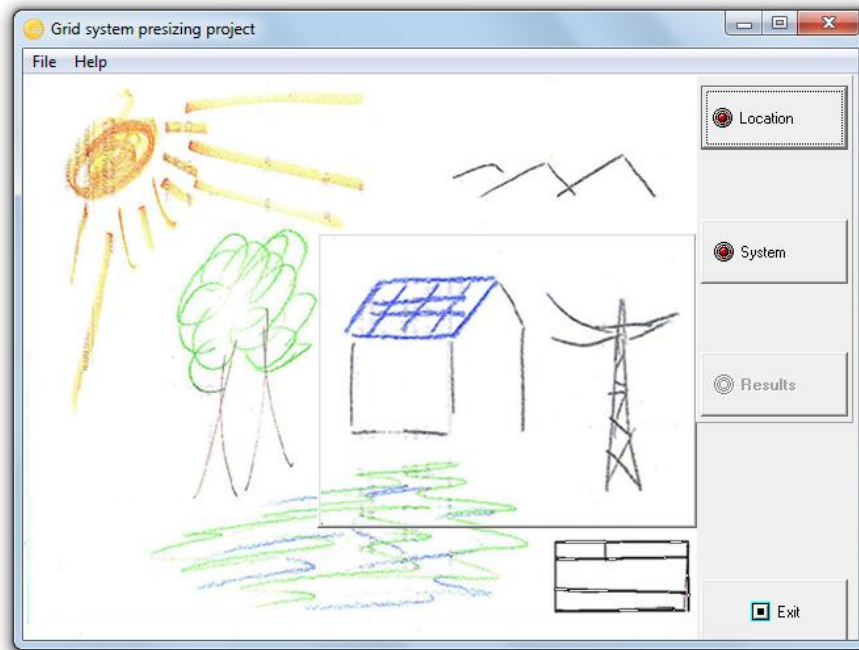


Figura 15. Interfaz en PVsyst de Diseño Preliminar.

3.1.1. Localización.

El primer parámetro a tener en cuenta en el momento de realizar un dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico es la localización. De la localización depende en gran medida el comportamiento de nuestro sistema fotovoltaico, ya que nos dará datos importantes como irradiación incidente, temperatura y velocidad de viento.

PVsyst en todos sus aspectos de diseño contempla la localización como el primer paso para un pre-diseño del proyecto. Permite elegir una localización de la base de datos que

posee el software, y en caso de no incluirlos, es posible importarlos de bases de datos como las disponibles por la NASA y Meteonorm.

3.1.2. Sistema

Después de definir la localización, la opción “sistema” muestra una primera pantalla donde se debe definir la orientación del plano fotovoltaico (Angulo de inclinación y Azimut). PVsyst nos da la opción de calcular el ángulo de inclinación óptimo para nuestro sistema.

La opción de “sistema” varía dependiendo del tipo de sistema fotovoltaico que se vaya a implementar (Conectado a red, Autónomo o Bombeo solar).

Si el sistema es conectado a red, el software da la opción de definir el parámetro por el cual queremos dimensionar nuestro arreglo fotovoltaico: por área disponible, por potencia nominal del sistema, o por producción anual de energía requerida. Una vez seleccionado este primer parámetro, en una segunda pantalla nos permite definir algunas propiedades del sistema como tipo de modulo fotovoltaico a emplear, tipo de tecnología, tipo de montaje y propiedades de ventilación.

Para el caso de un sistema autónomo, después de definir ubicación e inclinación de nuestro arreglo fotovoltaico, en “sistema” es posible realizar un pequeño cuadro de cargas que tomará como base para dar un aproximado del tamaño del sistema fotovoltaico y banco de baterías.

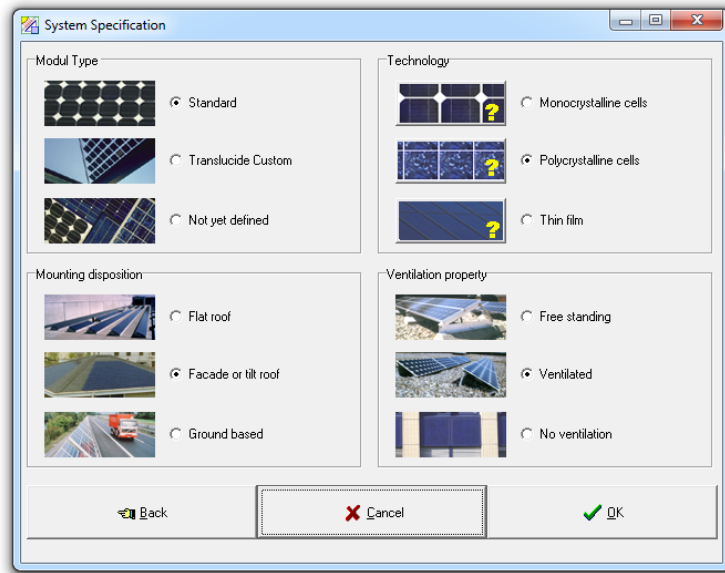


Figura 16. Especificaciones del Sistema en diseño preliminar

3.1.3. Resultados.

Una vez seleccionados los parámetros de diseño y propiedades del sistema, la opción “Resultados” realiza un cálculo estimado de potencia nominal, área requerida o producción energética anual, así como algunas tablas de resultados que muestran lo que sería el comportamiento del sistema y una pequeña evaluación económica.

La evaluación de la irradiancia disponible sobre el plano fotovoltaico usa los algoritmos de la herramienta “Meteorología mensual”, y la salida de energía del sistema es computada con datos de eficiencia constante y coeficientes de corrección de acuerdo a los parámetros del sistema definidos. La exactitud se encuentra en un orden 10 – 20% de error.

Este diseño preliminar nos brinda un panorama general de un sistema fotovoltaico cuando aún no se tiene datos detallados para el dimensionamiento final y exacto del sistema requerido.

3.2. DISEÑO DEL PROYECTO.

Esta parte es orientada a realizar un diseño y análisis completo del comportamiento de un sistema fotovoltaico, usando simulaciones horarias detalladas. Estas son seleccionadas en el transcurso de selección de criterios de dimensionamiento del proyecto, que define situación geográfica y datos meteorológicos por hora. Es posible realizar diferentes variables para un solo proyecto donde se establezcan parámetros de optimización.

Después de seleccionar “Diseño del proyecto”, y el tipo de sistema en la ventana principal, el proceso de dimensionamiento es el siguiente:

- Primero, definir el proyecto, o abrir un proyecto existente.
- Para un proyecto (incluyendo básicamente localización geográfica y datos meteorológicos) es posible realizar variantes de simulación diferentes.
- Definir la orientación del plano fotovoltaico para cada variante.
- Definir las propiedades del sistema.
- PVsyst verifica la consistencia de todos los parámetros y produce advertencias naranjas (aceptable para una simulación) y rojas (previene la simulación), especificando el error o inconsistencias.
- Cuando todos los parámetros están definidos correctamente, es momento de realizar la simulación.
- Cuando la simulación está completa, nos permite acceder a resultados y consultar datos de producción y comportamiento general del sistema bajo las condiciones especificadas.

Para un proyecto dado, siempre es recomendable construir un proyecto primero con las variables y parámetros con valores propuestos por default. Como segunda variante de simulación es recomendable incluir aspectos más detallados del proyecto. Para esto PVsyst posee ciertas herramientas que aproxima a la realidad un proyecto fotovoltaico:

- En el panel de definición del sistema, se puede modificar las pérdidas detalladas del sistema (Suciedad, IAM, temperatura del módulo, perdidas por cableado, calidad del módulo, mismatch, disponibilidad de la planta, entre otras.)
- Definición de perfiles de horizonte (Sombras lejanas)
- Sombras cercanas, que permite definir por medio una herramienta de construcción en 3D sombras cercanas como árboles, muros, cercas, etc.
- Distribución de los módulos, para definición detallada de pérdidas eléctricas.

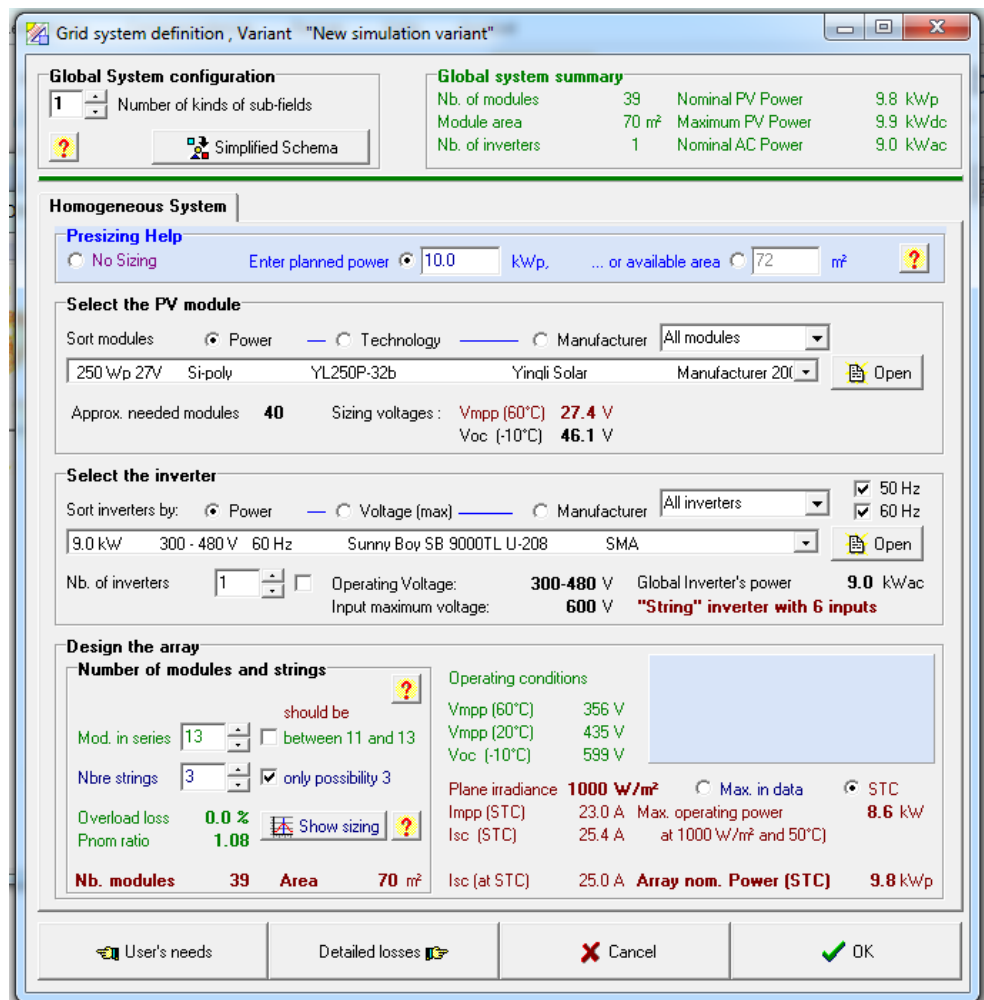


Figura 17. Definición del sistema – Sistema conectado a red

3.3. HERRAMIENTAS Y BASES DE DATOS

La tercera parte de PVsyst nos da acceso a diferentes herramientas de evaluación de sitios geográficos, módulos fotovoltaicos, comportamiento eléctrico, entre otras. También nos da acceso a las bases de datos incluidas en el software con la posibilidad de importar datos de bases meteorológicas.

3.3.1. Base de datos Meteorológicos Mensuales.

Las bibliotecas de PVsyst incluyen definiciones de sitios geográficos (Latitud, longitud, altitud, y zona horaria), así como datos mensuales de irradiación global, temperatura y velocidad de viento para 330 sitios en todo el mundo. Es posible importar estos datos a partir de bases de datos como la NASA o Meteonorm, o manualmente si se ha hecho un estudio riguroso en un sitio en particular.

3.3.2. Base de datos de Componentes Fotovoltaicos.

PVsyst incluye bases de datos actualizables de diferentes componentes fotovoltaicos:

- Módulos Fotovoltaicos
- Inversores tipo Grid Tie.
- Baterías.
- Bombas solares.
- Controladores de Carga.
- Generadores diesel de back up.

Estos componentes poseen datos de placa suministrados por los fabricantes, así como herramientas de análisis que nos dan detallados gráficos de comportamiento de los componentes ante diferentes condiciones de trabajo (Irradiación, temperatura, velocidad de viento, mismatch).

Además de las anteriores bases de datos, PVSyst posee herramientas de estudio eléctrico y meteorológico para arreglos fotovoltaicos y sitios geográficos respectivamente.

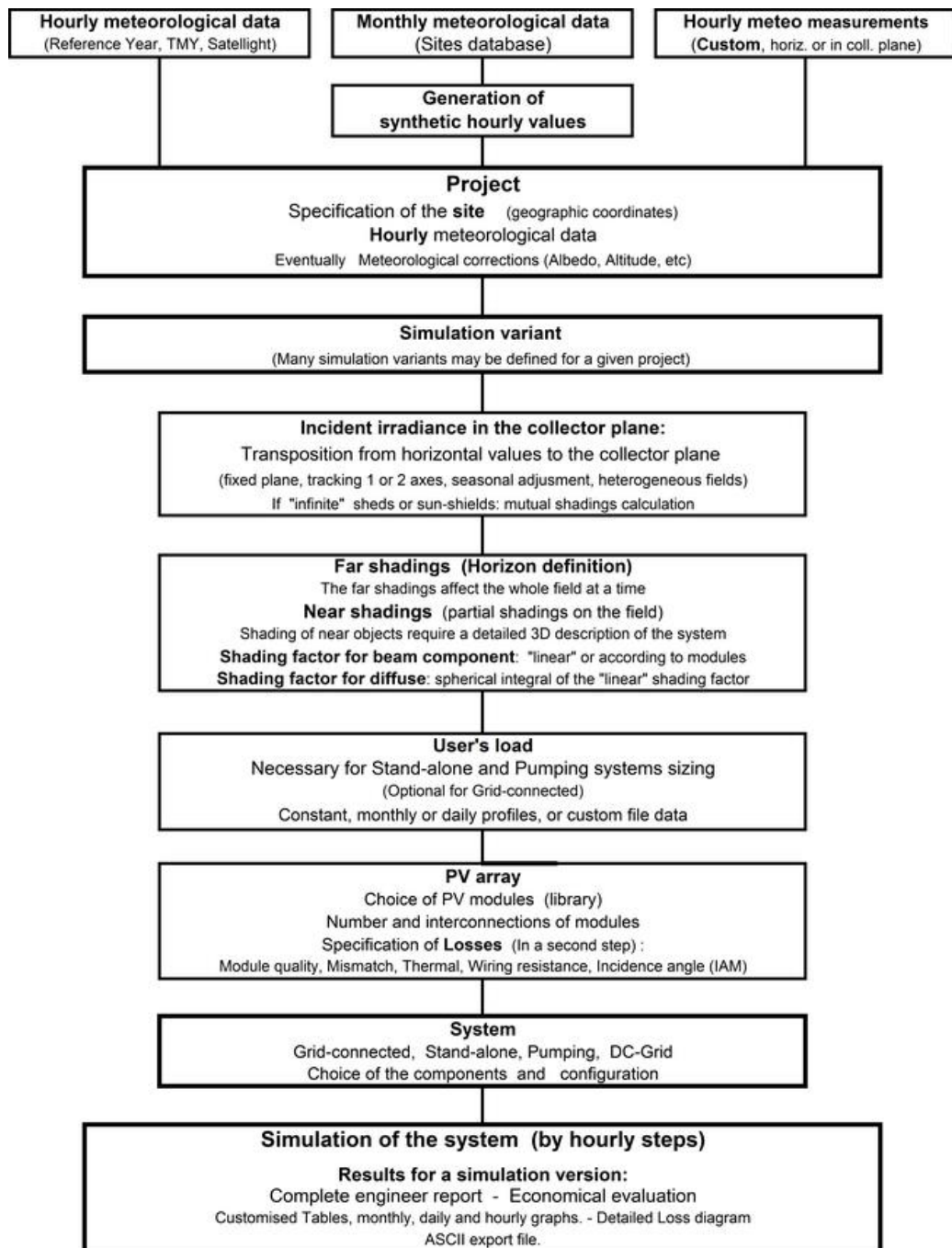


Figura 18. Mapa conceptual del proceso de simulación en PVsyst.⁴

⁴ PVSYST Contextual Help – Project Design

4. ANALISIS DE TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS EN COLOMBIA

Colombia es un país con gran diversidad de escenarios climáticos como energéticos hablando desde el punto de vista solar. Las ciudades se encuentran en lugares que van desde casi desérticos, (Riohacha – Guajira) hasta altiplanicies de baja temperatura (Tunja – Boyacá).

