

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**“Estudio comparativo de los sistemas fotovoltaicos con
inyección a la red monocristalino, policristalino y
amorfo instalados en CEL”**

PRESENTADO POR:

FELIPE ANTONIO HERNÁNDEZ MENJÍVAR

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, SEPTIEMBRE DE 2011.

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR :

MSc. RUFINO ANTONIO QUEZADA SÁNCHEZ

SECRETARIO GENERAL :

LIC. DOUGLAS VLADIMIR ALFARO CHÁVEZ

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. MARIO ROBERTO NIETO LOVO

SECRETARIO :

ING. OSCAR EDUARDO MARROQUÍN HERNÁNDEZ

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR :

ING. JOSÉ WILBER CALDERÓN URRUTIA

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título :

**“Estudio comparativo de los sistemas fotovoltaicos con
inyección a la red monocristalino, policristalino y
amorfo instalados en CEL”**

Presentado por :

FELIPE ANTONIO HERNÁNDEZ MENJÍVAR

Trabajo de Graduación Aprobado por :

Docente Director :

ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

San Salvador, Septiembre de 2011

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Director :

ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, 24 de Agosto de 2011, en la sala de lectura, a las diez horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. José Wilber Calderón Urrutia

Director

2. Ing. Salvador de Jesús Germán

Secretario

Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

1. Ing. Marlon Javier Rodríguez

2. Ing. José Miguel Hernández

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

“Estudio comparativo de los sistemas fotovoltaicos con inyección a la red monocristalino, policristalino y amorfo instalados en CEL”

A cargo del Bachiller:

HERNÁNDEZ MENJÍVAR, FELIPE ANTONIO

Habiendo obtenido el presente Trabajo una nota final, global de: _____

Gracias DIOS por permitirme vivir la vida, por darme la fortaleza, por permitir que pudiera tener acceso al conocimiento y darme la inteligencia para entender y poder completar el presente trabajo de graduación el cual se lo dedico a:

La mujer más paciente, hermosa y sobre todo valiente que he conocido, me ha dedicado cada minuto de su vida incondicionalmente, ella es mi madre.

A mi padre por la seguridad, paciencia, consejos, apoyo moral y fe que puso en mí.

A mi esposa por el amor, tiempo incondicional que me ha dedicado antes y durante este trabajo. Además por los dos regalos hermosos que le ha dado a mi vida.

A mis hijos les agradezco y les pido que me perdonen el tiempo que no les dedique por estar en el desarrollo del presente trabajo.

A mis hermanos porque tuvieron mucha fe y creyeron en mí que lograría salir avante de la realización de mis estudios hasta formarme como profesional.

A mis amigos y amigas que incondicionalmente me apoyaron, me dieron palabras de aliento y fuerza para la culminación del proceso de formación educativa y profesional.

A todos les estoy muy agradecido.

INDICE

Alcance.....	i
Planteamiento del Problema.....	i
Justificación.....	ii
Introducción	iii
Objetivos	iv
General	iv
Específicos	iv
1.0 Teoría	1
1.1 Ventajas de la energía solar.....	2
1.2 Radiación solar de acuerdo al movimiento de la tierra en un año completo.....	3
1.2.1 Mapa de radiación mundial	5
1.3 Trayectoria de la Proyección solar	5
1.4 Hora Solar Pico	6
1.5 Factor de Planta.....	8
1.6 Factor de Planta Bajo	9
1.7 Factores de planta típicos	9
1.8 Procesos y elementos para fabricación de las celdas solares.	10
1.9 Celdas solares.....	11
1.10 Estructura de una celda solar.....	12
1.11 Eficiencia de las celdas solares.	13
1.12 Generador fotovoltaico conectado a la red eléctrica instalado en CEL	14
1.13 Costo del proyecto.....	18
1.14 Inversores instalados	19
2.0 Paneles Fotovoltaicos Monocristalinos.....	21
3.0 Paneles Fotovoltaicos Policristalinos	24
4.0 Paneles Fotovoltaicos Amorfos.....	25

4.1 Descripción de las propiedades de los sólidos amorfos.....	27
5.0 Inversores.....	27
6.0 Análisis de Datos CEL.....	28
6.1 Producción de energía eléctrica de las diferentes tecnologías.....	29
6.2 Análisis de la degradación de los paneles amorfos.....	34
6.3 Potencial Solar de irradiancia en dos posiciones diferentes 0° y 15° hacia el sur.....	39
6.4 Comportamiento de eficiencia de los paneles fotovoltaicos, en función de la temperatura.	46
6.5 Comparación y Análisis de la Producción entre arreglos de subgeneradores de paneles solares.	47
6.6 Evaluación y análisis de las horas de generación diaria de los subgeneradores fotovoltaicos. ...	52
6.7 Análisis de la exactitud de los medidores de energía incorporados en los inversores SMA, comparándolas con equipos instalados de mayor exactitud.....	56
6.8 Características del generador fotovoltaico, tales como la hora solar pico, factor de planta, generaciones máximas, potencias máximas en periodos de un mes.	60
6.9 Análisis comparativo técnico y económico entre tecnologías de paneles fotovoltaicos.....	70
6.9.1 Monocristalino.....	73
6.9.2 Policristalino.....	77
6.9.3 Amorfo.....	80
6.9.4 Resumen de los diferentes escenarios considerados.....	84
7.0 Generador Fotovoltaico Instalado en la Escuela de Ingeniería Eléctrica EIE-UES.....	88
7.1 Equipo Utilizado en conexión a la Red.....	88
7.2 Análisis de Datos.....	91
8.0 Conclusiones.....	104
9.0 Glosario.....	108
10.0 Referencias Bibliográficas.....	112
11.0 Anexos.....	113

Alcance

Con el objeto de evaluar las principales tecnologías de fabricación de paneles fotovoltaicos PFV, la Comisión Ejecutiva del Río Lempa (CEL) ha desarrollado un proyecto piloto de investigación aplicado a los sistemas fotovoltaicos, SFV, con conexión a la red del servicio eléctrico, el presente trabajo de graduación estudia el comportamiento de las tres tecnologías de paneles fotovoltaicos instaladas en el edificio Central de CEL, bajo condiciones normales de operación y en el entorno de las variables atmosféricas de San Salvador

La evaluación del sistema solar fotovoltaico de 24.57 kW, se ha realizado tomando como base las mediciones efectuadas durante un año, a partir de 1 de junio de 2009.

La información se presenta y ha procesado de manera sencilla de forma tal que los datos mensuales de radiación, temperatura, energía generada y demás parámetros eléctricos y atmosféricos puedan manipularse fácilmente y sin las restricciones del software de los equipos existentes.

Los datos obtenidos también se comparan con los recolectados por el sistema de monitoreo Solar fotovoltaico de 2.1 kWp, existente en la Escuela de Ingeniería Eléctrica EIE-UES cuyo inicio de operaciones es abril del 2010.

Planteamiento del Problema

La investigación de la energía fotovoltaica en el país está tomando auge en El Salvador, debido a la necesidad de modificar la matriz energética de nuestro país en la búsqueda de fuentes alternativas de energía que reduzcan nuestra dependencia del petróleo y sobre todo al problema del cambio climático y la contaminación ambiental.

CEL como máximo productor de energía renovable en el país a nivel hídrico pone en marcha el proyecto piloto de investigación de energía fotovoltaica para hacer un aporte como institución al país para el desarrollo de la extracción de energía de la fuente que hasta hoy se cree inagotable como lo es el sol.

Justificación

Una de las mayores preocupaciones a nivel mundial debería de ser el problema del cambio climático y el daño que se está provocando por la contaminación debido al uso indiscriminado de combustibles fósiles, en ese sentido el desarrollo de las fuentes de energía renovables, inagotables, limpias, amigables con el medio ambiente, existentes en muy variadas formas y en innumerables sitios del planeta, se presentan como el sustituto ideal de los combustibles fósiles, para hacer frente a la demanda creciente de energía y a los problemas ambientales, sociales y políticos que genera la explotación del petróleo.