Realizar un análisis de tecnologías fotovoltaicas en las diferentes ciudades del territorio nacional, nos brinda una clara idea de que tecnología fotovoltaica es la más adecuada para cada ciudad y/o región estudiada. Utilizando el software de simulación PVsyst, es posible estudiar de forma detallada cada tecnología fotovoltaica, conociendo datos específicos de pérdidas por temperatura, mismatch, eficiencia, cableado, ángulo inclinación del arreglo, entre otras.

Se han seleccionado ciudades de diversas características ubicadas en diferentes zonas del país, pisos térmicos, y condiciones hidrológicas. Las ciudades que entran en este estudio son:

- Arauca – Arauca.
- Bahía Solano – Chocó.
- Barranquilla – Atlántico.
- Bogotá – Cundinamarca.
- Bucaramanga – Santander.
- Guajira.
- Leticia – Amazonas.
- Tunja - Boyacá



Algunas características importantes, así como coordenadas exactas de los lugares tomados como base para el presente análisis están representadas en la siguiente tabla:

CIUDAD - REGION	COORDENADAS	T. AMBIENTE (°C)	VEL. VIENTO (m/s)	ALTURA (msnm)	IRRADIACION SOLAR ANNUAL(kWh/año)	HSP (h)
ARAUCA	7,08N 70,75W	24,76	3,2	360	1762,5	4,83
CHOCO - BAHIA SOLANO	6,29N 77,47W	24,5	1,8	60	1530,5	4,19
BARRANQUILLA	10,98N 74,78W	27,4	4,4	50	1922,9	5,27
BOGOTA	4,23N 74,49W	15,3	3,4	2650	1769,0	4,85
BUCARAMANGA	7,13N 73,13W	23,3	1,7	965	1881,5	5,15
GUAJIRA	12,01N 71,7W	26,1	6,2	30	2370,5	6,49
LETICIA	4,21S 69,9W	27,7	1,4	90	1670,7	4,58
TUNJA	5,54N 73,36W	12,9	1,8	2780	1837,6	5,03

Tabla 1. Datos meteorológicos de las ciudades de estudio.

En color naranja están resaltados aquellos datos que son favorables para una instalación fotovoltaica, lo contrario sucede con los datos en color azul (a excepción de la temperatura).

La anterior tabla nos arroja datos valiosos al momento de determinar en qué región podría funcionar mejor una instalación fotovoltaica. La región de estudio en el departamento de la Guajira presenta el valor más alto en Horas Solares Pico, por lo que se espera que allí la producción energética sea mayor que en el resto de ciudades estudiadas. Históricamente La Guajira ha presentado altos valores de irradiación solar y velocidad de viento por lo que la implementación de energías renovables en esta región es altamente viable. Por el contrario, en lugares como Bahía Solano en el departamento del Chocó, presentan ecosistemas de bosques densos, alta humedad y temperatura, con bajos niveles de irradiación, que arrojan indicadores negativos en el momento de evaluar una instalación fotovoltaica de gran capacidad.

Como puntos de partida para la evaluación fotovoltaica, y dejando como única variable la tecnología fotovoltaica, se han tomado las siguientes consideraciones:

- Potencia Instalada de 100kW
- Inversores para conexión a red KACO POWADOR 36TL
- Perdidas constantes: Suciedad, óhmicas, mismatch, perdidas térmicas.

PVsyst nos permite realizar diferentes variantes de simulación, por lo que se ha realizado el análisis con 2 variantes de diseño: Sin tener velocidad de viento y con velocidad de viento.

Para el estudio del comportamiento de las tecnologías fotovoltaicas en diferentes ciudades, se han tomado como objeto de estudio los principales módulos fotovoltaicos usados en el mercado de las 4 principales tecnologías implementadas en instalaciones a gran escala (Figura 20).

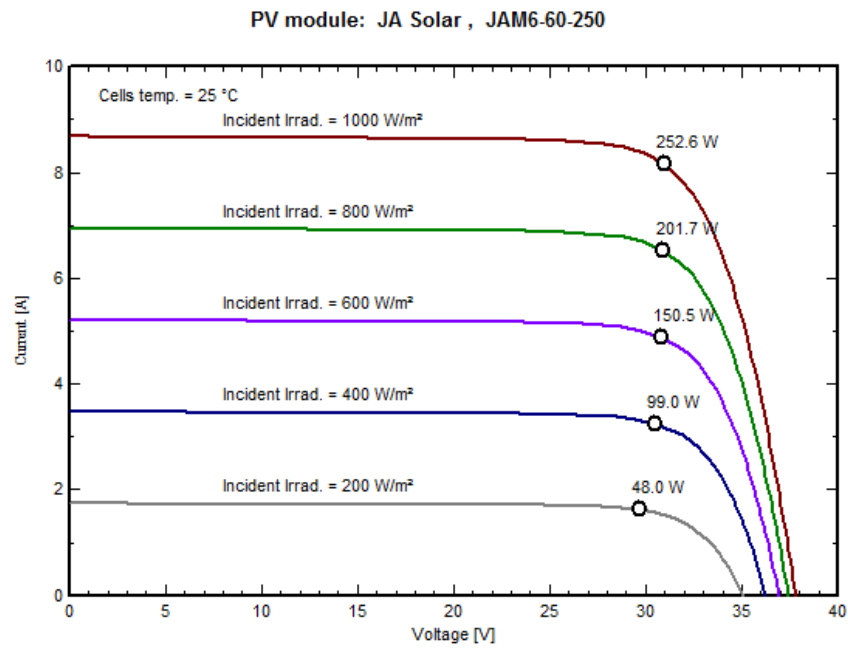
PANEL	FABRICANTE	TECNOLOGIA	POTENCIA (W)	AREA PANEL (m2)	COEFICIENTE DE TEMPERATURA DEL PANEL (%/C)	EFICIENCIA DEL MÓDULO
JAM6-60-250	JA SOLAR	Monocristalino	250	1,635	-0,44	15,54%
JAP6-60-250	JA SOLAR	Policristalino	250	1,635	-0,45	15,31%
FS-390	FIRST SOLAR	Teluro Cadmio (CdTe)	90	0,72	-0,25	12,52%
DA100-A1	DUPONT APOLLO	Silicio Amoro (a-Si)	100	1,564	-0,25	6,40%
SF165S	SOLAR FRONTIER	CIS	165	1,228	-0,31	13,44%

Tabla 2. Módulos fotovoltaicos utilizados en el análisis

En el caso de los módulos fotovoltaicos de tipo monocristalino y policristalino, se ha utilizado el mismo fabricante para estas tecnologías, con la intención de disminuir variables en el momento de realizar una comparación entre estos dos tipos de tecnologías.

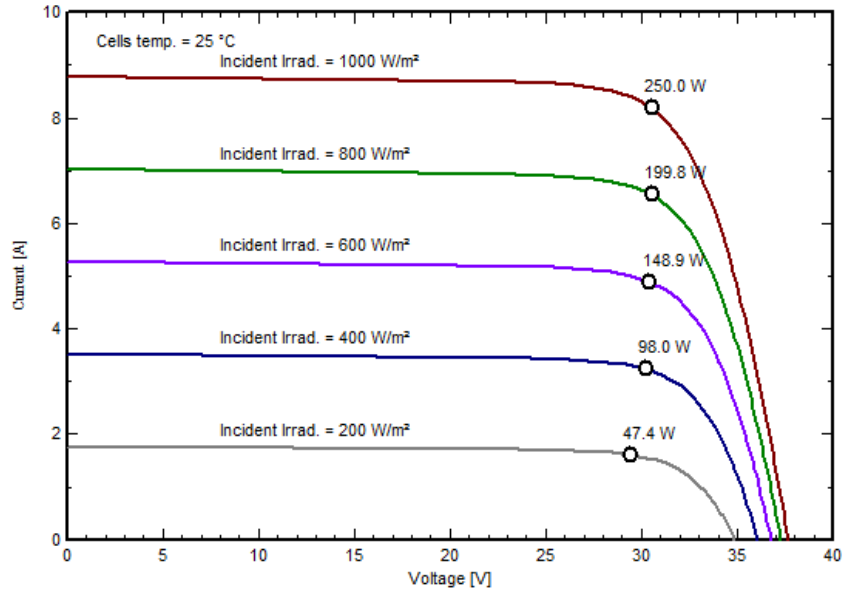
En el caso de las tecnologías fotovoltaicas de capa delgada o *thin film* como Silicio Amorfo, Teluro Cadmio y CIS, se eligieron los fabricantes más reconocidos con sus módulos más usados, o como en el caso de módulos fotovoltaicos tipo teluro cadmio, First Solar actualmente es el único fabricante de paneles de este tipo.

Las curvas características para cada módulo fotovoltaico están disponibles gracias a las herramientas que posee el software PVsyst, de análisis del comportamiento de cada tecnología con variables como Irradiación incidente y temperatura.



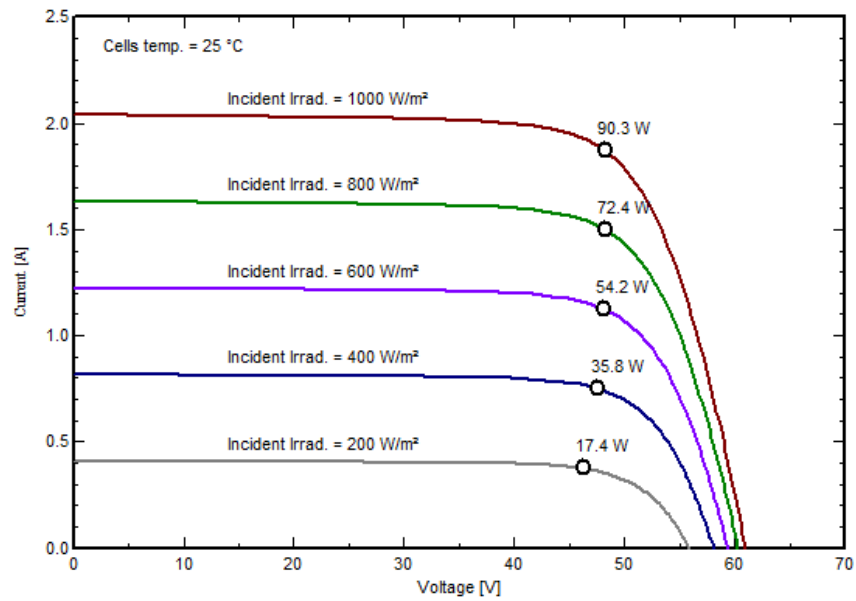
(a) Módulo Monocristalino

PV module: JA Solar , JAP6-60-250



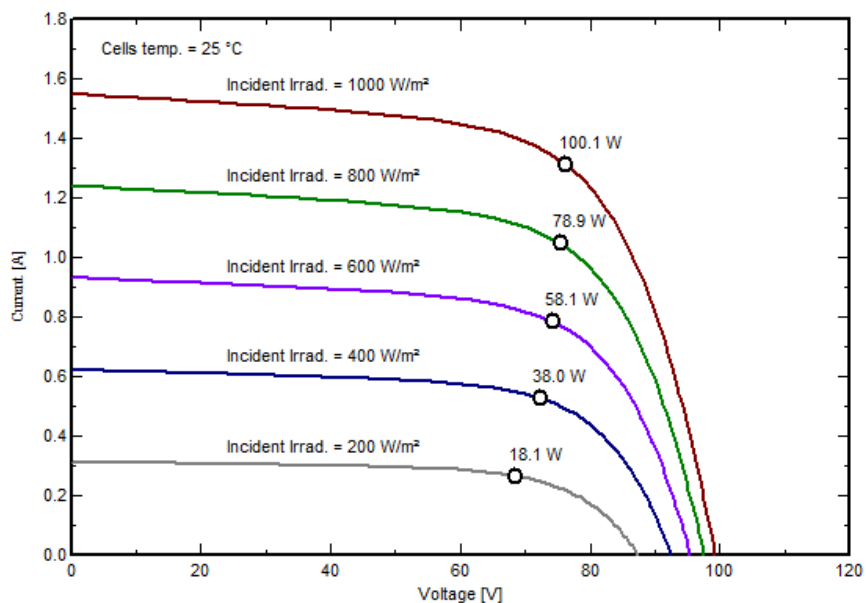
(b) Módulo Policristalino

PV module: First Solar, FS-390



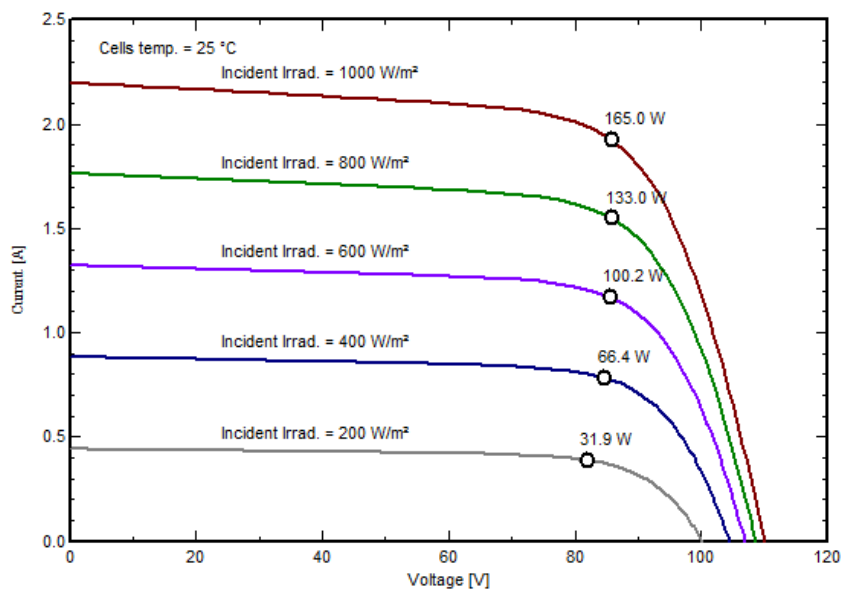
(c) Módulo de Capa delgada Teluro Cadmio

PV module: DuPont Apollo, DA100-A1



(d) Módulo de Capa delgada Silício Amorfo

PV module: Solar Frontier K. K., SF165-S



(e) Módulo de Capa delgada CIS.

Figura 19. a), b), c), d), e), Curvas características de los módulos fotovoltaicos utilizados.

Teniendo en cuentas estas tecnologías, es posible realizar análisis detallados de producción energética anual, pérdidas relacionadas anteriormente, eficiencia por metro cuadrado instalado, influencia de la velocidad de viento en la producción energética, performance ratio, y así determinar que tecnología es la más adecuada para cada región estudiada en particular, además de caracterizar un potencia solar fotovoltaico en cada una de estas regiones en caso de alguna hipotética instalación fotovoltaica.

4.1. CASO DE ESTUDIO: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED DE 100 KW SIN INFLUENCIA DE LA VELOCIDAD DE VIENTO.

En el primer caso a estudiar, se han realizado simulaciones en PVsyst haciendo uso de su herramienta de múltiples variantes de simulación para un solo sitio geográfico en particular. Para cada ciudad se ha analizado una hipotética instalación de 100kW instalados en tecnología solar fotovoltaica, por lo que se han realizado 5 simulaciones por cada ciudad sin tener en cuenta la velocidad de viento como primera parte de este estudio. En total para éste primer análisis se han realizado 40 simulaciones, cuyos resultados y datos relevantes son presentados en informes autogenerados por el software PVsyst, proporcionando una importante herramienta para el procesamiento y análisis de datos.

Entre las diferentes características de estos informes, se presentan graficas mensuales de Performance ratio, Irradiación global, producción específica (kWh/kW), y un gráfico de perdidas (Diagrama de Sankey) relacionando el proceso completo de producción fotovoltaica (*Figura 20*).