Dentro de las Energías Renovables, se encuentra la energía Solar Fotovoltaica, objeto de este estudio, que es hoy en día y sin lugar a dudas, una forma limpia y fiable de producción de energía eléctrica a pequeña y gran escala. Actualmente es frecuente encontrar instalaciones de fuentes de generación fotovoltaica del orden de los MW en España, Alemania, etc.

La energía fotovoltaica podemos definirla como la tecnología utilizada para el aprovechamiento eléctrico de la energía solar que se deriva de las células fotovoltaicas. Mediante las células, la radiación se transforma directamente en electricidad aprovechando las propiedades de los materiales semiconductores.

Introducción

La matriz energética de nuestro país, muestra una marcada dependencia de los combustibles fósiles, aproximadamente un 50% de la energía generada es producida por plantas de generación térmica, siendo esta una de las razones del elevado costo del kWh generado y de la inestabilidad de su precio que varía de acuerdo al escenario mundial.

La tarea es desarrollar sustitutos a estas fuentes contaminantes del planeta que aparte de ser una energía cara, tiene efectos secundarios que comienzan a percibirse a nivel mundial como lo son el desorden del clima, esto se puede apreciar con inundaciones en ciertas regiones e incremento de las zonas áridas en otras, incremento de la temperatura global.

De ahí que la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), la Universidad de El Salvador (UES) y otras instituciones educativas, enfocadas en hacer aportes al desarrollo de la generación de energía limpia están haciendo estudios del comportamiento de la energía fotovoltaica y su aplicación en nuestro país.

En este proyecto CEL como institución comprometida con la generación de energía limpia, luego de un estudio, instaló en el año 2009 una planta fotovoltaica en el techo del edificio administrativo ubicado en el Centro de Gobierno, el cual consta de una planta fotovoltaica con tres tecnologías de paneles fotovoltaicos como son la tecnología monocristalina, policristalina y amorfa, estos PFV se conectan a la red secundaria a través de inversores de conexión a red, la capacidad total del conjunto es de 24.57 kW, de manera que proveen de inmediato beneficios económicos para la institución, al reducir la facturación de la distribuidora.

La planta fotovoltaica de 24.57 kWp solo representa un aproximado del 4% de la energía demandada por el edificio. El presente trabajo contiene la evaluación de las principales variables que afectan a este tipo de generación de energía, comparación entre las diferentes tecnologías un estudio económico y evaluación de diferentes escenarios reales en este tipo de planta; así como también la comparación de la tecnología monocristalina con la planta fotovoltaica monocristalina de 2.1 kWp instalada en la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador (EIE-UES).

Objetivos

General

Evaluar el comportamiento de los paneles solares monocristalinos, policristalinos y amorfos instalados en las oficinas de CEL.

Específicos

- 1- Comparar la producción de energía eléctrica de los paneles fotovoltaicos

- 2- Analizar y evaluar la degradación de los paneles amorfos

- 3- Evaluar el potencial solar de irradiación, comparando las mediciones tomadas del plano horizontal con el del plano inclinado a 15 grados, presentar gráficos y estadísticas de valores máximos, mínimos y promedios de irradiancia e irradiación en periodos mensuales.

- 4- Evaluar el comportamiento y eficiencia de los paneles fotovoltaicos, en función de la temperatura.

- 5- Comparar y analizar la producción entre arreglos de subgeneradores de paneles solares.

- 6- Evaluar y analizar las horas de generación diaria de los subgeneradores fotovoltaicos, considerando su operación en el transcurso del año.

- 7- Realizar el análisis de la exactitud de los medidores de energía incorporados en los inversores SMA, comparándolas con equipos instalados de mayor exactitud.

- 8- Evaluar las características del generador fotovoltaico, tales como la hora solar pico, factor de planta, generaciones máximas, potencias máximas, etc., en periodos de un mes.

- 9- Realizar el análisis comparativo técnico y económico entre tecnologías de paneles fotovoltaicos.

- 10- Comparar los datos obtenidos del generador de CEL con los recolectados por el sistema de monitoreo Solar fotovoltaico existente en la Escuela de Ingeniería Eléctrica EIE-UES.

1.0 Teoría

El sol es una inmensa fuente de energía inagotable con un diámetro de 1.39×10^9 m situado a la distancia media de 1.5×10^{11} m respecto de la Tierra, esta distancia se llama unidad astronómica (UA).



Figura 1. El Sol y su núcleo.

Los datos más interesantes acerca del Sol son los siguientes:

- El Sol = Estrella = Horno Nuclear.
- Su diámetro es 1,400,000 km.
- Su Masa es 300,000 veces la masa de la tierra.
- Su temperatura superficial es de 5,600°K
- Su vida estimada es de 5,000 millones de años.
- La distancia Tierra - Sol es de 150 millones de km.
- La luz solar tarda 8 minutos en llegar a la tierra.
- El Sol genera su energía mediante reacciones nucleares de fusión que se llevan a cabo en su núcleo.

La generación de energía proviene de la pérdida de masa del Sol, que se convierte en energía de acuerdo con la famosa ecuación de Einstein, $E=m \cdot c^2$, donde "E" es la cantidad de energía liberada cuando desaparece la masa "m"; "c" es la velocidad de la luz en vacío.

Su flujo radiante es de 3.8×10^{26} W equivalente a una densidad de 62.5 MW por cada metro cuadrado de superficie solar. De toda ella solo una pequeña parte llamada constante solar e igual a 1.37 kW por metro cuadrado aproximadamente, llega a la superficie de la tierra, como consecuencia de la distancia que los separa. La radiación que llega varía de forma aleatoria debido a muy diversos

efectos que provoca sobre ella la atmósfera terrestre. Una gran parte es absorbida y dispersa por los propios agentes variables que allí se encuentran, tales como la polución y la nubosidad.

Energías Renovables

Desde los inicios de la existencia del hombre, su desarrollo ha estado determinado en gran medida por la utilización de las diferentes formas de energía según las necesidades y disponibilidades de cada momento y lugar. Ya en los inicios las energías renovables eran utilizadas en forma de biomasa, viento, agua y sol, por lo que deben ser consideradas como la base energética del desarrollo humano. Sin embargo, con la aparición de los recursos energéticos fósiles el uso de la energía se convirtió en algo muy fácil, más eficiente y barato. Esto ha ocasionado un consumo indiscriminado de este tipo de energía, hasta límites insostenibles que han originado que todos los países más o menos desarrollados, realicen continuos esfuerzos en un intento de mejorar la eficiencia de la utilización de la energía y en definitiva, reducir el consumo de recursos fósiles.

1.1 Ventajas de la energía solar

- La energía que procede del sol es limpia y renovable, no cuesta dinero (hablando de la fuente primaria).
- Disminución de la dependencia energética con el exterior.
- Evita el despoblamiento progresivo de determinadas zonas.
- Disminuye costes de mantenimiento de las líneas eléctricas, sobre todo en zonas aisladas.
- Instalación fácilmente modulable, se puede reducir o aumentar la potencia instalada fácilmente según las necesidades.
- Mantenimiento y riesgo de avería muy bajo de las instalaciones fotovoltaicas, silenciosas y sencillas.
- Energía descentralizada que puede ser captada y utilizada en todo el territorio.
- En el caso de las instalaciones conectadas a la red, existe incentivo fiscal en El Salvador y en los países desarrollados subvenciones y primas por producir electricidad limpia.
- Tecnología de rápido desarrollo que tiende a reducir los costes y aumentar el rendimiento.