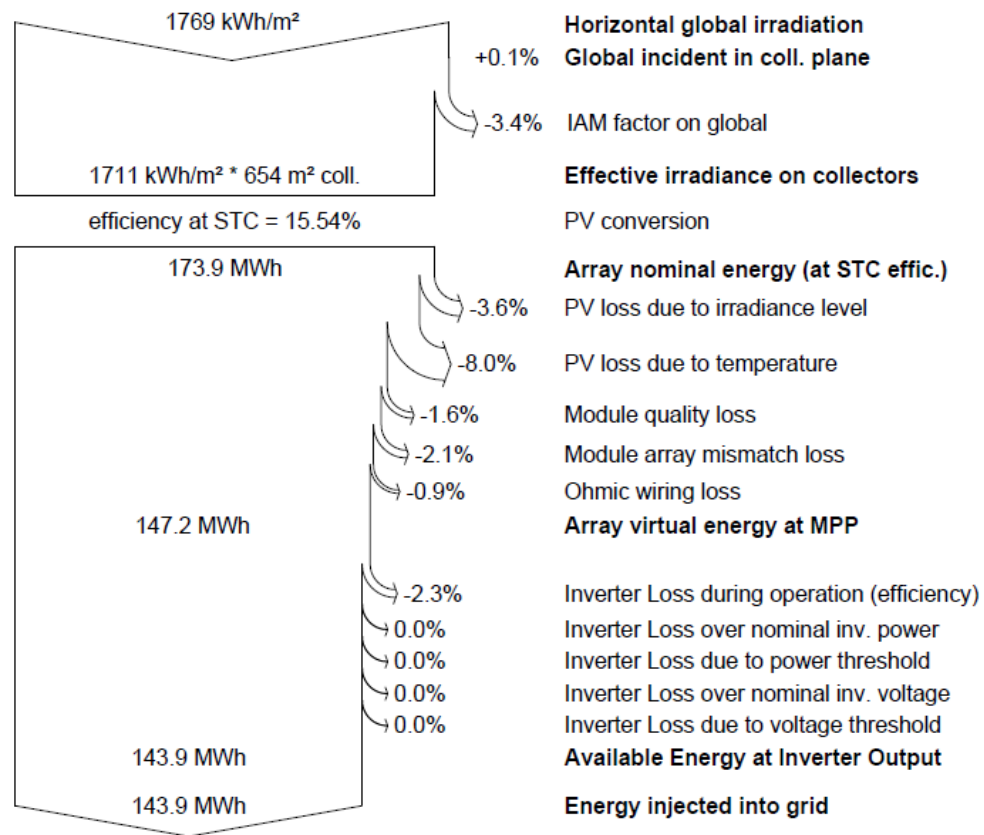


Figura 20. Diagrama de Sankey para el sistema de 100kW en Bogotá con módulos monocristalinos

4.1.1. Análisis de producción energética con tecnologías fotovoltaicas.

Con las simulaciones realizadas, es posible analizar en detalle las producciones energéticas anuales de las diferentes tecnologías para cada región en concreto. Como se ha especificado anteriormente, las simulaciones poseen una única variable que es la tecnología fotovoltaica a utilizar dejando como constantes inversores utilizados, pérdidas térmicas, pérdidas por suciedad y considerando un factor de planta de 1.0.

Como primer resultado y uno de los más relevantes de este estudio, el área ocupada por el arreglo fotovoltaico juega un importante rol ya que la mayoría de las veces es un limitante en el momento de instalar proyectos fotovoltaicos conectados a red.

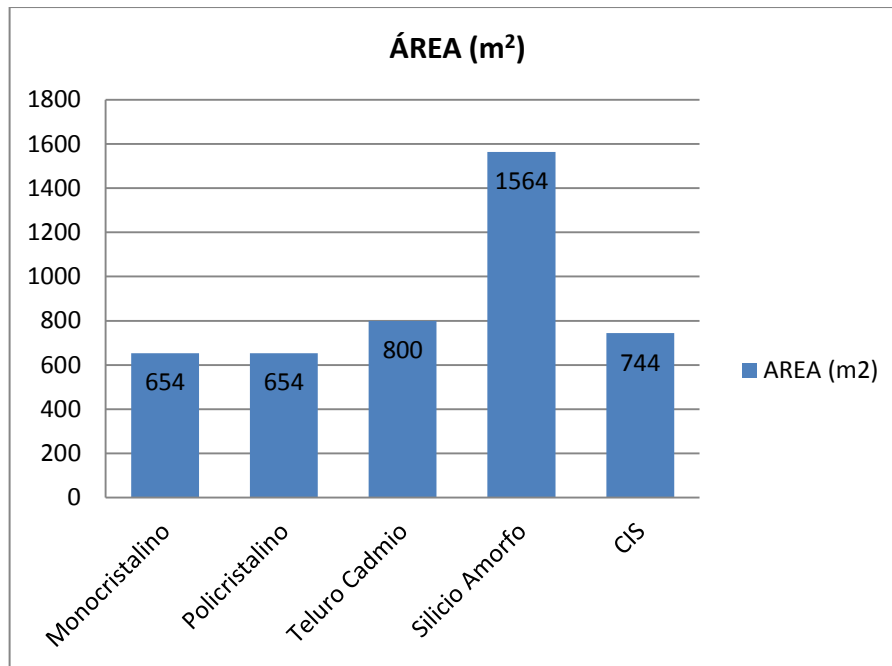


Figura 21. Área ocupada por arreglos de 100kW

La anterior grafica nos da un panorama en el que la tecnología de tipo Silicio Amorfo no es recomendable para grandes instalaciones fotovoltaicas, ya que en comparación a las demás tecnologías, inclusive a las demás de capa delgada, ocupa un área 2 veces mayor que sus competidoras. Por lo general en este tipo de tecnología las relaciones de Wp/m^2 son bajas en los módulos construidos, independientemente del fabricante ya que por la naturaleza de fabricación, se requieren áreas superiores para captar la misma cantidad de energía que otras tecnologías.

A diferencia del silicio amorfo, las tecnologías de silicio monocristalino y policristalino utilizan menor cantidad de área para una instalación de 100kW, seguidas muy de cerca por las tecnologías teluro cadmio y CIS. La eficiencia energética de estos paneles especificada anteriormente (Figura 23) entonces, es en relación al área ocupada por el módulo fotovoltaico y la cantidad de energía aprovechada por el módulo, de la disponible por la irradiación incidente.

Realizando una comparación de energía producida entre las diferentes ciudades, en relación con las diferentes tecnologías fotovoltaicas, se proporcionan valiosos datos en los que es posible determinar la que tipo de modulo fotovoltaico produce más energía respecto a los otros, y las variaciones de una ciudad a otra donde se podrá ver la influencia de la temperatura y la irradiación global incidente (Figura 22).

A pesar que las tecnologías tipo capa delgada son las que más ocupan área, producen más energía por kilovatio instalado que las tecnologías de silicio cristalino. Respecto a los módulos monocristalinos, las tecnologías tipo thin film producen en general entre 3 y 9% más energía. Estos resultados se deben a que los módulos de silicio amorfo, Teluro Cadmio y CIS tienen coeficientes de temperaturas más bajos, por lo tanto, son menos susceptibles a la temperatura y por lo tanto, a las pérdidas causadas por ésta, de manera que este tipo de tecnologías, especialmente teluro cadmio y CIS tendrán mejor rendimiento en lugares geográficos con alta irradiación solar y altas temperaturas.

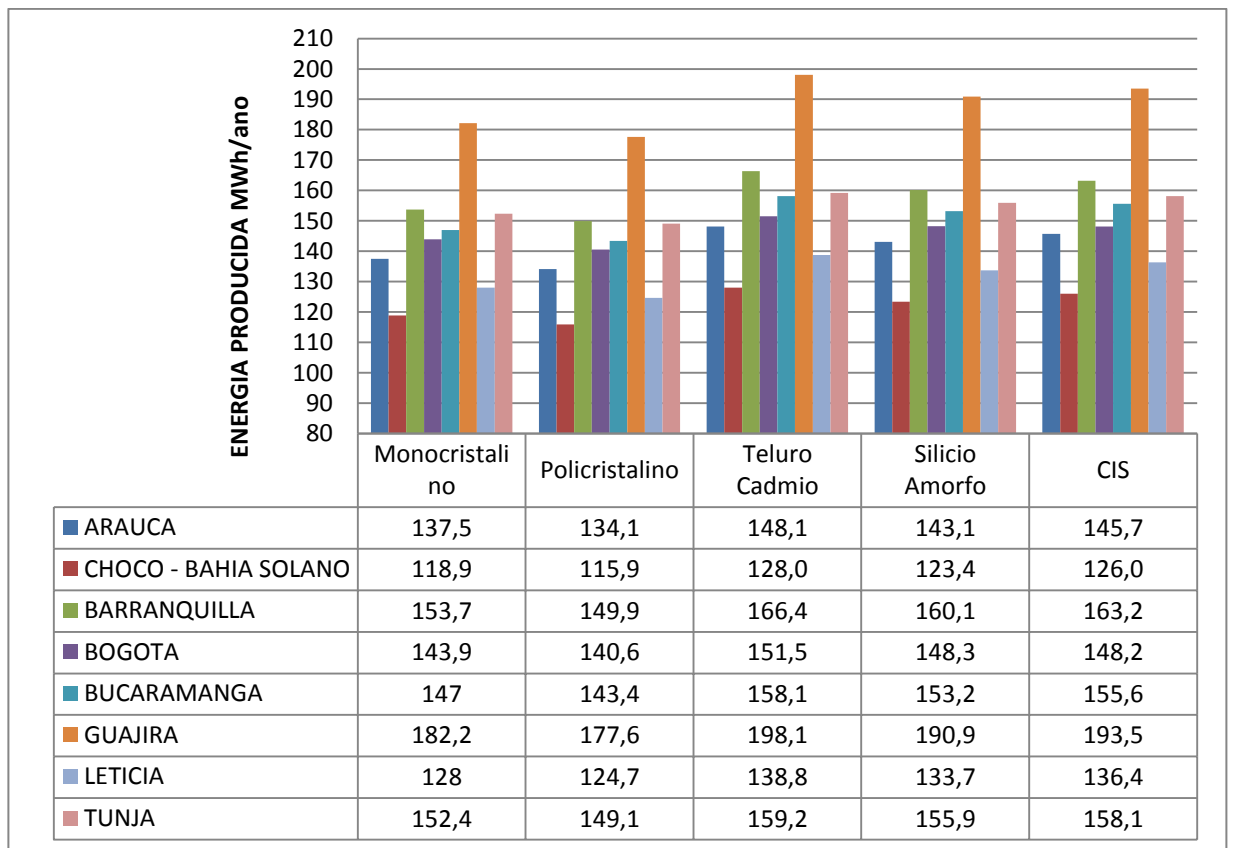


Figura 22. Producción energética anual por tecnologías FV.

En cuanto a cantidad de energía generada, la región estudiada en el departamento de la Guajira presenta la mayor producción energética en todas las tecnologías sobrepasando a las demás ciudades en este aspecto, datos que son consecuentes con la Irradiación anual incidente sobre la Guajira que es de las más altas en Colombia, y reconocida generalmente como la región con mayor potencial solar fotovoltaica. Por el contrario, la zona de peor producción fotovoltaica entre las estudiadas es Bahía Solano en el departamento del Chocó, correspondiendo a los datos más bajos de irradiación incidente, y altas temperaturas en la región.

En el caso de Bogotá y Arauca, que poseen datos de Irradiación muy similares, no presentan resultados de producción energética iguales debido en gran medida a la diferencia de temperatura entre estas regiones que son completamente opuestas, siendo las bajas temperaturas de Bogotá más favorables para el rendimiento (produce un 4% más en tecnología monocristalina y un 1.7% más en tecnología CdTe) y comportamiento de los módulos fotovoltaicos independientemente del tipo de tecnología utilizada.

Caso similar ocurre al comparar las ciudades de Bucaramanga y Tunja, donde a pesar que Bucaramanga cuenta con mayor radiación, Tunja presenta mayor producción de energía por cuenta de la temperatura. Al igual que en el caso anterior, se presenta mayor diferencia en producción monocristalina (en Tunja se produce un 3,8% más energía que en Bucaramanga) que en tecnologías de Capa delgada, especialmente de tipo Teluro CdTe (0,69% más que en Bucaramanga) lo que hace que ésta última sea la tecnología adecuada para climas cálidos.

4.1.2. Análisis de rendimiento energético por área.

A pesar que en general las tecnologías de tipo capa delgada presentan mayor producción de energía por kilovatio instalado que las tecnologías de silicio cristalino, también son las que presentan mayor uso de área para la instalación del arreglo fotovoltaico que puede ser determinante en el momento de evaluar la instalación y viabilidad de un proyecto fotovoltaico de gran escala.

Se hace entonces necesario realizar un análisis donde se tenga en cuenta la producción energética por metro cuadrado instalado de módulos fotovoltaicos, y evaluar que tecnología es la que me brinda el mayor aprovechamiento del área disponible.

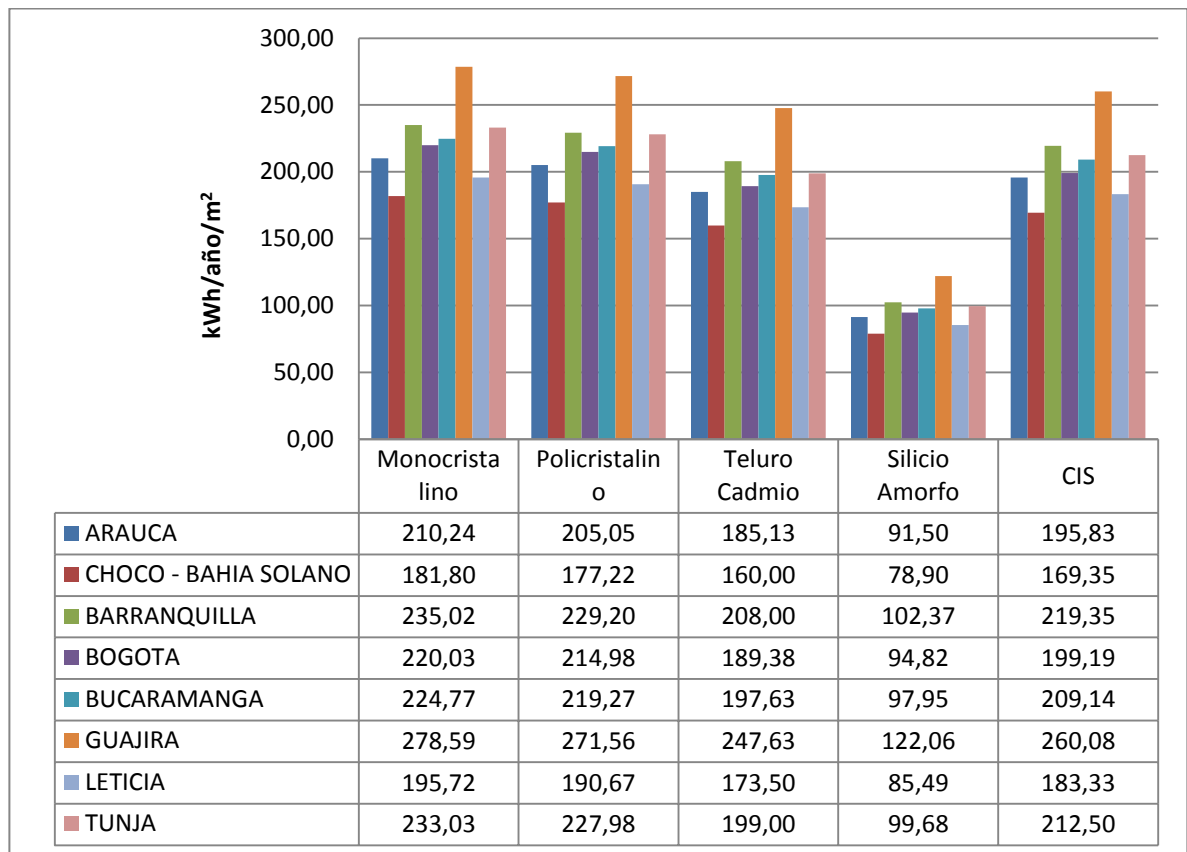


Figura 23. Rendimiento Energético por metro cuadrado instalado

Es claro entonces, que la tecnología que menos produce energía por metro cuadrado instalado es la de tipo amorfo, por gran diferencia respecto a las demás tecnologías, sobre todo, a las de tipo cristalino que son las que presentan los mejores resultados respecto a rendimientos por área. Se destaca entre estos resultados la tecnología de capa delgada CIS, que presenta valores muy cercanos a los presentados por la tecnología policristalina (cerca de 4 a 6% menos). De nuevo, la región que presenta los mejores indicadores es la Guajira, con un rendimiento de 279 kWh/m² al año, lo que ratifica su alto

potencial fotovoltaico. Respecto a las producciones de Tunja y Barranquilla, a pesar que la primera región tiene valores de Irradiación menores que Barranquilla, tienden a igualarse las producciones energéticas debido a las bajas temperaturas de Tunja, condición que es altamente favorable para el comportamiento de los módulos fotovoltaicos, traduciéndose en menores pérdidas por temperatura.

4.1.3. Análisis de Performance Ratio.

El performance ratio, representa la razón de la energía producida efectivamente respecto a la energía que hubiese sido producida por un sistema ideal operando continuamente a condiciones estándar bajo la misma Irradiación (Incidente Global sobre el plano).

El performance ratio incluye las pérdidas del arreglo fotovoltaico (Sombras, IAM, conversión fotovoltaica, calidad del módulo, mismatch, cableado, etc.) y las pérdidas del sistema (eficiencia del inversor en el caso de un sistema conectado a red).

A diferencia del indicador de producción de energía específica (en kWh/kWp/año), éste no es directamente dependiente de los datos meteorológicos o de la orientación del plano, permitiendo la comparación de la calidad de los sistemas en diferentes sitios geográficos como los que son objeto de análisis.

Como breve descripción, las pérdidas IAM, o de ángulo de incidencia, son aquellas provocadas por efecto óptico (pérdidas por reflexión), correspondientes al debilitamiento de la irradiación al alcanzar la superficie del módulo fotovoltaico, con respecto a la irradiación bajo un ángulo de incidencia normal.

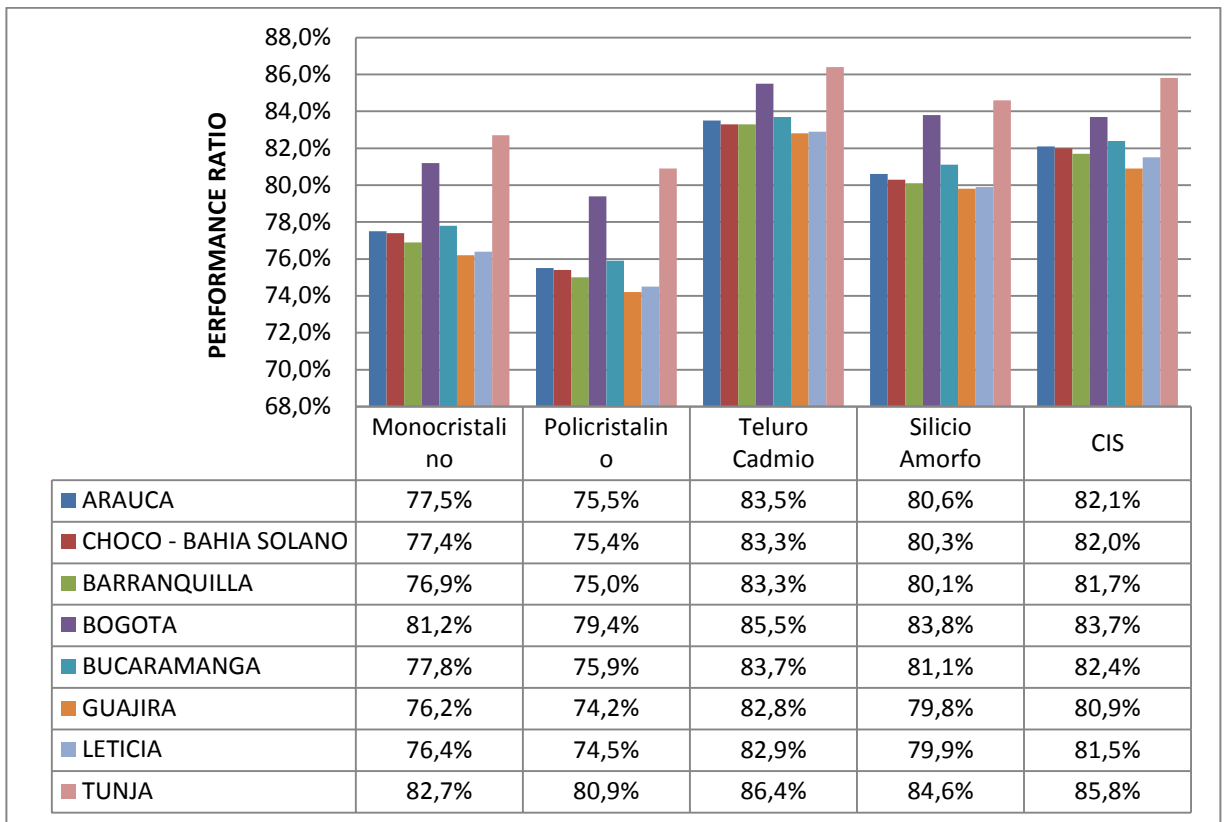


Figura 24. Performance Ratio entre regiones y tecnologías fotovoltaicas.

Al eliminar la variable de la irradiación incidente sobre los módulos fotovoltaicos, nos permite analizar otros factores que inciden sobre la producción energética, de forma más clara y evidente.

La ciudad con los PR más altos es Tunja, seguido por Bogotá y Bucaramanga, que son las 3 ciudades con las temperaturas promedio más bajas respectivamente, por lo que es seguro decir que este indicativo es afectado en gran medida por la temperatura de la región en donde se realice la instalación fotovoltaica. El PR aumenta en lugares de bajas temperaturas.

Por otro lado, la tecnología que en general resulta con mayor performance ratio es de tipo Teluro Cadmio, que explica la razón por la cual es la tecnología de mayor producción de energía por kilovatio instalado, seguido muy de cerca por las otras dos tecnologías de capa fina. De nuevo, debido a que este tipo de tecnología presenta coeficientes de

temperaturas menores a los de tipo silicio cristalino, inciden directamente en el Performance ratio en general (Figura 25).

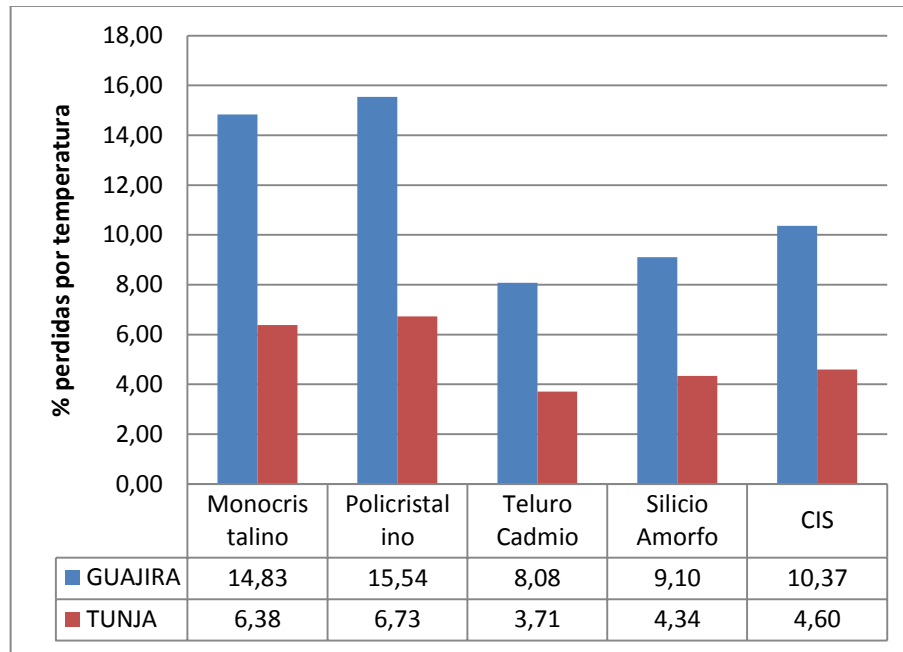


Figura 25. Perdidas por temperatura entre Guajira y Tunja

Lo anteriormente dicho se ve con más claridad en la figura 27, donde se comparan las perdidas por temperatura en la Guajira, la región con las más altas temperaturas, y Tunja lo opuesto, con un promedio de temperaturas de 12.9C.

4.2. CASO DE ESTUDIO: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED DE 100 KW CON INFLUENCIA DE LA VELOCIDAD DE VIENTO Y COMPARACIÓN.

En el caso anterior, se realizó un análisis con el objetivo de evaluar el comportamiento de los sistemas fotovoltaicos en diferentes regiones manteniendo los valores de temperatura promedio históricos, encontrándose que la velocidad de viento característica de cada zona afecta positivamente la producción fotovoltaica en cada una de las diferentes tecnologías estudiadas. Al igual que en el caso anterior, se llevó a cabo la misma cantidad de simulaciones con la diferencia que se ha tomado en cuenta la velocidad de viento como factor de dispersión térmica de la superficie activa de los módulos fotovoltaicos.

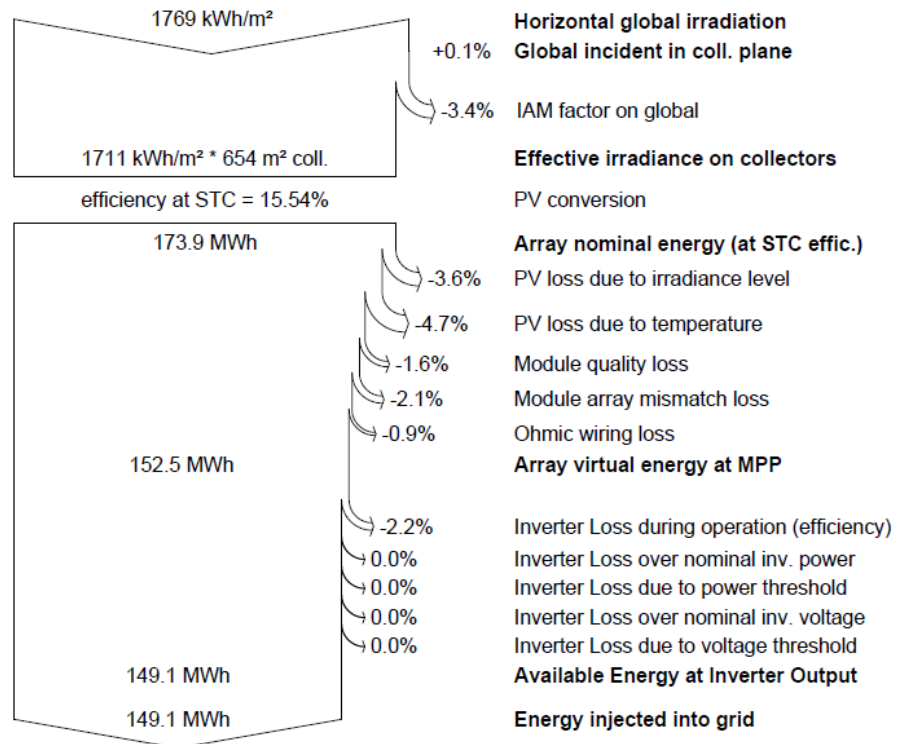


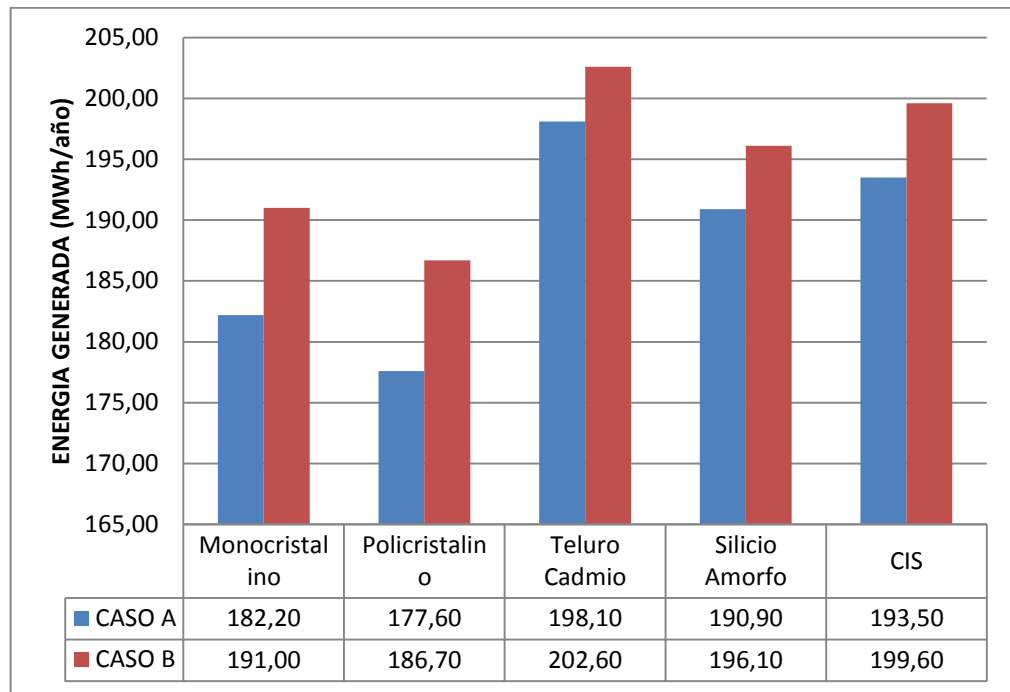
Figura 26. Diagrama Sankey en Bogotá Monocristalino con influencia de la velocidad de viento

Si bien la velocidad de viento afecta los indicadores mencionados en el caso de estudio anterior (Caso A), todos ellos mantienen la misma relación entre regiones y tecnologías, por lo que se procede a realizar un análisis comparativo entre los 2 casos a estudiar para evaluar únicamente los efectos del viento en la producción y el performance ratio.

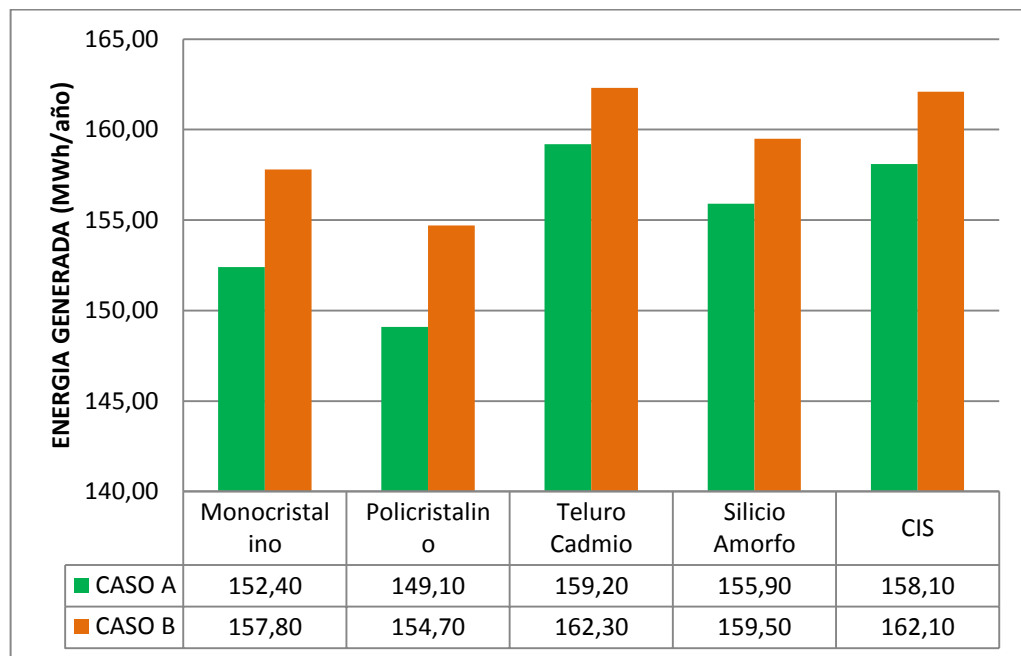
4.2.1. Análisis de producción energética con tecnologías fotovoltaicas.

Al tener en cuenta la velocidad de viento, la temperatura de la superficie de los módulos se ve afectada de forma positiva ya que los paneles fotovoltaicos aumentan su voltaje de circuito abierto a medida que la temperatura disminuye.

En los lugares analizados se presenta un incremento de la producción que varía entre un 2 y 5% dependiendo de la tecnología fotovoltaica implementada, teniendo un mejor comportamiento aquellas tecnologías con los más altos coeficientes de temperatura. Se muestran los resultados encontrados para las regiones de la Guajira y Tunja, lugares con altas y bajas temperaturas respectivamente.



(a)



(b)

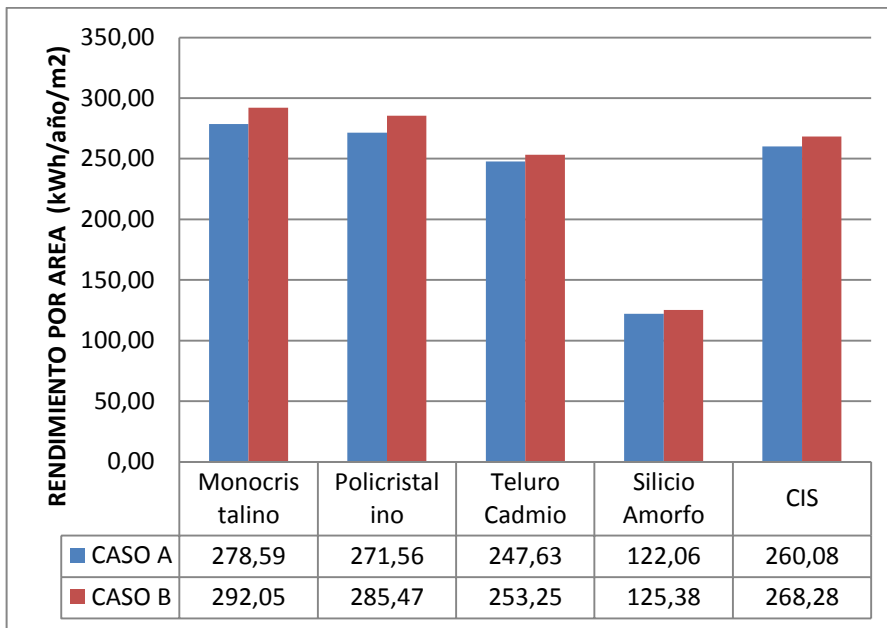
Figura 27 a) Comparación de los casos de estudio en La Guajira, 27 b) Comparación de los casos de estudio en Tunja.