1.2 Radiación solar de acuerdo al movimiento de la tierra en un año completo

Para realizar un adecuado diseño de una instalación fotovoltaica es necesario orientar de una manera adecuada los generadores o paneles fotovoltaicos y para esto hay que tomar en cuenta la posición del sol en cada periodo del año para optimizar su rendimiento y lograr la máxima producción energía de dicha instalación. El sistema más adecuado para definir cada una de estas posiciones es la de coordenadas polares.

En la figura 2 se muestran los principales parámetros empleados en aplicaciones solares para definir la posición del sol y del observador^[1].

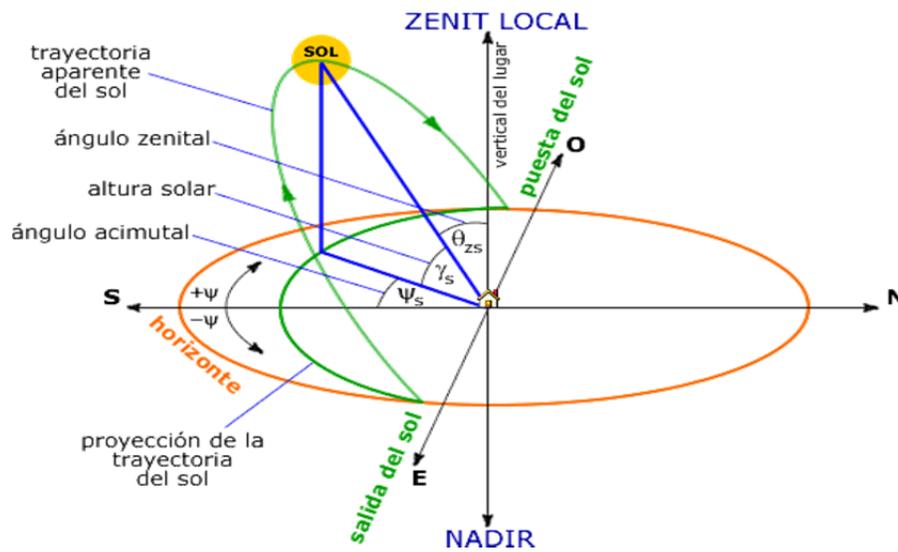


Figura 2. Proyección de la trayectoria solar de un día tomando como referencia al punto de evaluación.

- **Latitud del lugar (λ):** Es la complementaria del ángulo formado por la recta que une el zenit y el nadir con el eje polar. Es positivo hacia el Norte y negativo hacia el Sur.
- **Meridiano del lugar:** Circulo máximo de la esfera terrestre que pasa por el lugar, por el zenit y por el nadir.
- **Distancia Zenital (θ_{zs}):** Es el ángulo formado por el radio vector punto-Tierra y la vertical del lugar. Es positivo a partir del Zenital.
- **Altura Solar (γ_s):** Ángulo que forman los rayos solares sobre la superficie horizontal. Ángulo complementario de la distancia zenital.

- **Angulo Acimutal (ψ_s):** Ángulo formado por la proyección del Sol sobre el plano del horizonte con la dirección Sur. Positivo 0° a 180° hacia el Oeste y negativo hacia el Este 0° a -180° .
- **Horizonte:** Lugar geométrico de los puntos con altura cero.

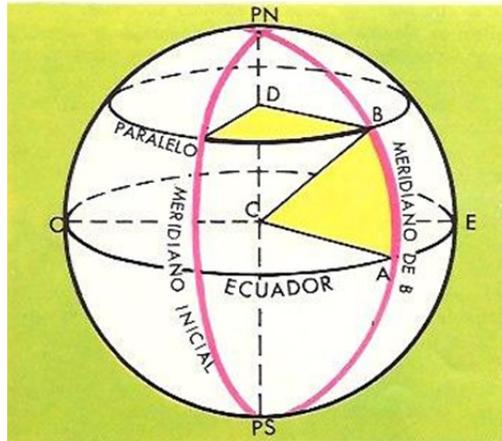


Figura 3. Por convención entre la mayoría de las naciones se adoptó al meridiano inicial ubicado en el observatorio de Greenwich, cerca de Londres Inglaterra, como el meridiano de referencia.

En la Figura 3, se puede observar que el hemisferio norte con el sur está dividido por el Ecuador y que el meridiano de referencia, Greenwich, es un plano vertical que atraviesa a la tierra y sirve de referencia para definir el ESTE y el OESTE.^[2]

La figura 3a se basa en un algoritmo desarrollado por J. K. B. Bishop and W. B. Rossow, con datos de radiación disponibles a través del proyecto de Climatología Satelital Mundial el cual provee una colección de datos por satélites geoestacionarios a nivel mundial; las zonas con mayor intensidad de luz solar están indicadas por la tendencia de amarillo a rojo y siendo casi mínima para la zona de color violeta. De acuerdo a la figura El Salvador está ubicado en una zona favorable para el desarrollo o aprovechamiento de la radiación solar, con una radiación promedio diaria alrededor de los $250 \text{ (W/m}^2\text{)}$ ^[3].

[1] 9IDEA (c) 2005 -45Curso de Energía Solar Fotovoltaica -.mht

[2] Meridianos y Paralelos del Planeta Tierra Latitud y Longitud.mht

[3] J. K. B. Bishop and W. B. Rossow. "Spatial and temporal variability of global surface solar irradiance." J. Geophys. Res. 96, 16839 (1991).

1.2.1 Mapa de radiación mundial

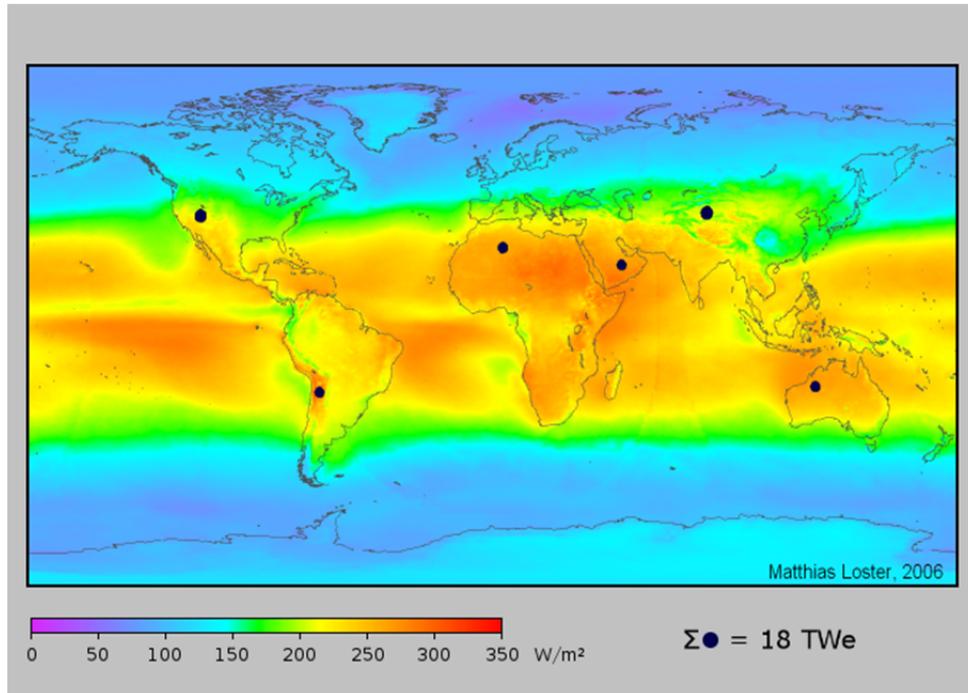


Figura 3a. Mapa de Radiación solar mundial, se aprecia la ubicación estratégica de Centroamérica para recibir mayor radiación.

1.3 Trayectoria de la Proyección solar

La generación de energía fotovoltaica depende de la proyección de los rayos solares sobre la superficie que se esté evaluando y según como los rayos solares se proyecten sobre la superficie en el transcurso del año, se puede decir teóricamente cuando se tendría mayor o menor generación para esta latitud y longitud de la tierra.

En la figura 4, se muestra la trayectoria de la proyección de los rayos solares sobre una superficie horizontal, como referencia podemos decir el ecuador y se entiende de la siguiente manera, para las fechas de 21 marzo y 22 o 23 de septiembre son los equinoccios de primavera y otoño respectivamente y en este momento el día es igual a la noche en duración ya que el sol sale justo en el Este y se pone en el Oeste.

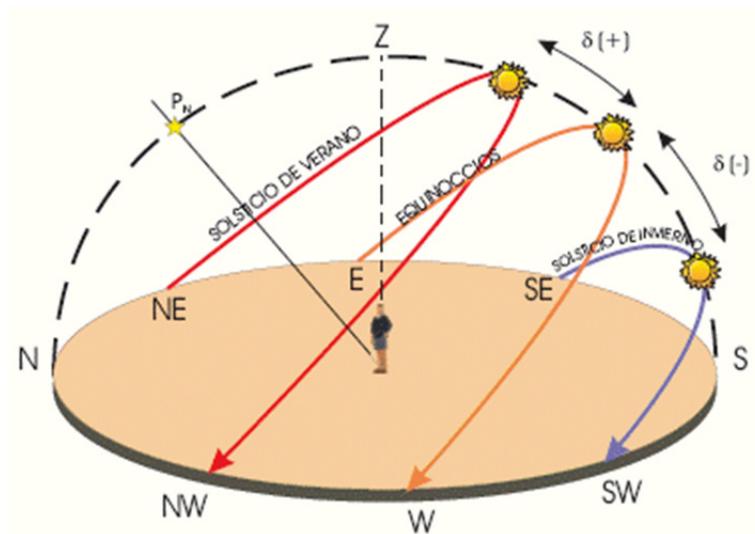


Figura 4. Proyección solar en los puntos más importantes como son los equinoccios y los correspondientes solsticios.

Para el 21 de junio se da el solsticio de verano y es cuando el sol alcanza su máxima altura, se podría decir que la proyección de los rayos solares son lo más perpendiculares posibles, luego esta también el solsticio de invierno, 22 de diciembre que es cuando el sol llega a su mínima altura y los rayos del sol son lo más horizontales posibles.

1.4 Hora Solar Pico

La figura 5 muestra la variación de la irradiancia en dos días representativos, uno muy soleado y el otro con valores menores de irradiancia, el área bajo las curvas representa la energía solar incidente durante el día, expresada en kWh/m², si ésta área bajo la curva se divide entre 1,000 W/m², que corresponde con el valor de irradiancia estándar empleado para definir la capacidad de un PFV, el resultado obtenido representa las horas solar pico, HSP.

La energía total diaria recibida en un metro cuadrado de superficie terrestre en los paneles fotovoltaicos instalados en el proyecto inclinados a 15°, es representada por el área bajo la curva de la figura 5, por lo que ese día 14 de julio 2009, se obtuvo un valor promedio de 5,364.34 Wh/m² o 5.364kWh/m², que al dividirlo entre 1,000 W/m² equivale a 5.36 HSP.

Las lecturas y gráficas de irradiancia se obtuvieron de los equipos de medición instalados en el proyecto CEL; de la estación meteorológica y de un equipo Sensor Box.

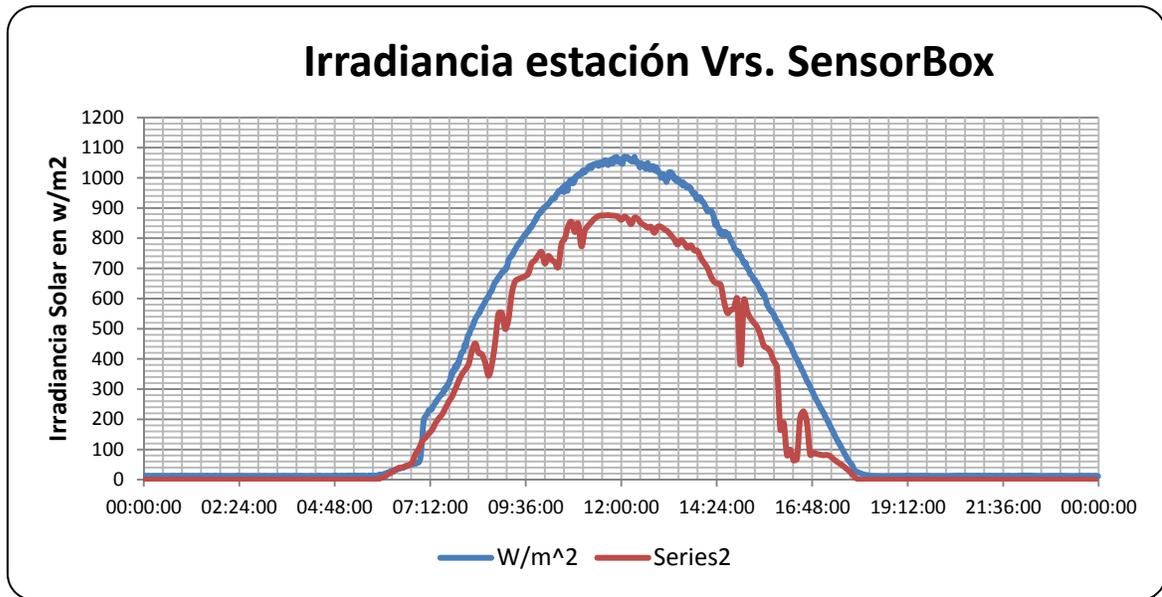


Figura 5. Distribución horaria de la irradiancia solar en un día sin nubes.

En la figura 6, se representa el efecto equivalente de las HSP. Matemáticamente, las áreas bajo las curvas son iguales, ya que representan la misma cantidad de energía incidente en 1m^2 .

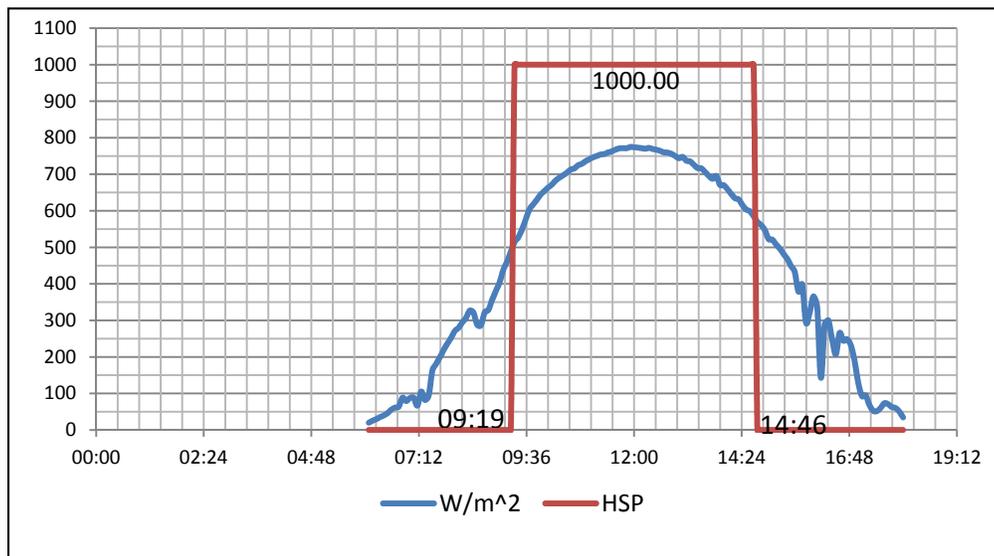


Figura. 6. Distribución horaria de la irradiancia solar en un caso real (14 julio 2009) y otro hipotético HSP (2).