Si bien en los dos casos anteriores, el aumento de la producción energética no varía respecto de una ciudad a otra de manera relevante, si es posible notar el efecto de las temperaturas en el porcentaje de aumento de producción de energía. Las ciudades que presentan mayor temperatura, presentan al igual mayor porcentaje de incremento de producción debido a que hay mayor dispersión del calor al tratar de llegar a un equilibrio térmico entre la superficie del módulo y el viento.

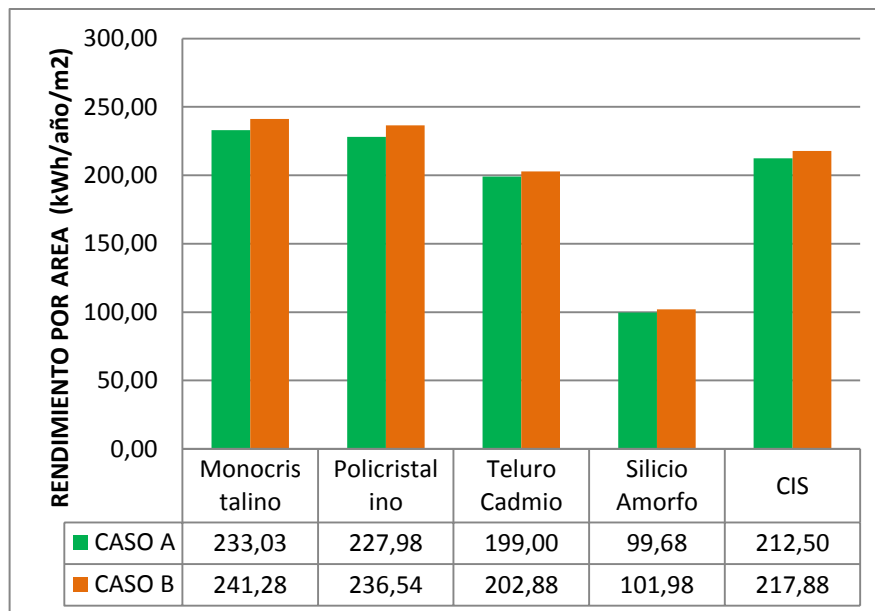
4.2.2. Análisis del rendimiento energético por área.

Al igual que en el primer caso estudiado, es importante relacionar la producción de energía con el área ocupada por el arreglo fotovoltaico para evaluar qué tipo de tecnología es más eficiente en caso que el tamaño del arreglo sea la variable limitante.

De igual manera, realizar una comparación entre los dos casos nos indica cual es el efecto que realiza la velocidad de viento sobre la temperatura en la superficie de los módulos.



(a)



(b)

Figura 28 a) Rendimiento por área en la Guajira, b) Rendimiento por área en Tunja

Al igual que en los incrementos de producción de energía, el incremento del rendimiento energético por metro cuadrado guarda los mismos porcentajes ya que el área utilizada por

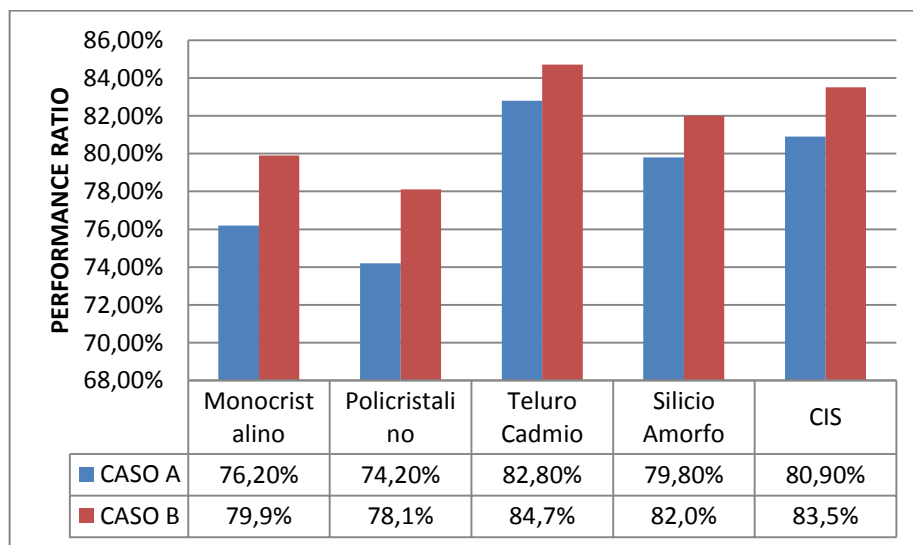
los módulos fotovoltaicos sigue siendo la misma, es constante al tener la misma potencia instalada, independientemente del lugar en donde se instale el arreglo fotovoltaico.

4.2.3. Análisis de Performance Ratio

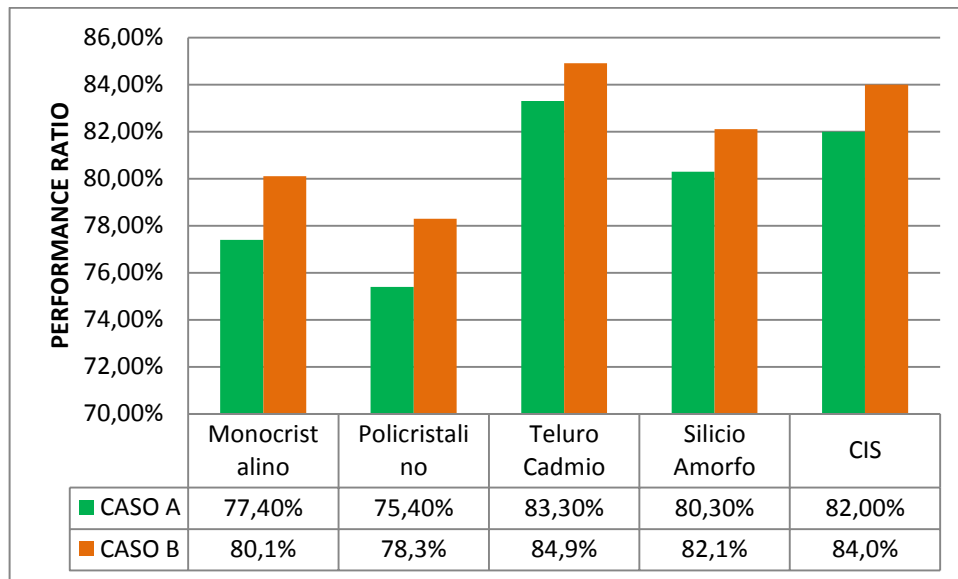
Como fue mencionado anteriormente, el performance ratio representa la razón de la energía producida efectivamente respecto a la energía que hubiese sido producida por un sistema ideal operando continuamente a condiciones estándar bajo la misma Irradiación (Incidente Global sobre el plano).

También se encontró que éste parámetro depende en gran medida de las pérdidas por temperatura del arreglo fotovoltaico, siendo mayor en aquellas ciudades con promedios de temperaturas bajas como Tunja, Bogotá y Bucaramanga teniendo en cuenta las 8 regiones estudiadas.

Al realizar simulaciones con la componente de velocidad de viento, se espera que las pérdidas por temperatura disminuyan significativamente, y por lo tanto, el performance ratio de todas las variantes de simulación aumente en cierto porcentaje.



(a)



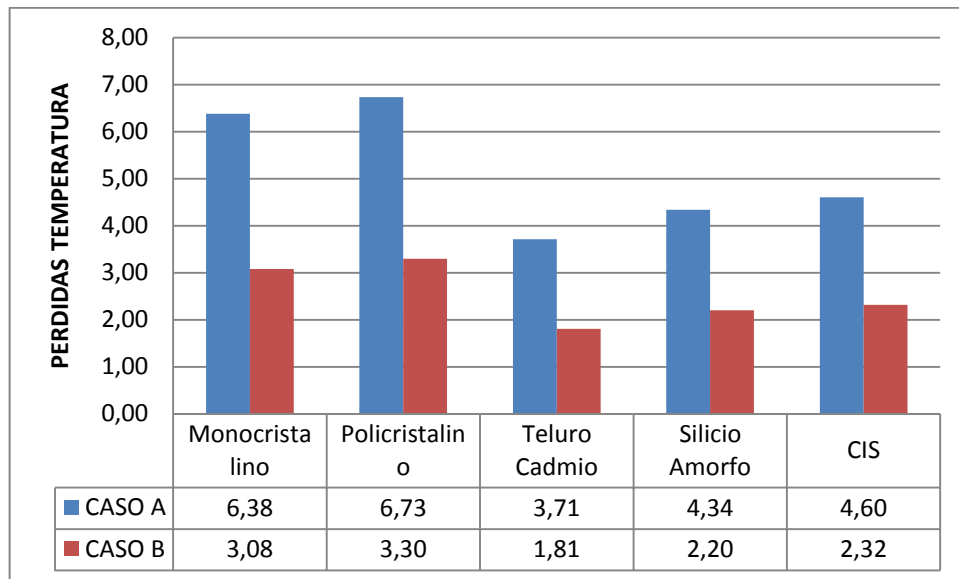
(b)

Figura 29 a) Comparación PR en Bahía Solano. b) Comparación PR en La Guajira

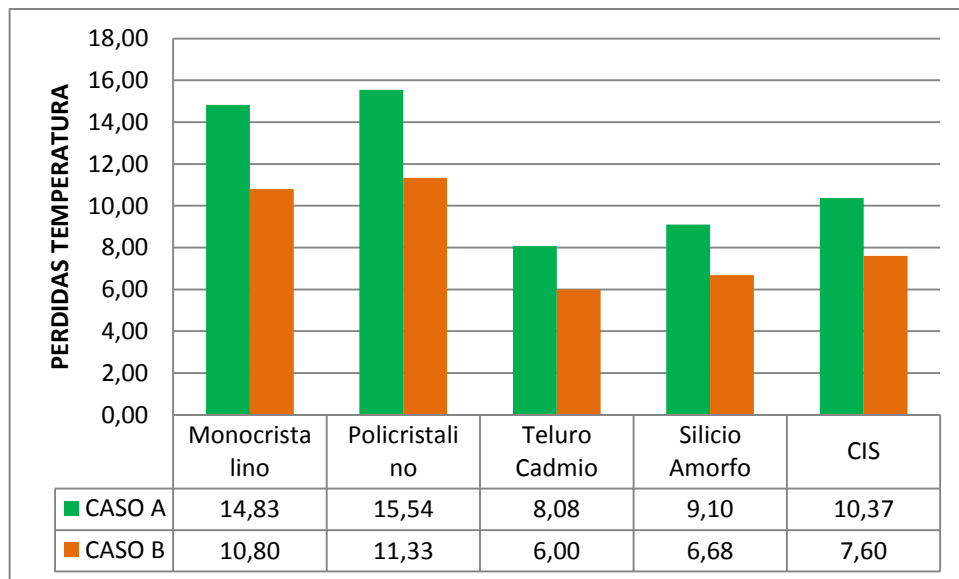
En general los PR aumentaron en un orden del 1 al 4%, siendo las tecnologías de silicio cristalino las que presentaron los mayores porcentajes de incremento en el performance ratio. Se destaca en especial la guajira por tener los mejores porcentajes de aumento, debido en gran parte a la alta velocidad de viento promedio presentada en la región, que está alrededor de 6,2 m/s.

De nuevo, el PR presenta un comportamiento similar al expresado en el primer análisis del caso de simulaciones sin influencia de velocidad de viento. En este caso aumenta el porcentaje de eficiencia de nuevo debido a que la mayor componente de pérdidas, que son las causadas por la temperatura, se ve atenuada por la influencia de la velocidad de viento.

Al analizar el comportamiento de las pérdidas por temperatura en Tunja y La Guajira (Figura 32), se observa que el efecto del viento disminuye estas pérdidas en aproximadamente un 3-4% en tecnologías de silicio cristalino, y entre 1-2% en tecnologías de capa delgada o thin film, quedando evidente de nuevo la importancia del coeficiente de temperatura en el comportamiento de los módulos fotovoltaicos.



(a)



(b)

Figura 30 a) Comparación pérdidas de temperatura en Tunja b) Comparación pérdidas de temperatura en la Guajira

5. DISEÑO DE UN SISTEMA HIBRIDO: PROYECTO CASA SANTA ANA BOGOTÁ

En el momento de diseñar un sistema fotovoltaico ya sea conectado a red o autónomo, se deben tener criterios de diseño o información primaria para diseñar adecuadamente una instalación fotovoltaica.

El diseño y evaluación de una instalación híbrida fotovoltaica de 4,2 kWp nos brinda un escenario donde es posible aplicar un dimensionamiento fotovoltaico autónomo, y un dimensionamiento de un sistema conectado a red. De esta manera el sistema puede operar las cargas de iluminación con el banco de baterías que será cargado con el arreglo fotovoltaico, y en caso de baja radiación tendrá como apoyo a la red eléctrica, que también puede entrar a suministrar energía cuando no hay recurso solar disponible y las baterías están descargadas.

5.1. SISTEMA HIBRIDO DE 4,2 KWP: PROYECTO CASA SANTA ANA, BOGOTÁ

El proyecto Casa Santa Ana es una obra que actualmente se encuentra en construcción en la zona nororiental de la ciudad de Bogotá. El proyecto dedicado a casa de uso privado, cuenta con aproximadamente 1000 m² de área construida, por lo que los requerimientos energéticos representarán un consumo importante.

Debido a la cantidad de luminarias, se considera que será un consumo energético de gran importancia tanto de día como de noche, razón por la cual ha nacido la necesidad de implementar un sistema fotovoltaico capaz de suministrar energía a esta carga durante el día, y en la noche con un sistema de backup con banco de baterías en caso de tener

cortes de energía. En general garantiza la independencia de las cargas de iluminación de la red eléctrica convencional.

Las cargas de iluminación fueron suministradas según diseños por parte de la oficina de arquitectura encargada de la construcción de la obra (Tabla 3).

Calibre Conductor	Caída de Tensión %	Descripción	Carga en Fases			Carga en Fases			TOTAL
			R	S	T	R	S	T	
14	1,1	Sótano - Cuarto de servicio, lavandería, cava, cuarto de máquinas, pasillo escaleras y escaleras	444			611			1.056
14	1,4	Nivel 1 - Salón, sala, cocina, nicho, baño y alacena		1.003			759		1.762
12	2,4	Nivel 1 - Área occidental, antejardín			1.033			911	1.944
14	0,6	Nivel 2 - Habitación 1, 2, 3, baños, closets y terrazas	475			986			1.461
14	0,9	Nivel 2 - Habitación principal		254			574		828
14	0,8	Nivel 2 - Hall, nichos occidentales y escaleras			304			165	469

Tabla 3. Cargas del tablero de iluminación de la Casa Santa Ana

CARGA	POTENCIA	5.7		7.12		12.2		2.6		6.11		12.5		TOTAL
		% USO	W	% USO	W	% USO	W	% USO	W	% USO	W	% USO	W	
Sótano - Cuarto de servicio, lavandería, cava, cuarto de máquinas, pasillo escaleras y escaleras	1056	20%	211,2	35%	369,6	70%	739,2	70%	739,2	90%	950,4	20%	211,2	3220,8
Nivel 1 - Salón, sala, cocina, nicho, baño y alacena	1762	40%	704,8	35%	616,7	50%	881	50%	881	100%	1762	20%	352,4	5197,9
Nivel 1 - Área occidental, antejardín	1944	40%	777,6	0	0	0	0	40%	777,6	100%	1944	50%	972	4471,2
Nivel 2 - Habitación 1, 2, 3, baños, closets y terrazas	1461	60%	876,6	20%	292,2	25%	365,25	40%	584,4	80%	1168,8	20%	292,2	3579,45
Nivel 2 - Habitación principal	828	60%	496,8	20%	165,6	25%	207	40%	331,2	80%	662,4	20%	165,6	2028,6
Nivel 2 - Hall, nichos occidentales y escaleras	469	60%	281,4	20%	93,8	25%	117,25	40%	187,6	80%	375,2	15%	70,35	1125,6

Tabla 4. Estimación de energía consumida por iluminación al día

Realizando un análisis de consumos estimados de carga por día (Cuadro 2), se ha estimado que la necesidad energética por parte del tablero de iluminación de la casa entera es de aproximadamente 19.600 Wh/día, dato con el cual se realizará el diseño del sistema híbrido. Considerándose un factor de uso del 80%, entonces la demanda energética disminuye a 15.680 Wh/día, que será nuestra base de cálculo para el arreglo fotovoltaico.