Por otra parte, la potencia de los paneles fotovoltaicos se especifica en watt pico (Wp), lo cual representa la potencia eléctrica que entrega el panel, cuando la irradiancia sobre él es de 1000 W/m^2 (estándar o norma de certificación) con un espectro o composición similar a la radiación solar, y con una temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ¹.

1.5 Factor de Planta

El factor de planta, (llamado también factor de capacidad neto o factor de carga), es el cociente entre la energía real generada durante un periodo (generalmente anual) y la energía generada a plena carga durante el mismo periodo, conforme a los valores nominales de la placa de identificación de los equipos. Esto indica la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo.

Los factores de planta varían grandemente dependiendo del tipo de combustible que utilicen los generadores, del diseño de la planta y de los costos de generación de cada kWh. El factor de planta, factor de disponibilidad o factor de eficiencia son definiciones completamente diferentes y no se deben confundir.

Ejemplo

Una central eléctrica con una capacidad de 1 MW produce 648 (megavatio-horas) en un mes de 30 días. El número de (megavatio-horas) que habrían sido producidos con la planta a plena capacidad puede ser determinado multiplicando la capacidad máxima por el número de horas en el trabajo. Es decir; $1 \text{ (MW)} \times 30 \text{ (días)} \times 24 \text{ (horas/día)}$ es 720 (megavatio-hora). El factor de capacidad es determinado dividiendo la salida real con la salida posible máxima (648 MWh/720 MWh). Para el ejemplo, el factor de capacidad es 0.9 (el 90%).

[1] La hora solar pico.mht

Antonio Sarmiento Sera

Doctor en Ciencias Técnicas. Profesor Titular del Centro de Estudio de Tecnologías Energéticas Renovables (CETER).

Miembro de CUBASOLAR. Tel.: (537) 2605060

E-mail: sarmiento@ceter.cujae.edu.cu

Un segundo ejemplo la planta fotovoltaica en estudio de 24.57 kWp, si opera a plena capacidad seria $24.57 \text{ (kWp)} \times 30 \text{ (días)} \times 24 \text{ horas}$ haciendo un total de 17690.4 kW-h, pero cuando comenzamos a tomar factores que afectan la producción de energía fotovoltaica, hay que considerar que: solo la mitad del día hay sol (12 horas), la radiación de energía solar no es uniforme durante las 12 horas en el generador, las condiciones atmosféricas, la suciedad, son factores que afectan la generación fotovoltaica. Entonces el factor de capacidad para un determinado mes en que la planta fotovoltaica produjo 3916.4 kWh es $3916.4\text{kWh}/17690.4\text{kWh}$ equivalente a 0.2213 (22.13%).

1.6 Factor de Planta Bajo

Los motivos por los cuales un factor de planta es bajo se atribuyen a lo siguiente:

- Las operaciones de mantenimiento, los fallos más o menos largos de equipamientos, etc.
- La ausencia de demanda de electricidad que obliga a los administradores de red a disminuir o parar la producción en algunas unidades.
- La intermitencia o irregularidad de la fuente de energía como es, agua en las hidráulicas, bunker o gas para las plantas térmicas, o el sol y el viento en el caso de la energía fotovoltaica o eólica, respectivamente.
- En el caso de una planta FV, a la duración del día y a las condiciones climatológicas del lugar.
- En el caso de una planta eólica, a la variación del potencial eólico durante el periodo de evaluación.
- Al precio del kWh generado, en especial en sistemas de generación basados en los precios ofertados en el mercado mayorista.

1.7 Factores de planta típicos

Para diferentes tipos de plantas de generación de energía eléctrica se tiene.

- Parque eólico: 20-40%.
- Panel fotovoltaico: 10-15%-20%.
- Central hidroeléctrica: 60%.
- Central nuclear: 60%-98%.

- Central termoeléctrica a carbón: 70-90%.
- Central de ciclo combinado de gas: 60%

1.8 Procesos y elementos para fabricación de las celdas solares.

Celdas monocristalinas y Policristalinas

Las celdas solares tienen un proceso riguroso de fabricación, de acuerdo a estándares internacionales, no importando el tipo de tecnología de las celda a fabricar por ejemplo se observa en la figura 7.0 la secuencia del proceso de fabricación de las celdas monocristalina, desde la obtención de la materia prima que es arena común, luego se purifica, crece en forma de cilindro, en seguida es cortado en laminitas, hasta el punto de crear la celda que en conjunto conectados entre sí, forman el módulo solar, en serie o en paralelo de acuerdo a las características de voltaje, corriente y potencia que se requieran.



Figura 7.0. Etapas en el proceso de fabricación para una celda solar Monocristalina y Policristalina.

Celdas Amorfas

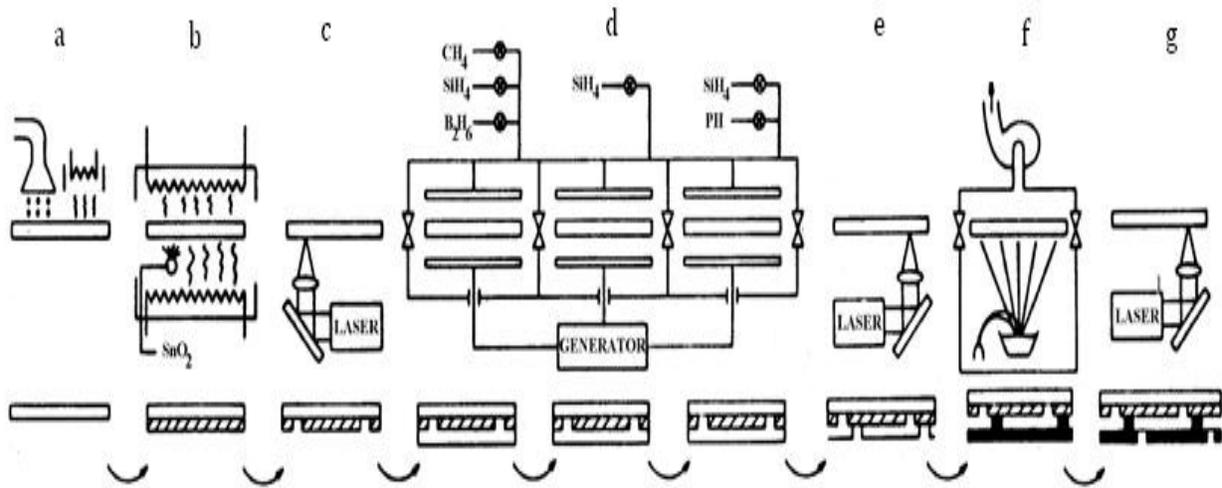


Figura 7a. Etapas en el proceso de fabricación para una celda solar Amorfa.

En el caso de las celdas amorfas el proceso se inicia con el tratamiento de limpieza del sustrato (a), luego con la deposición de SnO₂ (Dióxido de Estaño), para formar el contacto superior transparente (b), con un haz laser se cortan las celdas individuales (c), se depositan las película p⁺, seguida de la película i (yodo) y finalmente de la n⁻ (d), Para posteriormente cortar la película (e), con el fin de depositar el contacto inferior reflectivo de aluminio o plata (g) y finalmente aislar cada celda dejando los contactos conectados en serie.

1.9 Celdas solares

Las células, o celdas solares son dispositivos que convierten energía solar en electricidad, directamente a través del efecto fotovoltaico. En el cual la luz que incide sobre un dispositivo semiconductor de dos capas PN produce una diferencia de potencial entre las capas. Este voltaje es capaz de conducir una corriente a través de un circuito externo y producir trabajo útil.

Hoy en día, la mayor parte de celdas solares utilizadas a nivel comercial son de silicio. El silicio es un material semiconductor. Este elemento químico se encuentra en todo el mundo bajo la forma de arena, que es dióxido de silicio (SiO₂), también llamado cuarcita. Otra aplicación del silicio semiconductor se encuentra en la industria de la microelectrónica, donde es empleado como material base para los circuitos integrados.



Figura 8. Arreglo de celdas solares individuales

1.10 Estructura de una celda solar

Las celdas solares de silicio pueden ser de tipo monocristalinas, policristalinas o amorfas. La diferencia entre cada una de estas, es la forma de cómo se da la estructura cristalina o sea la disposición de los átomos de silicio para formar los enlaces entre ellos. Existe, además, una diferencia en la eficiencia, por eficiencia se entiende el porcentaje de luz solar que dichas celdas transforman en energía eléctrica.

Las celdas solares de silicio monocristalino y policristalino tienen mayor eficiencia en la conversión de energía solar en eléctrica con respecto a las de silicio amorfo.

Una celda solar típica está compuesta de capas. Primero hay una capa de contacto posterior y, luego, dos capas de silicio N y P, la luz incide sobre el material tipo N. En la parte superior se encuentran los contactos de metal frontales con una capa de antireflexión, que da a la celda solar su típico color azul.

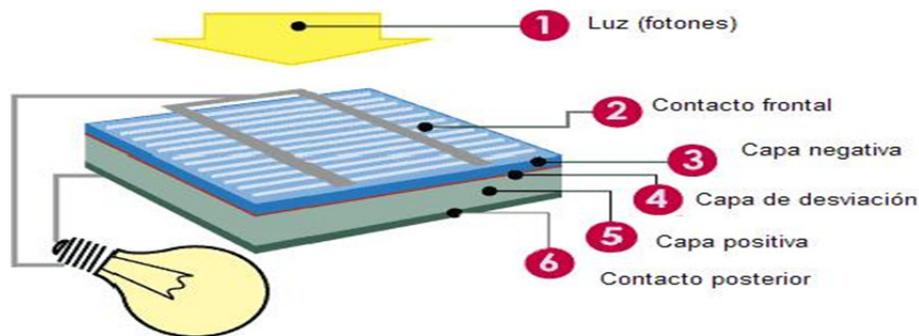


Figura 9. Bosquejo fundamental de operación de una celda solar y sus principales partes.

1.11 Eficiencia de las celdas solares.

La tabla 1.1, muestra la eficiencia por tecnología para diferentes fabricantes, en el transcurso de los últimos años los porcentajes de incremento en la eficiencia han sido pequeños, no obstante el costo de las celdas ha ido disminuyendo apreciablemente a medida que los volúmenes de producción y demanda han ido incrementando.

Tecnología / año	Fabricante	2005	Fabricante	2009	Fabricante	2011
Monocristalina	Multif.	14 -16%	Trina solar	12.8	Suntecnik FTS240M	14.1
Policristalina	Multif.	12-14%	Trina solar	12.8	Mitsubishi Solar PV- UD190HA6	13.4 a 13.7%
Amorfa	Multif.	< 10%	Mitsubishi	8.25	GS Solar Thin Film GS- 46S	>10%

Tabla 1.1 Historial de seguimiento de la eficiencia, diferentes fabricantes y valores de pruebas de laboratorio.

En la tabla 1.2, La Asociación de la Industria Fotovoltaica Española hace un análisis de las barreras u obstáculos para el desarrollo de la energía fotovoltaica para algunos países / estados con este tipo de generación de energía. En el cual es evidente que Japón es el que menos obstáculos presenta al desarrollo de este tipo de energía renovable seguido por Alemania, Hawái, Italia, Bélgica, California y Ontario.

Países/Estados	Administrativas		Técnicas	Culturales	Financieras	Evaluación
	Trámites de Autorización	Conexión a la red	Infraestructura de red	Aceptación de la FV	Acceso al crédito	
Alemania						
Japón						
Italia						
California						
Ontario						
Bélgica						
Hawaii						

● Alto ○ Baja

Tabla 1.2. Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF). Del documento *Acercándonos a la paridad de red* Nov2009

1.12 Generador fotovoltaico conectado a la red eléctrica instalado en CEL

Un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFCR) consiste básicamente en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional. El concepto de SFCR es compatible con un amplio margen de aplicaciones las cuales pueden ir desde centrales de unos cuantos kilovatios hasta grandes sistemas de varios megavatios. En nuestro caso estamos centrados en un sistema pequeño a nivel mundial pero a nivel de país es hasta hoy en día el proyecto más grande de conversión de energía solar fotovoltaica.

La figura 10 muestra un esquema simplificado del arreglo de paneles fotovoltaicos, ubicación de equipos de medición e inversores conectados a la red.

Los paneles tienen la función de convertir la energía radiada por el sol en energía eléctrica, el proyecto comprende la instalación de 141 paneles fotovoltaicos de los cuales 39 son paneles monocristalinos conectados en 3 arreglos de 13 paneles, 39 paneles policristalinos conectados también en 3 arreglos de 13 paneles y 63 paneles amorfos conectados en 3 arreglos de 21 paneles. Cada tecnología está configurada para generar 8.19 kWp, haciendo un total de 24.57 kWp máximos a una tensión de 220 VAC por ser esta la tensión secundaria del edificio.

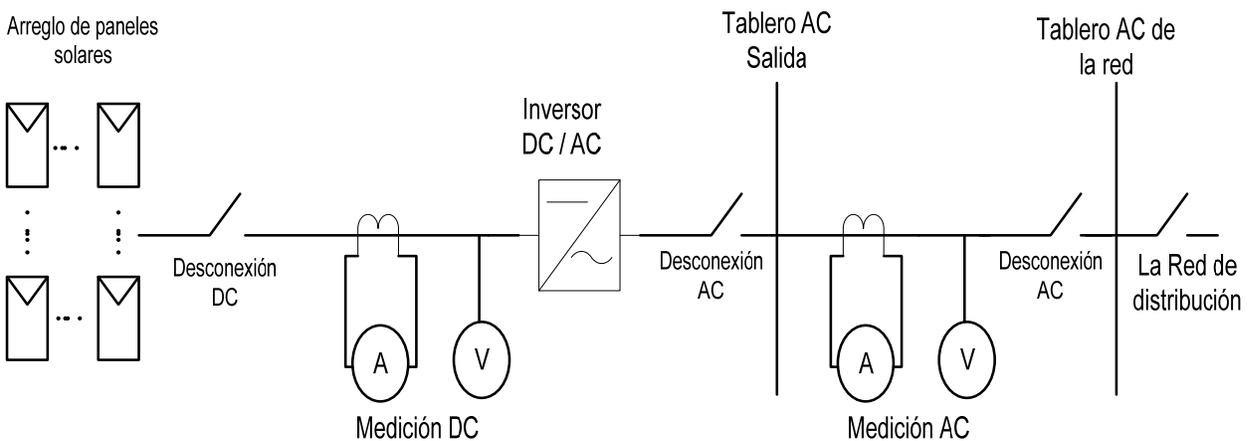


Figura 10. Diagrama unifilar de la conexión de la planta solar fotovoltaica en el edificio administrativo de CEL con conexión a la red.