5.2. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED

Existen diferentes metodologías y procedimientos para realizar dimensionamientos de sistemas solares fotovoltaicos, tanto para sistemas conectados a red como para sistemas autónomos.

En este caso de diseño, es importante tener en cuenta conceptos de manejo de datos como las Horas Solares Pico (HSP), derivadas de los datos de radiación del lugar en donde se vaya a realizar la instalación.

5.2.1. Radiación Solar y Horas Solares Pico (HSP)

La radiación solar es la energía radiante emitida por el sol. Normalmente se asume como constante de radiación solar en la tierra el valor de 1000 W/m^2 , como la máxima cantidad de radiación solar que puede pasar por los niveles de la atmósfera hacia la tierra. Cada parte del planeta tiene diferentes valores de radiación, dependiendo de las estaciones del año, la cercanía a la línea del ecuador, temperaturas, entre otras.

En el caso de proyecto Casa Santa Ana, el proyecto se encuentra localizado en Bogotá, una ciudad con una irradiación global de aproximadamente 4,84 kWh/día, y una componente difusa de 2,17 kWh/día. (Tabla 5)

Santa Ana Red
Meteo and incident energy

	GlobHor	DiffHor	T Amb	WindVel	GlobInc	DiffInc	Alb Inc	DifS/GI
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	m/s	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²	
January	150.0	66.00	13.50	3.6	155.9	67.59	0.057	0.000
February	141.0	62.00	14.00	3.6	144.7	63.25	0.054	0.000
March	154.0	70.00	14.90	3.6	155.2	70.58	0.059	0.000
April	144.0	67.00	16.00	3.5	142.6	66.91	0.055	0.000
May	151.0	68.00	16.00	3.1	147.4	67.43	0.057	0.000
June	141.0	64.00	16.00	3.1	136.6	63.24	0.054	0.000
July	153.0	67.00	15.80	3.7	148.6	66.27	0.058	0.000
August	159.0	70.00	16.10	3.7	156.6	69.71	0.061	0.000
September	155.0	68.01	16.50	3.5	155.1	68.37	0.059	0.000
October	148.0	68.01	15.60	3.2	150.4	68.78	0.056	0.000
November	133.0	62.01	14.90	3.2	137.4	63.14	0.051	0.000
December	140.0	63.00	14.60	3.2	146.2	64.70	0.053	0.000
Year	1769.0	795.02	15.33	3.4	1776.8	799.96	0.673	0.000

Tabla 5. Datos de Irradiación Solar en la ubicación del proyecto

Idealmente, estos datos deberían ser tomados en base de mediciones propias hechas con los equipos de medición necesarios durante un periodo considerable de tiempo (mínimo 6 meses) para un dimensionamiento adecuado del sistema. Pero, debido a que realizar estas mediciones puede aplazar considerablemente el tiempo de ejecución de un proyecto, se puede recurrir a bases de datos ya establecidas a nivel mundial, y por organismos confiables. La NASA de Estados Unidos, y el RETScreen de Canadá, poseen una base de datos abierta a todo público, y con la cual funcionan algunos software de simulación (Entre ellos el PVsyst), que reúne datos meteorológicos de cualquier punto del mundo, y que comprenden variables como Irradiación Global, Temperatura ambiente, velocidad de viento y humedad relativa, que podemos utilizar como punto de partida para realizar el dimensionamiento de una forma rápida y confiable.

Las Horas Solares Pico, son una unidad que mide la irradiación solar de un lugar determinado, y puede ser definido como el tiempo en horas en que permanece la constante de radiación solar de 1000 W/m^2 :

$$HSP = \frac{G_e}{1000 \frac{W}{m^2}} \quad (1)$$

Dónde:

- G_e es la Irradiación Global incidente sobre plano horizontal

Tenemos entonces, que para el caso de Bogotá, las Horas Solares Pico son:

$$HSP = \frac{4,84 \frac{kWh}{m^2}}{1000 \frac{W}{m^2}} = 4,84 \text{ Horas}$$

Esto quiere decir, que durante 4,84 horas tendremos una radiación incidente de 1000 W/m^2 , por lo que durante este periodo de tiempo el modulo fotovoltaico trabajará a condiciones estándar o datos de placa suministrados por el fabricante.

Posteriormente se procede a realizar el cálculo del Performance Ratio que es la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor

Las pérdidas por temperatura son posibles de ser calculadas realizando un análisis de la curva característica y utilizando las herramientas que posee el software PVsyst. También es posible calcular estas pérdidas por medio del coeficiente de temperatura característico del tipo de tecnología que se vaya a implementar. Para el caso del proyecto Santa Ana se ha seleccionado la tecnología de silicio policristalino cuyo desempeño es adecuado para las bajas temperaturas presentadas en Bogotá según lo mostrado en el capítulo anterior del presente estudio. El coeficiente de temperatura del módulo seleccionado es de $-0,44\%/^{\circ}\text{C}$. Si se considera que bajo la temperatura promedio de Bogotá es de 15°C , la temperatura sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos puede llegar a los 45°C , un incremento en 20° sobre la temperatura de condiciones nominales. De esta forma las pérdidas por temperatura para este caso en específico pueden llegar al orden del $8,8\%$.

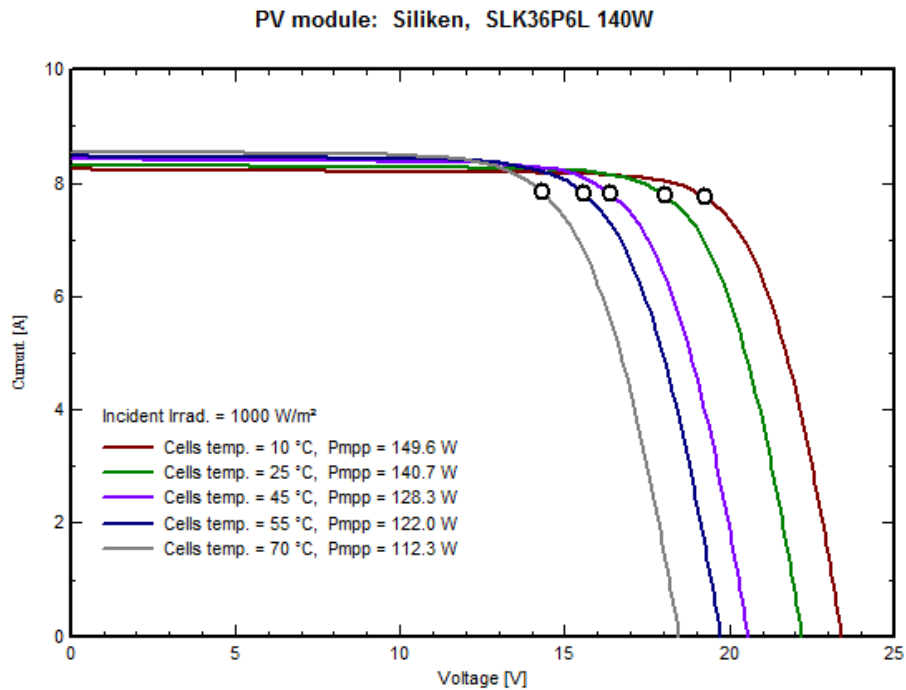


Figura 31. Curva característica de un módulo policristalino de 140W y la influencia de la temperatura.

Asumiendo los demás valores de pérdidas, se calcula el performance ratio para éste sistema.

$$PR = P_T * E_C * P_S * E_{MP} * E_{INV} \quad (2)$$

Dónde:

- P_T Pérdidas por temperatura = 0,912
- E_C Eficiencia de cableado = 0,95
- P_S Pérdidas por suciedad = 0,97
- E_{MP} Pérdidas por rastreo del máximo punto de potencia.= 0,97
- E_{INV} Eficiencia del inversor = 0,97

Por lo tanto:

$$PR = 0,912 * 0,95 * 0,97 * 0,97 * 0,97 = 0,7907$$

El performance ratio para esta instalación es de 79,07%, que es coherente con los análisis previos realizados de tecnologías fotovoltaicas, en este caso de tipo policristalino en la ciudad de Bogotá.

5.2.2. Potencia Instalada y selección de equipos

La potencia instalada del sistema fotovoltaico me determina la cantidad de paneles fotovoltaicos que pueda utilizar, dependiendo de la disponibilidad y tecnología seleccionada para este fin. Como se ha mencionado anteriormente, la tecnología de silicio policristalino fue seleccionado para este proyecto.

La potencia instalada es calculada de la siguiente manera:

$$P_{ins} = \frac{E_D}{HSP * PR} \quad (3)$$

Dónde:

- E_D = Energía demandada
- HSP = Horas Solares Pico
- PR = Performance Ratio

Reemplazando valores conocidos:

$$P_{ins} = \frac{15680 \frac{Wh}{dia}}{4,84 \frac{h}{dia} * 0,7907}$$

$$P_{ins} = 4097,21 W$$

La instalación fotovoltaica será entonces de 4100 W y de éste valor depende la selección de paneles solares y equipos complementarios para el sistema híbrido en general.

Se seleccionaron módulos fotovoltaicos Policristalinos de marca Kyocera de 140W. Serán entonces necesarios 30 módulos de éste tipo para lograr una potencia instalada de 4200Wp (Ficha técnica en anexos).

La carga total instalada en iluminación en la casa es de 7520W. A partir de ésta carga se dimensiona el inversor, pues es el equipo que soporta la totalidad de la carga de iluminación. En general es poco probable que todas las cargas entren en funcionamiento al mismo momento, por lo que se considera un factor de uso del 80% que fue considerado de igual forma en el momento de analizar la demanda energética (Cap. 5.1). Entonces, se ha seleccionado un inversor híbrido de 6000W a 48V para el sistema de banco de baterías (Ficha técnica en anexos).

5.3. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTONOMO.

Un sistema fotovoltaico autónomo es diseñado en casos en que no hay cubrimiento de energía proveniente de la red eléctrica convencional, y es necesario un sistema de apoyo para garantizar el abastecimiento constante de energía.

El sistema fotovoltaico autónomo es definido por los componentes faltantes por dimensionar, como lo son el banco de baterías y el controlador de carga, estos últimos generalmente vienen integrados con sistemas de inversión con posibilidad de integración a red, por lo que es sencillo elegir una solución completa de un solo fabricante.

5.3.1. Días de autonomía y banco de baterías

A pesar que el sistema estará integrado a red, se ha diseñado el banco de baterías para una autonomía de 2 días de funcionamiento, en los que las cargas de iluminación serán soportadas por la energía almacenada en el banco de baterías.

Si bien las baterías son cargadas por el arreglo fotovoltaico, también tienen la posibilidad de ser cargadas por energía proveniente de la red eléctrica convencional, lo que constituye una gran ventaja para este tipo de sistemas híbridos, donde se está garantizando la operación constante y sin interrupciones de las cargas de iluminación en general de la casa.

El banco de baterías trabajará a 48V para una demanda energética de 15.680 Wh/día se dimensiona de la siguiente manera:

$$Ah (C100) = \frac{E_D}{V} \quad (4)$$

Donde la capacidad C100 (Razón de descarga a 100 horas, considerado también por PVsyst) del banco de baterías es igual a la energía demandada sobre el voltaje de trabajo del sistema fotovoltaico autónomo.

Tenemos entonces:

$$Ah (C100) = \frac{15680 Wh/dia}{48 V}$$

$$Ah (C100) = 327 Ah/dia$$

Como se ha especificado, el sistema tendrá una autonomía de 2 días, por lo que la energía almacenada por el banco de baterías es igual a 654 Ah en configuración de 48V.

Se han seleccionado baterías de 700Ah a 2V para el banco, por lo que estará compuesto de 24 baterías en serie para un total de 700Ah a 48V que garantizan el almacenamiento de energía para el sistema de iluminación de la casa por 2 días.

Los anteriores datos y consideraciones son simulados en PVsyst, tomando consideraciones de temperatura y velocidad de viento. El diagrama de Sankey (Figura 37) resultante de la simulación realizada nos muestra que al realizar el análisis por un año, el sistema tiene una producción de 5,2% menos que la demanda estimada al año (Producción de 5424 kWh/año para una demanda estimada de 5723kWh/año.). Al ser un sistema híbrido y tener acceso a la red, es posible suministrar este 5,2% restante.

La simulación completa con los equipos considerados se encuentra en Anexos.



Figura 32. Arreglo 1 de 12 módulos Santa Ana



Figura 33. Arreglo 2 de 18 módulos Santa Ana

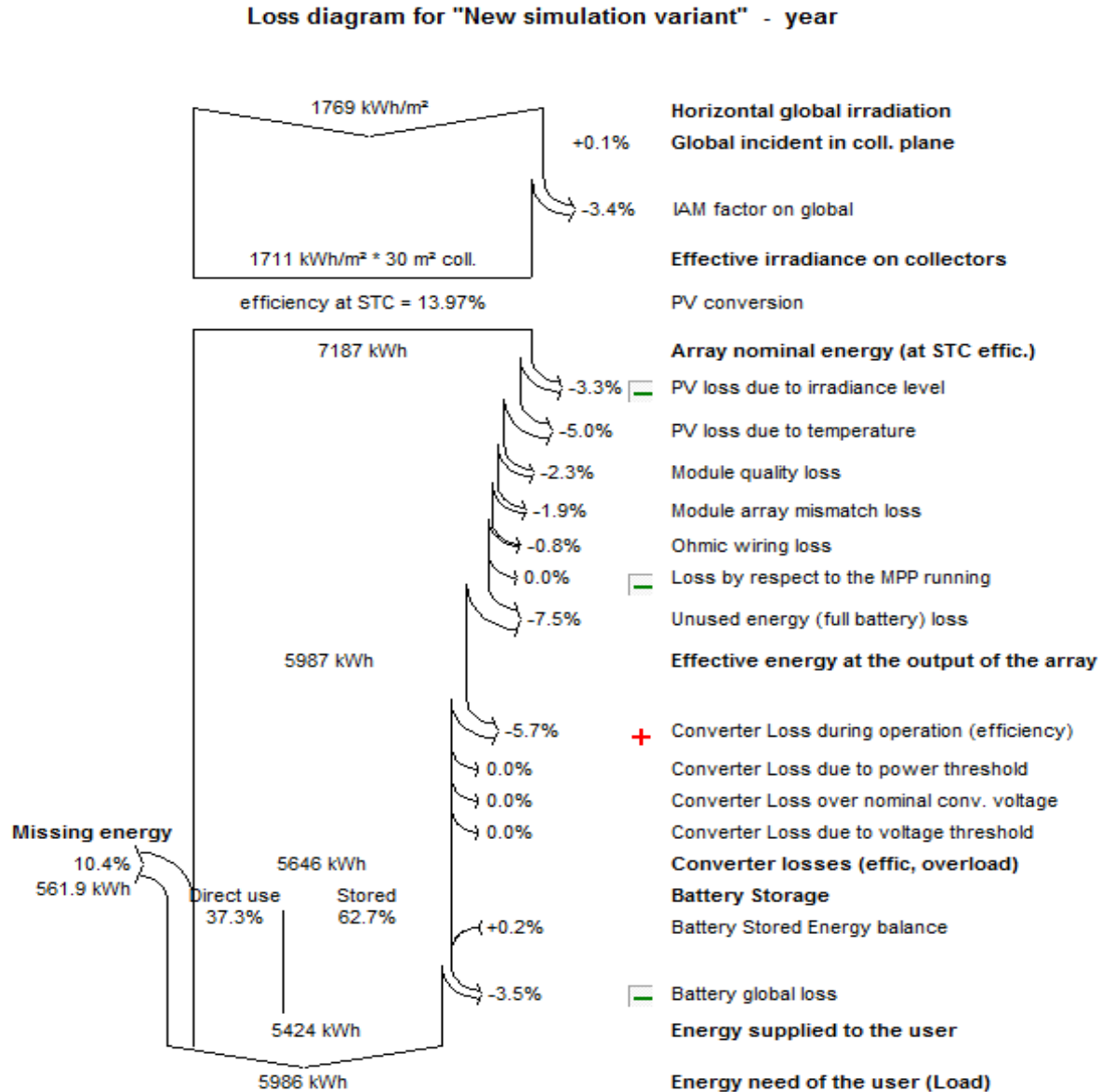


Figura 34. Diagrama Sankey en el proyecto Santa Ana

5.3.2. Control de Carga

El equipo de control de carga es el que administra la carga de las baterías con la energía proveniente de los módulos fotovoltaicos. Además de la energía proveniente de los paneles solares, el banco de baterías también puede ser cargado por medio de la red eléctrica gracias al Inversor/Cargador seleccionado para este sistema.