Figura 11. Vista del Generador de Paneles Monocristalinos

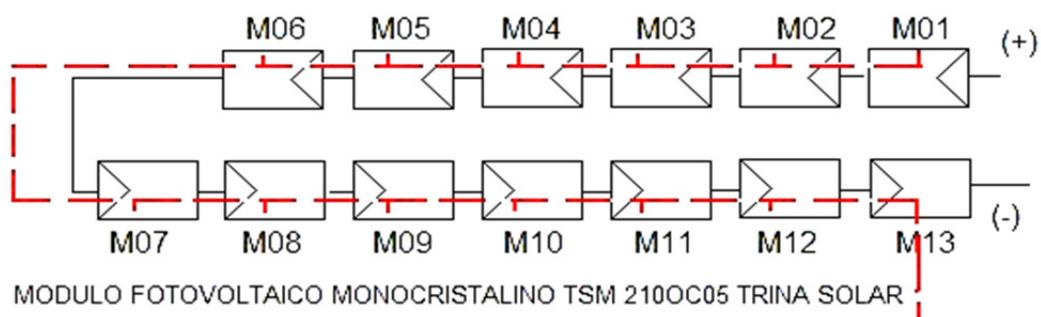


Figura 12. Conexión de un arreglo de 13 paneles fotovoltaico monocristalinos

La figura 12 muestra el arreglo de 13 paneles fotovoltaicos monocristalinos de 210 W_p, 29.2Vdc cada uno conectados en serie para producir un voltaje 379.6 y 2.73 kW_p.



Figura 13. Vista del Generador de Paneles Policristalinos

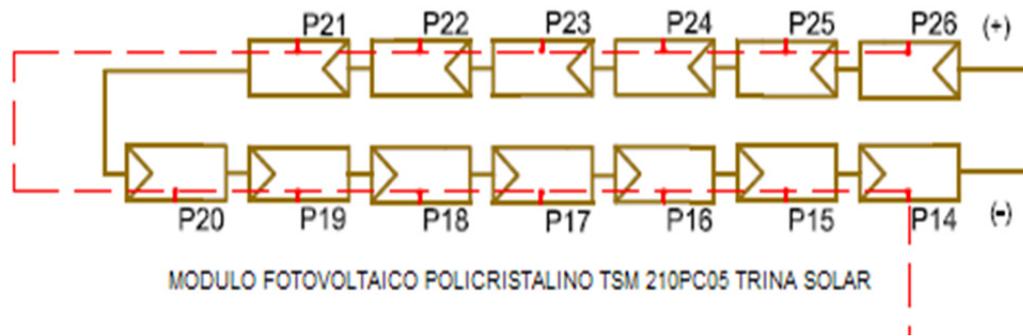


Figura 14. Conexión de un arreglo de 13 paneles fotovoltaico policristalinos.

La figura 14 muestra el arreglo de 13 paneles fotovoltaicos policristalinos de 210 Wp, 29.7Vdc cada uno conectados en serie para producir un voltaje 386.1Vdc y 2.73 kWp.



Figura 15. Vista del Generador de Paneles Amorfos

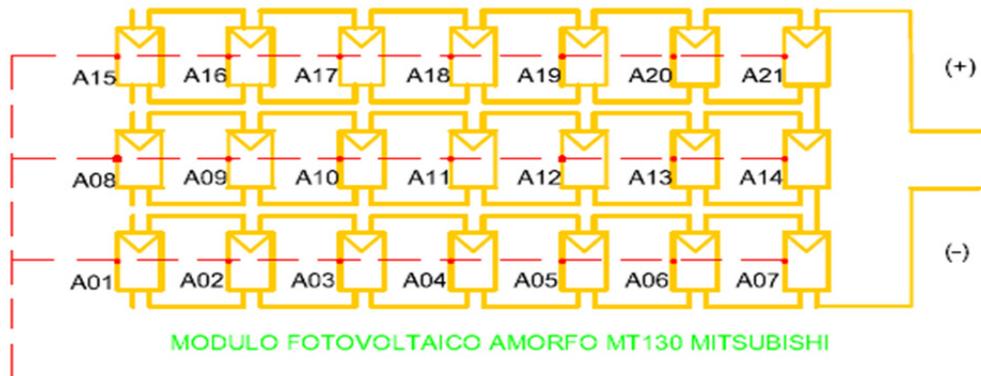


Figura 16. Conexión de un arreglo de 21 paneles fotovoltaicos amorfos.

DIAGRAMA UNIFILAR PLANTA SOLAR CEL

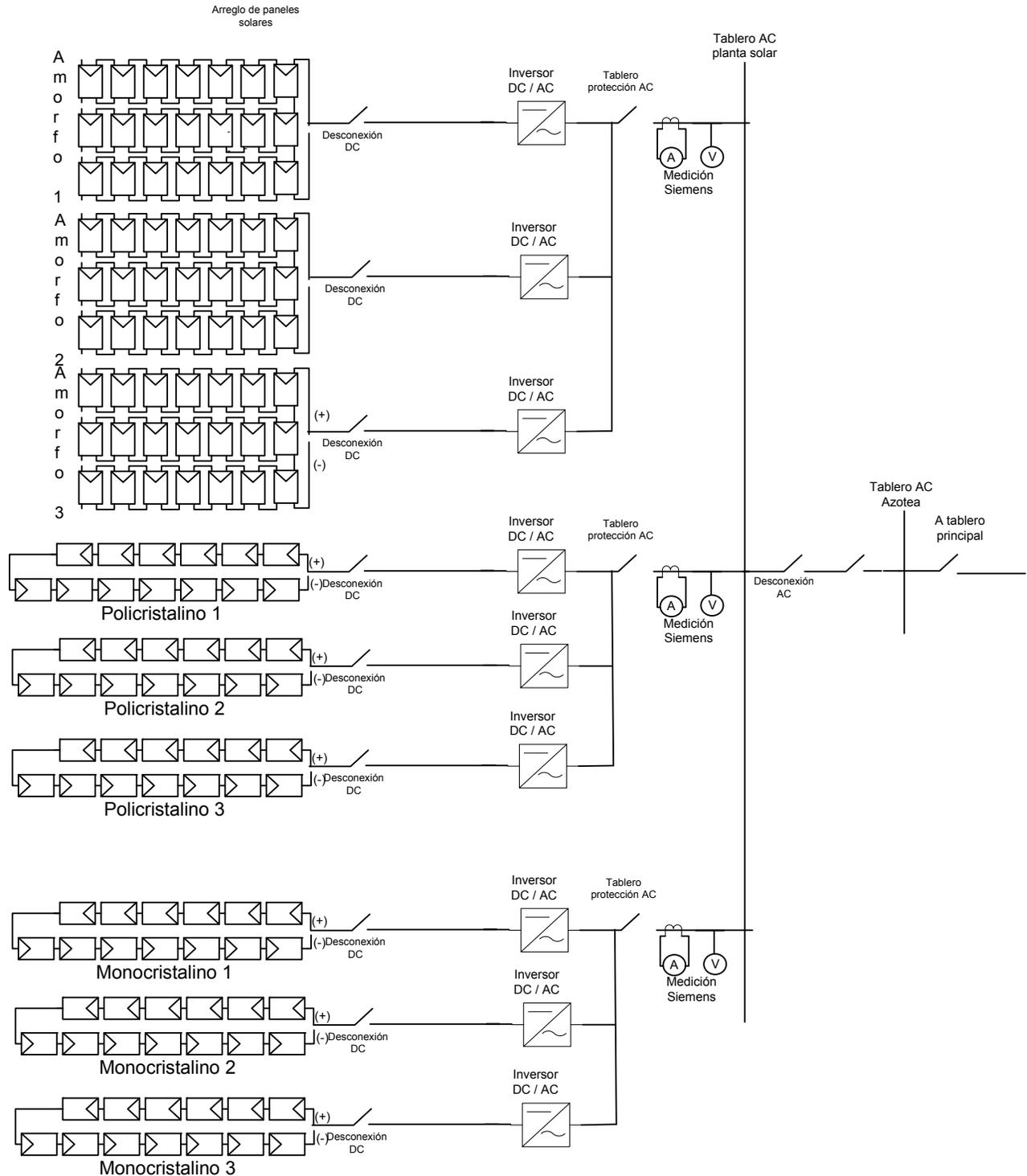


Figura 17. Diagrama unifilar del generador fotovoltaico instalado en CEL, medición DC incluida en inversores.