Todos los 30 módulos fotovoltaicos estarán conectados en serie, por lo que según datos de placa, el arreglo alcanzará un voltaje de 600V dc, que es lo máximo permitido por los paneles fotovoltaicos.

Por lo tanto el controlador de carga tiene que tener la capacidad de manejar este voltaje. Varias compañías diseñan equipos o sistemas integrados con Inversores/Cargadores y controladores de carga con versatilidad para diferentes sistemas. Xantrex junto con Schneider Electric, ha diseñado equipos especializados en sistemas híbridos, capaces de conectarse a la red y de incluir un banco de baterías para sistemas autónomos (Ver Catálogos en Anexos).

El sistema planteado para este proyecto es representado por el siguiente esquema:

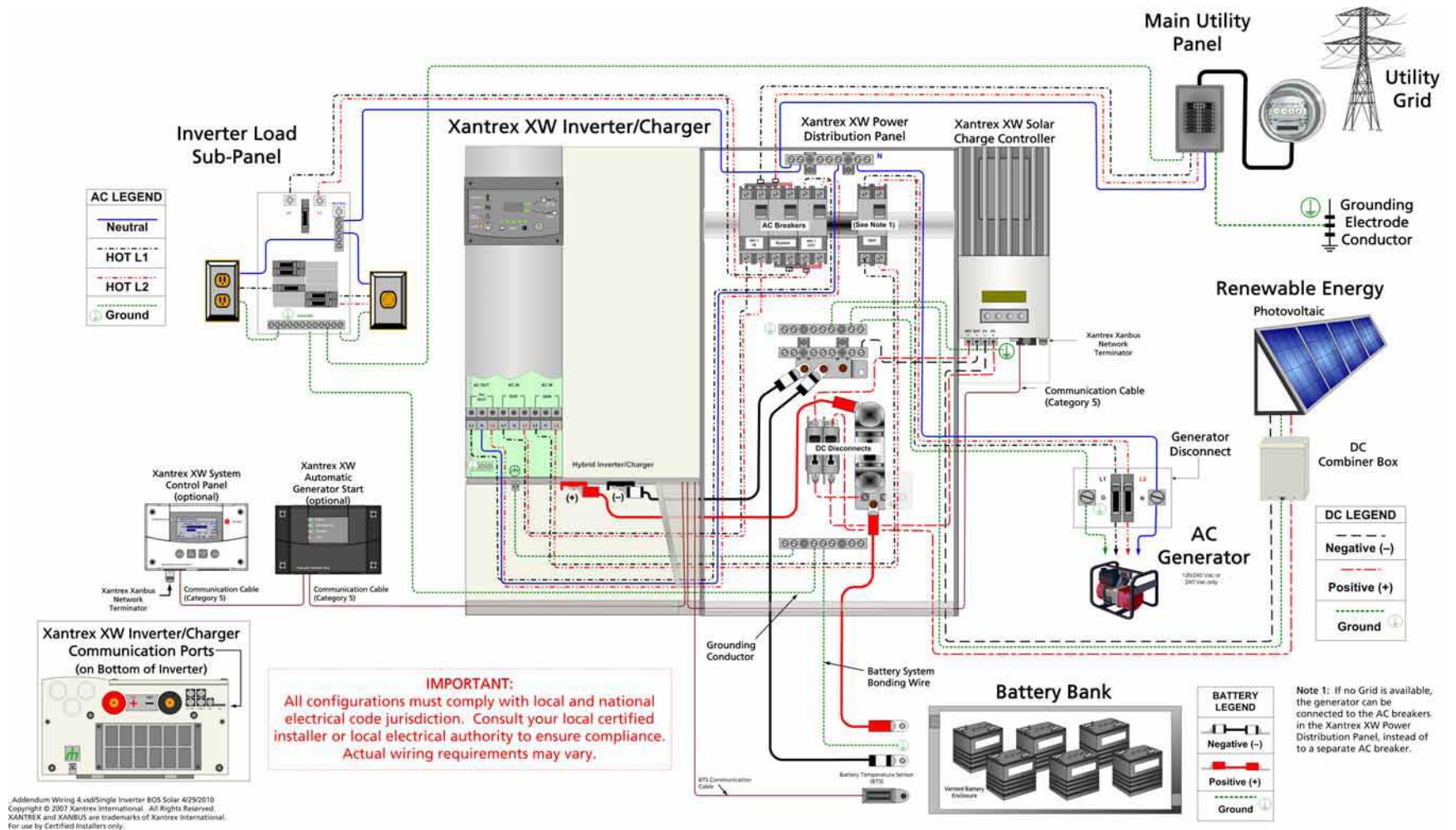


Figura 35. Esquema de conexión del sistema XW Xantrex integrado con Controlador de Carga

CONCLUSIONES

1. A pesar que las tecnologías más usadas y conocidas son las de tipo Silicio Cristalino, se ha comprobado que las tecnologías de capa delgada de Teluro Cadmio y Cobre-Indio-Seleniuro (CIS), proporcionan alternativas viables para la implementación de planta solares fotovoltaicas de altas potencias instaladas.
2. Las tecnologías de capa delgada en general producen entre un 3 y 9% más energía que las tecnologías de silicio cristalino por kilovatio instalado, debido a que son afectados en menor medida por la temperatura que según lo visto en este documento es uno de los factores que más incide en la producción energética.
3. En el momento que se realiza un análisis de tecnologías fotovoltaicas en términos de producción por metro cuadrado instalado, las tecnologías de silicio cristalino cobran su protagonismo al presentar los mejores indicadores, produciendo cerca del doble de energía por metro cuadrado que la tecnología de silicio amorfo.
4. La tecnología de capa delgada Teluro Cadmio es la que presenta mayor producción de energía por kilovatio instalado, además que según su fabricante, tiene un costo de fabricación económico logrando bajos precios por kilovatio pico del módulo. Estos factores hacen que este tipo de tecnología esté cobrando protagonismo en la implementación de instalaciones fotovoltaicas de gran potencia, obteniendo resultados similares a las tecnologías de silicio cristalino con bajos precios.
5. La velocidad de viento cumple un papel importante en el rendimiento de un arreglo fotovoltaico dependiendo de la tecnología. El viento al reducir las pérdidas por temperatura al tener un efecto de refrigeración sobre la superficie de los módulos, permite que éstos tengan un mejor comportamiento al corregir la curva característica de los módulos fotovoltaicos refiriéndose específicamente al voltaje de corto circuito.

6. El performance ratio se ve afectado en mayor medida por las pérdidas causadas por temperatura sobre la superficie del módulo. Cuando se analiza el efecto del viento esta temperatura disminuye y se traduce en un performance ratio más favorable, aumentando la eficiencia del sistema en general en todas las ciudades.
7. La producción fotovoltaica está directamente relacionada con la irradiación incidente, que tiene los mejores datos en La Guajira que es uno de los lugares en Colombia con mayor potencial fotovoltaico. A pesar de las altas temperaturas y que presenta entre las demás ciudades las mayores pérdidas por temperatura, mantiene su alto rendimiento gracias a los datos meteorológicos incidentes.
8. Las zonas selváticas como Leticia y Bahía Solano, son las regiones con peor comportamiento fotovoltaico con bajos niveles de irradiación incidente, y altas temperaturas promedio que reúnen las condiciones necesarias para que los arreglos fotovoltaicos tengan bajos rendimientos, incurriendo en mayores gastos para producir una cantidad de energía determinada, en comparación con otras ciudades.

BIBLIOGRAFIA

- [1] HANKINS Mark. *Stand-alone Solar Electric Systems, Expert Handbook for planning, design and installation*. Earthscan Expert Series. Washington DC – USA 2010.
- [2] PAREJA A. Miguel. *Energía Solar fotovoltaica, cálculo de una instalación aislada*. Marcombo ediciones técnicas. Barcelona – España 2009.
- [3] FALK Anthony, DURSCHNER Christian, REMMERS Karl. *Fotovoltaica para profesionales, Diseño, instalación y comercialización de planta solares fotovoltaicas*. Editorial PROGENSA, edición primera, 2006
- [4] SWINGLER Andrew. *Photovoltaic String Inverters and Shade-Tolerant Maximum Power Point Tracking: Toward Optimal Harvest Efficiency and Maximum ROI*. Schneider Electric, Diciembre 2010.
- [5] PRISM SOLAR, *Maximum Power Point Tracking Solar Charge Controllers*. www.prismsolar.co.uk. 2013
- [6] E.M.G. Rodrigues, R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalao. *Simulation of a Solar Cell considering Single-Diode Equivalent Circuit Model*. University of Beira Interior. Pp 2-4, 2011.
- [7] IZUMI CORPORATION. *Comparison test between MPPT and PWM charger for solar generation*. Hakusan City, Japón. Mayo de 2011.
- [8] MEHTA Shyam. *PV Technology, production and cost outlook: 2010-2015*. GTM Research, 2010.
- [9] TAHERBANEH Mohsen, FARAHANI Gholamreza, RAHMANI Karim. *Evaluation the Accuracy of One-Diode and Two-Diode models for a solar panel based Open-*

Air Climate Measurements. Organizacion de investigación Iraní para la ciencia y Tecnología. Irán 2010.

[10] S.K. Deb, R. Eligson, S. Ferrere, A.J. Frank, B.A.Gregg, A.J. Nozik, N. Park, G. Schlichthirl. *Photochemical Solar Cells Based on Dye-Sensitization of Nanocrystalline TiO₂*. National Renewable Energy Laboratory. Julio 1998.

[11] IEA Intenartional Energy Agency. *World-wide overview of design and simulation tools for hybrid PV systems*. Report IEA – PVPS T11, Enero 2011.

[12] ECODIRECT. www.ecodirect.com/Charge-Controller-Comparison-s/251.htm
Consultado en Marzo 16 – 2013.

[13] WINDSUN. www.windsun.com/ChargeControls/ChargeCont.htm. Consultado en Marzo 16 – 2013

[14] WINDSUN. www.windsun.com/ChargeControls/MPPT.htm. Consultado en Marzo 16-2013.

[15] IEA International Energy Agency. www.iea-pvps-task11.org/id32.htm. Consultado en Marzo 16-2013.

[16] Energy Informative. <http://energyinformative.org/grid-tied-off-grid-and-hybrid-solar-systems/>. Consultado en Marzo 17-2013.

[17] Solar Home. www.solarhome.ru/en/control/mppt/index.htm. Consultado en Marzo 17-2013.

ANEXOS

ANALISIS SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED DE 100 KW CASO A

CIUDAD - REGION	TECNOLOGIA	AREA (m2)	PERFORMANC E RATIO PR (%)	ENERGIA GENERADA		PRODUCCION ESPECIFICA (kWh/Kw)	RENDIMIENTO POR AREA	
				(MWh/año)	%		(kWh/año/m2)	%
ARAUCA	Monocristalino	654	77,5%	137,5	0,00%	1375	210,24	0,0%
	Policristalino	654	75,5%	134,1	-2,47%	1341	205,05	-2,5%
	Teluro Cadmio	800	83,5%	148,1	7,71%	1481	185,13	-11,9%
	Silicio Amorfo	1564	80,6%	143,1	4,07%	1431	91,50	-56,5%
	CIS	744	82,1%	145,7	5,96%	1457	195,83	-6,9%
CHOCO - BAHIA SOLANO	Monocristalino	654	77,4%	118,9	0,00%	1189	181,80	0,0%
	Policristalino	654	75,4%	115,9	-2,52%	1159	177,22	-2,5%
	Teluro Cadmio	800	83,3%	128,0	7,65%	1280	160,00	-12,0%
	Silicio Amorfo	1564	80,3%	123,4	3,78%	1234	78,90	-56,6%
	CIS	744	82,0%	126,0	5,97%	1260	169,35	-6,8%
BARRANQUILLA	Monocristalino	654	76,9%	153,7	0,00%	1537	235,02	0,0%
	Policristalino	654	75,0%	149,9	-2,47%	1499	229,20	-2,5%
	Teluro Cadmio	800	83,3%	166,4	8,26%	1664	208,00	-11,5%
	Silicio Amorfo	1564	80,1%	160,1	4,16%	1601	102,37	-56,4%
	CIS	744	81,7%	163,2	6,18%	1632	219,35	-6,7%
BOGOTA	Monocristalino	654	81,2%	143,9	0,00%	1439	220,03	0,0%
	Policristalino	654	79,4%	140,6	-2,29%	1406	214,98	-2,3%
	Teluro Cadmio	800	85,5%	151,5	5,28%	1515	189,38	-13,9%

BUCARAMANG A	Silicio Amorfo	1564	83,8%	148,3	3,06%	1483	94,82	-56,9%
	CIS	744	83,7%	148,2	2,99%	1482	199,19	-9,5%
	Monocristalino	654	77,8%	147	0,00%	1470	224,77	0,0%
	Policristalino	654	75,9%	143,4	-2,45%	1434	219,27	-2,4%
	Teluro Cadmio	800	83,7%	158,1	7,55%	1581	197,63	-12,1%
	Silicio Amorfo	1564	81,1%	153,2	4,22%	1532	97,95	-56,4%
GUAJIRA	CIS	744	82,4%	155,6	5,85%	1556	209,14	-7,0%
	Monocristalino	654	76,2%	182,2	0,00%	1822	278,59	0,0%
	Policristalino	654	74,2%	177,6	-2,52%	1776	271,56	-2,5%
	Teluro Cadmio	800	82,8%	198,1	8,73%	1981	247,63	-11,1%
	Silicio Amorfo	1564	79,8%	190,9	4,77%	1909	122,06	-56,2%
	CIS	744	80,9%	193,5	6,20%	1935	260,08	-6,6%
LETICIA	Monocristalino	654	76,4%	128	0,00%	1280	195,72	0,0%
	Policristalino	654	74,5%	124,7	-2,58%	1247	190,67	-2,6%
	Teluro Cadmio	800	82,9%	138,8	8,44%	1388	173,50	-11,4%
	Silicio Amorfo	1564	79,9%	133,7	4,45%	1337	85,49	-56,3%
	CIS	744	81,5%	136,4	6,56%	1364	183,33	-6,3%
	TUNJA	Monocristalino	654	82,7%	152,4	0,00%	1524	233,03
Policristalino		654	80,9%	149,1	-2,17%	1491	227,98	-2,2%
Teluro Cadmio		800	86,4%	159,2	4,46%	1592	199,00	-14,6%
Silicio Amorfo		1564	84,6%	155,9	2,30%	1559	99,68	-57,2%
CIS		744	85,8%	158,1	3,74%	1581	212,50	-8,8%

ANALISIS SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED DE 100 KW CASO B

CIUDAD - REGION	TECNOLOGIA	AREA (m2)	PERFORMANCE RATIO PR (%)	ENERGIA GENERADA		PRODUCCION ESPECIFICA (kWh/Kw)	RENDIMIENTO POR AREA	
				(MWh/año)	%		(kWh/año/m2)	%
ARAUCA	Monocristalino	654	80,5%	142,8	0,00%	1428	218,35	100,0%
	Policristalino	654	78,7%	139,6	-2,24%	1396	213,46	97,8%
	Teluro Cadmio	800	85,1%	151,0	5,74%	1510	188,75	86,4%
	Silicio Amorfo	1564	82,5%	146,4	2,52%	1464	93,61	42,9%
	CIS	744	84,2%	149,4	4,62%	1494	200,81	92,0%
CHOCO - BAHIA SOLANO	Monocristalino	654	80,1%	123,1	0,00%	1231	188,23	100,0%
	Policristalino	654	78,3%	120,3	-2,27%	1203	183,94	97,7%
	Teluro Cadmio	800	84,9%	130,2	5,77%	1302	162,75	86,5%
	Silicio Amorfo	1564	82,1%	126,1	2,44%	1261	80,63	42,8%
	CIS	744	84,0%	129,0	4,79%	1290	173,39	92,1%
BARRANQUILLA	Monocristalino	654	80,2%	160,2	0,00%	1602	244,95	100,0%
	Policristalino	654	78,4%	156,6	-2,25%	1566	239,45	97,8%
	Teluro Cadmio	800	85,0%	169,8	5,99%	1698	212,25	86,6%
	Silicio Amorfo	1564	82,1%	164,1	2,43%	1641	104,92	42,8%
	CIS	744	84,0%	167,8	4,74%	1678	225,54	92,1%
BOGOTA	Monocristalino	654	84,2%	149,1	0,00%	1491	227,98	100,0%
	Policristalino	654	82,5%	146,0	-2,08%	1460	223,24	97,9%
	Teluro Cadmio	800	87,2%	154,4	3,55%	1544	193,00	84,7%
	Silicio Amorfo	1564	85,7%	151,7	1,74%	1517	96,99	42,5%
	CIS	744	86,9%	153,8	3,15%	1538	206,72	90,7%
BUCARAMANGA	Monocristalino	654	80,9%	152,8	0,00%	1528	233,64	100,0%
	Policristalino	654	79,1%	149,4	-2,23%	1494	228,44	97,8%
	Teluro Cadmio	800	85,4%	161,2	5,50%	1612	201,50	86,2%

	Silicio Amorfo	1564	83,0%	156,8	2,62%	1568	100,26	42,9%
	CIS	744	84,6%	159,7	4,52%	1597	214,65	91,9%
GUAJIRA	Monocristalino	654	79,9%	191,0	0,00%	1910	292,05	100,0%
	Policristalino	654	78,1%	186,7	-2,25%	1867	285,47	97,7%
	Teluro Cadmio	800	84,7%	202,6	6,07%	2026	253,25	86,7%
	Silicio Amorfo	1564	82,0%	196,1	2,67%	1961	125,38	42,9%
	CIS	744	83,5%	199,6	4,50%	1996	268,28	91,9%
LETICIA	Monocristalino	654	79,3%	132,8	0,00%	1328	203,06	100,0%
	Policristalino	654	77,5%	129,7	-2,33%	1297	198,32	97,7%
	Teluro Cadmio	800	84,4%	141,4	6,48%	1414	176,75	87,0%
	Silicio Amorfo	1564	81,6%	136,7	2,94%	1367	87,40	43,0%
	CIS	744	83,5%	139,8	5,27%	1398	187,90	92,5%
TUNJA	Monocristalino	654	85,7%	157,8	0,00%	1578	241,28	100,0%
	Policristalino	654	84,0%	154,7	-1,96%	1547	236,54	98,0%
	Teluro Cadmio	800	88,1%	162,3	2,85%	1623	202,88	84,1%
	Silicio Amorfo	1564	86,6%	159,5	1,08%	1595	101,98	42,3%
	CIS	744	88,0%	162,1	2,72%	1621	217,88	90,3%

CIUDAD - REGION	TECNOLOGIA	PERFORMANCE RATIO PR CASO A (%)	PERDIDAS POR NIVEL DE IRRADIANCIA	PERDIDAS POR TEMPERATURA	PERDIDAS POR CALIDAD DEL MODULO	PERDIDAS POR MISMATCH	PERDIDAS POR CABLEADO	PERDIDAS DEL INVERSOR
ARAUCA	Monocristalino	77,5%	3,57	12,09	1,60	2,14	0,98	2,31
	Policristalino	75,5%	3,93	12,62	1,61	2,15	1,00	2,35
	Teluro Cadmio	83,5%	0,89	6,73	2,57	1,03	0,91	2,47
	Silicio Amorfo	80,6%	4,09	7,71	2,71	1,09	0,99	2,34
	CIS	82,1%	0,23	8,51	2,55	1,02	0,93	2,56
CHOCO - BAHIA SOLANO	Monocristalino	77,4%	4,25	11,50	1,60	2,14	0,90	2,34
	Policristalino	75,4%	4,57	12,00	1,61	2,15	0,91	2,39
	Teluro Cadmio	83,3%	1,23	6,43	2,58	1,03	0,84	2,50
	Silicio Amorfo	80,3%	4,83	7,42	2,71	1,09	0,91	2,38
	CIS	82,0%	0,60	8,11	2,57	1,03	0,85	2,59
BARRANQUILLA	Monocristalino	76,9%	3,07	13,30	1,60	2,14	1,06	2,31
	Policristalino	75,0%	3,37	13,90	1,61	2,15	1,08	2,35
	Teluro Cadmio	83,3%	0,65	7,33	2,57	1,03	0,98	2,47
	Silicio Amorfo	80,1%	3,56	8,34	2,71	1,09	1,06	2,33
	CIS	81,7%	0,00	9,33	2,54	1,02	1,00	2,56
BOGOTA	Monocristalino	81,2%	3,60	8,00	1,60	2,10	0,90	2,30
	Policristalino	79,4%	3,90	8,30	1,60	2,10	1,00	2,30
	Teluro Cadmio	85,5%	0,92	4,54	2,61	0,98	0,93	2,37
	Silicio Amorfo	83,8%	4,10	5,20	2,70	1,10	1,00	2,32
	CIS	83,7%	1,42	5,71	2,61	1,03	0,92	2,56
BUCARAMANGA	Monocristalino	77,8%	3,37	11,97	1,60	2,14	1,00	2,29
	Policristalino	75,9%	3,69	12,49	1,61	2,15	1,02	2,33
	Teluro Cadmio	83,7%	0,76	6,66	2,57	1,03	0,93	2,45
	Silicio Amorfo	81,1%	3,89	7,62	2,71	1,08	1,01	2,32
	CIS	82,4%	0,08	8,43	2,54	1,02	0,95	2,54

GUAJIRA	Monocristalino	76,2%	2,28	14,83	1,60	2,13	1,21	2,32
	Policristalino	74,2%	2,50	15,54	1,61	2,14	1,24	2,37
	Teluro Cadmio	82,8%	0,39	8,08	2,55	1,02	1,11	2,50
	Silicio Amorfo	79,8%	2,68	9,10	2,72	1,09	1,20	2,35
	CIS	80,9%	0,15	10,37	2,51	1,01	1,13	2,59
LETICIA	Monocristalino	76,4%	3,90	12,93	1,61	2,14	0,94	2,33
	Policristalino	74,5%	4,28	13,48	1,61	2,15	0,96	2,38
	Teluro Cadmio	82,9%	1,00	7,21	2,58	1,03	0,87	2,48
	Silicio Amorfo	79,9%	4,44	8,28	2,72	1,09	0,94	2,35
	CIS	81,5%	0,30	9,10	2,56	1,03	0,89	2,57
TUNJA	Monocristalino	82,7%	3,50	6,38	1,60	2,13	0,96	2,26
	Policristalino	80,9%	3,84	6,73	1,61	2,14	0,97	2,29
	Teluro Cadmio	86,4%	0,82	3,71	2,57	1,03	0,90	2,43
	Silicio Amorfo	84,6%	4,02	4,34	2,70	1,08	0,97	2,29
	CIS	85,8%	0,14	4,60	2,54	1,02	0,92	2,51

CIUDAD - REGION	TECNOLOGIA	PERFORMANCE RATIO PR CASO B (%)	PERDIDAS POR NIVEL DE IRRADIANCIA	PERDIDAS POR TEMPERATURA	PERDIDAS POR CALIDAD DEL MODULO	PERDIDAS POR MISMATCH	PERDIDAS POR CABLEADO	PERDIDAS DEL INVERSOR
ARAUCA	Monocristalino	80,5%	3,60	8,68	1,61	2,07	1,00	2,34
	Policristalino	78,7%	3,87	9,12	1,60	2,06	0,98	2,32
	Teluro Cadmio	85,1%	0,88	5,02	2,57	1,03	0,93	2,41
	Silicio Amorfo	82,5%	4,03	5,62	2,66	1,12	1,02	2,28
	CIS	84,2%	0,18	6,17	2,49	0,98	0,98	2,48
CHOCO - BAHIA SOLANO	Monocristalino	80,1%	4,18	8,37	1,61	2,13	0,92	2,28
	Policristalino	78,3%	4,68	8,76	1,60	2,08	0,94	2,33
	Teluro Cadmio	84,9%	1,22	4,80	2,58	1,03	0,84	2,54
	Silicio Amorfo	82,1%	4,75	5,53	2,71	1,12	0,99	2,41
	CIS	84,0%	0,57	6,00	2,61	0,99	0,85	2,61
BARRANQUILLA	Monocristalino	80,2%	3,03	9,72	1,58	2,12	1,01	2,26
	Policristalino	78,4%	3,40	10,08	1,60	2,07	1,00	2,28
	Teluro Cadmio	85,0%	0,68	5,50	2,61	1,00	0,99	2,43
	Silicio Amorfo	82,1%	3,64	6,19	2,70	1,11	1,02	2,30
	CIS	84,0%	0,03	6,93	2,47	1,03	0,98	2,54
BOGOTA	Monocristalino	84,2%	3,61	4,72	1,62	2,10	0,91	2,18
	Policristalino	82,5%	3,88	4,93	1,58	2,03	0,93	2,30
	Teluro Cadmio	87,2%	0,86	2,68	2,57	1,01	0,90	2,37
	Silicio Amorfo	85,7%	4,10	3,10	2,68	1,15	0,95	2,29
	CIS	86,9%	0,28	3,42	2,53	1,00	0,91	2,50
BUCARAMANGA	Monocristalino	80,9%	3,40	8,57	1,61	2,14	1,03	2,32
	Policristalino	79,1%	3,71	8,91	1,59	2,09	0,98	2,31
	Teluro Cadmio	85,4%	0,83	4,80	2,61	1,03	0,91	2,42
	Silicio Amorfo	83,0%	3,89	5,46	2,70	1,08	1,00	2,34
	CIS	84,6%	0,08	6,06	2,47	1,01	0,90	2,48

GUAJIRA	Monocristalino	79,9%	2,31	10,80	1,59	2,08	1,22	2,34
	Policristalino	78,1%	2,50	11,33	1,61	2,10	1,18	2,31
	Teluro Cadmio	84,7%	0,38	6,00	2,46	1,03	1,13	2,48
	Silicio Amorfo	82,0%	2,73	6,68	2,71	1,10	1,23	2,31
	CIS	83,5%	0,16	7,60	2,54	1,03	1,12	2,46
LETICIA	Monocristalino	79,3%	3,92	9,70	1,57	2,14	0,93	2,34
	Policristalino	77,5%	4,31	10,14	1,61	2,10	0,96	2,30
	Teluro Cadmio	84,4%	0,98	5,46	2,63	1,00	0,92	2,43
	Silicio Amorfo	81,6%	4,40	6,31	2,66	1,07	0,91	2,26
	CIS	83,5%	0,26	6,87	2,56	1,01	0,90	2,53
TUNJA	Monocristalino	85,7%	3,55	3,08	1,57	2,10	0,94	2,18
	Policristalino	84,0%	3,81	3,30	1,62	2,12	0,91	2,21
	Teluro Cadmio	88,1%	0,78	1,81	2,63	1,02	0,89	2,42
	Silicio Amorfo	86,6%	4,03	2,20	2,73	1,09	0,89	2,30
	CIS	88,0%	0,06	2,32	2,51	1,03	0,93	2,44

TABLA COMPARATIVA

CIUDAD - REGION	TECNOLOGIA	ENERGIA GENERADA (MWh/año)			RENDIMIENTO POR AREA (kWh/año/m2)		PERFORMANCE RATIO			PERDIDAS TEMPERATURA		
		CASO A	CASO B	INCREMENTO	CASO A	CASO B	CASO A	CASO B	INCREMENTO	CASO A	CASO B	INCREMENTO
ARAUCA	Monocristalino	137,50	142,80	3,85%	210,24	218,35	77,50%	80,5%	3,0%	12,09	8,68	3,41
	Policristalino	134,10	139,60	4,10%	205,05	213,46	75,50%	78,7%	3,2%	12,62	9,12	3,50
	Teluro Cadmio	148,10	151,00	1,96%	185,13	188,75	83,50%	85,1%	1,6%	6,73	5,02	1,71
	Silicio Amorfo	143,10	146,40	2,31%	91,50	93,61	80,60%	82,5%	1,9%	7,71	5,62	2,09
	CIS	145,70	149,40	2,54%	195,83	200,81	82,10%	84,2%	2,1%	8,51	6,17	2,34
CHOCO - BAHIA SOLANO	Monocristalino	118,90	123,10	3,53%	181,80	188,23	77,40%	80,1%	2,7%	11,50	8,37	3,13
	Policristalino	115,90	120,30	3,80%	177,22	183,94	75,40%	78,3%	2,9%	12,00	8,76	3,24
	Teluro Cadmio	128,00	130,20	1,72%	160,00	162,75	83,30%	84,9%	1,6%	6,43	4,80	1,63
	Silicio Amorfo	123,40	126,10	2,19%	78,90	80,63	80,30%	82,1%	1,8%	7,42	5,53	1,89
	CIS	126,00	129,00	2,38%	169,35	173,39	82,00%	84,0%	2,0%	8,11	6,00	2,11
BARRANQUILLA	Monocristalino	153,70	160,20	4,23%	235,02	244,95	76,90%	80,2%	3,3%	13,30	9,72	3,58
	Policristalino	149,90	156,60	4,47%	229,20	239,45	75,00%	78,4%	3,4%	13,90	10,08	3,82
	Teluro Cadmio	166,40	169,80	2,04%	208,00	212,25	83,30%	85,0%	1,7%	7,33	5,50	1,83
	Silicio Amorfo	160,10	164,10	2,50%	102,37	104,92	80,10%	82,1%	2,0%	8,34	6,19	2,15
	CIS	163,20	167,80	2,82%	219,35	225,54	81,70%	84,0%	2,3%	9,33	6,93	2,40
BOGOTA	Monocristalino	143,90	149,10	3,61%	220,03	227,98	81,20%	84,2%	3,0%	8,00	4,72	3,28
	Policristalino	140,60	146,00	3,84%	214,98	223,24	79,40%	82,5%	3,1%	8,30	4,93	3,37
	Teluro Cadmio	151,50	154,40	1,91%	189,38	193,00	85,50%	87,2%	1,7%	4,54	2,68	1,86
	Silicio Amorfo	148,30	151,70	2,29%	94,82	96,99	83,80%	85,7%	1,9%	5,20	3,10	2,10
	CIS	148,20	153,80	3,78%	199,19	206,72	83,70%	86,9%	3,2%	5,71	3,42	2,29
BUCARAMANGA	Monocristalino	147,00	152,80	3,95%	224,77	233,64	77,80%	80,9%	3,1%	11,97	8,57	3,40
	Policristalino	143,40	149,40	4,18%	219,27	228,44	75,90%	79,1%	3,2%	12,49	8,91	3,58
	Teluro Cadmio	158,10	161,20	1,96%	197,63	201,50	83,70%	85,4%	1,7%	6,66	4,80	1,86

	Silicio Amorfo	153,20	156,80	2,35%	97,95	100,26	81,10%	83,0%	1,9%	7,62	5,46	2,16
	CIS	155,60	159,70	2,63%	209,14	214,65	82,40%	84,6%	2,2%	8,43	6,06	2,37
GUAJIRA	Monocristalino	182,20	191,00	4,83%	278,59	292,05	76,20%	79,9%	3,7%	14,83	10,80	4,03
	Policristalino	177,60	186,70	5,12%	271,56	285,47	74,20%	78,1%	3,9%	15,54	11,33	4,21
	Teluro Cadmio	198,10	202,60	2,27%	247,63	253,25	82,80%	84,7%	1,9%	8,08	6,00	2,08
	Silicio Amorfo	190,90	196,10	2,72%	122,06	125,38	79,80%	82,0%	2,2%	9,10	6,68	2,42
	CIS	193,50	199,60	3,15%	260,08	268,28	80,90%	83,5%	2,6%	10,37	7,60	2,77
LETICIA	Monocristalino	128,00	132,80	3,75%	195,72	203,06	76,40%	79,3%	2,9%	12,93	9,70	3,23
	Policristalino	124,70	129,70	4,01%	190,67	198,32	74,50%	77,5%	3,0%	13,48	10,14	3,34
	Teluro Cadmio	138,80	141,40	1,87%	173,50	176,75	82,90%	84,4%	1,5%	7,21	5,46	1,75
	Silicio Amorfo	133,70	136,70	2,24%	85,49	87,40	79,90%	81,6%	1,7%	8,28	6,31	1,97
	CIS	136,40	139,80	2,49%	183,33	187,90	81,50%	83,5%	2,0%	9,10	6,87	2,23
TUNJA	Monocristalino	152,40	157,80	3,54%	233,03	241,28	82,70%	85,7%	3,0%	6,38	3,08	3,30
	Policristalino	149,10	154,70	3,76%	227,98	236,54	80,90%	84,0%	3,1%	6,73	3,30	3,43
	Teluro Cadmio	159,20	162,30	1,95%	199,00	202,88	86,40%	88,1%	1,7%	3,71	1,81	1,90
	Silicio Amorfo	155,90	159,50	2,31%	99,68	101,98	84,60%	86,6%	2,0%	4,34	2,20	2,14
	CIS	158,10	162,10	2,53%	212,50	217,88	85,80%	88,0%	2,2%	4,60	2,32	2,28