La figura 16 muestra el arreglo de 21 paneles fotovoltaicos amorfos de 130 Wp, 101Vdc conectados en 3 subarreglos conectados en serie con 7 paneles en paralelo para poder tener 303 Vdc y 2.73 kWp.

La figura 17 muestra el diagrama unifilar de la conexión de los arreglos de cada tecnología de la planta FV instalada en CEL.

Todos los arreglos fueron diseñados para producir nominalmente la misma cantidad de potencia sin importar el tipo de tecnología.

Tabla 1.3. Características de paneles y arreglos Fotovoltaicos de las diferentes tecnologías instalados en CEL.

Tipo	No. de Paneles	Pot. Panel Wp	Total potencia Wp	Área utilizada por arreglo			Max Pot. W/m ²
				Largo	Ancho	Superficie en m ²	
Monocristalina	39	210	8,190	1.65	0.992	63.84	128.30
Policristalina	39	210	8,190	1.65	0.992	63.84	128.30
Amorfo	63	130	8,190	1.414	1.114	99.24	82.53
Total			24,570	226.91			

1.13 Costo del proyecto

La institución implementó el proyecto con fondos propios, que fueron invertidos de la forma que se muestra en la tabla 1.4

Tabla 1.4. Distribución de la inversión en la planta fotovoltaica de CEL

Descripción	Monto	Porcentaje
Paneles fotovoltaicos	\$ 153,161.26	44%
Estructura de soporte	\$ 120,829.54	35%
Inversores	\$ 23,496.88	7%
Sistemas de adquisición	\$ 27,235.69	8%
Material Eléctrico	\$ 11,145.26	3%
Repuestos	\$ 13,845.86	4%
Costo Total del Proyecto	\$ 349,714.49	100%

1.14 Inversores instalados

Se instalaron 9 inversores de 3000 W cada uno, uniformemente distribuidos entre líneas a la red trifásica secundaria.



Figura 18. Muestra los 3 inversores para los arreglos monocristalinos arriba y los 3 policristalinos abajo.

Todos los inversores conectados son del mismo tipo y características, los números de identificación comercial se describen en la tabla 1.5, lo que servirá para identificar la información obtenida de las bases de datos.

Tabla 1.5. Números de Serie de Inversores instalados en sus arreglos.

No de serie de INVERSORES		
Monocristalino	1	2000602668
	2	2000602562
	3	2000602584
Policristalino	1	2000602642
	2	2000602566
	3	2000602664
Amorfo	1	2000602637
	2	2000602640
	3	2000602636

La figura 19, muestran las corrientes de entrada y salida de los inversores, así como la correspondiente irradiancia el día 14 de julio del 2009.

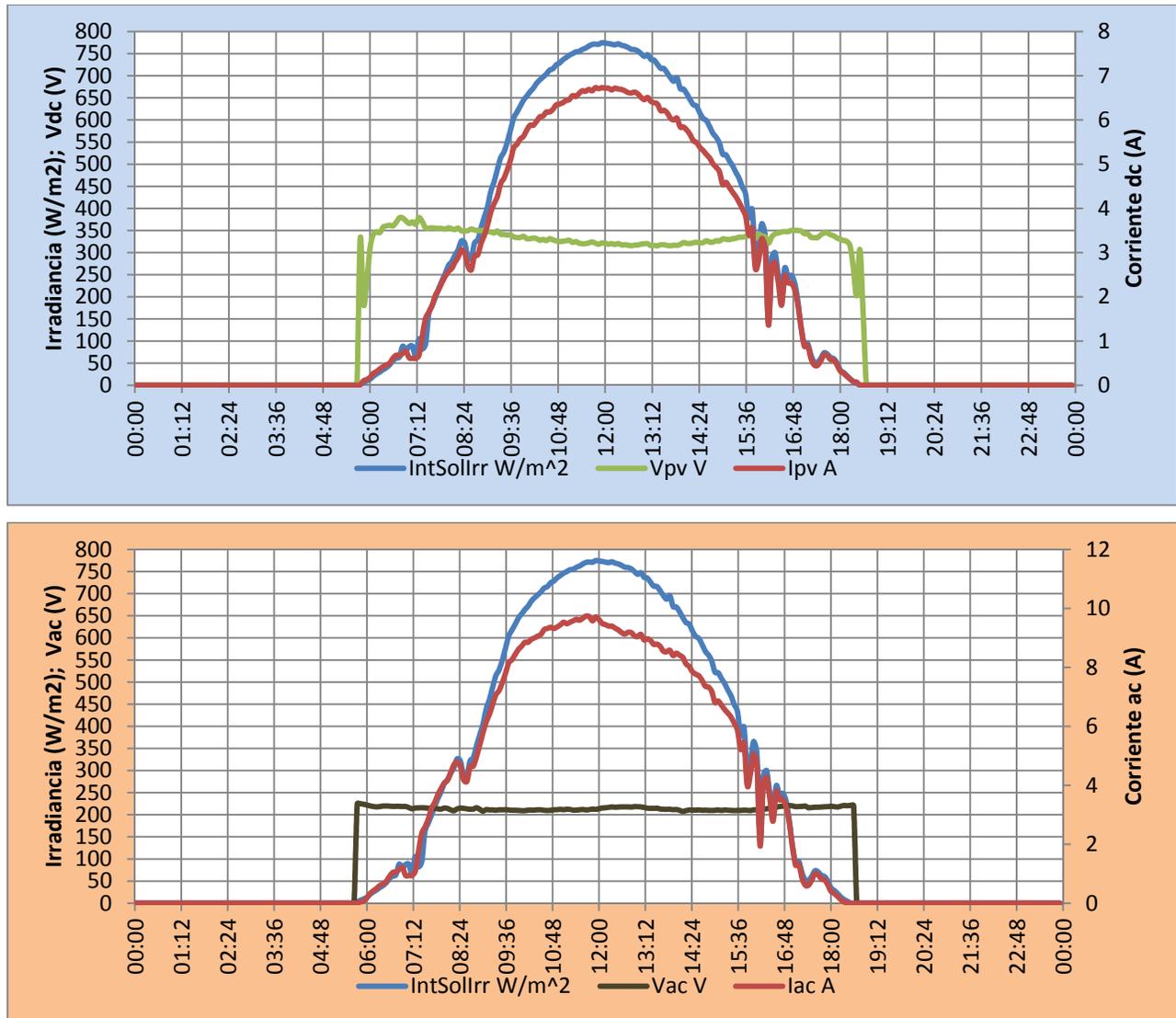


Figura 19. Comportamiento de Voltaje y Corriente DC Y AC en un arreglo fotovoltaico vs. la ir radiancia.

En la figura 19 se observa como existe una relación lineal entre la corriente generada y el nivel de radiación solar, así como el hecho de que el voltaje de entrada al inversor y el de salida permanecen prácticamente constantes, aunque cambie el nivel de irradiancia.

2.0 Paneles Fotovoltaicos Monocristalinos

La tecnología del Silicio como material de base para la fabricación de células fotovoltaicas, está sujeta a constantes variaciones, experimentando diferencias importantes según los distintos fabricantes.

PROCESO DE FABRICACIÓN: De forma muy resumida, el proceso de fabricación de una célula mono o policristalina se puede dividir en las siguientes fases:

PRIMERA FASE: OBTENCIÓN DEL SILICIO

A partir de las rocas ricas en cuarzo (formadas principalmente por SiO_2 , muy abundantes en la naturaleza) y mediante el proceso de reducción con carbono, se obtiene Silicio con una pureza aproximada del 99%, que no resulta suficiente para usos electrónicos y que se suele denominar Silicio de grado metalúrgico.

La industria de semiconductores purifica este Silicio por procedimientos químicos, normalmente destilaciones de compuestos de Silicio, hasta que la concentración de impurezas es inferior al 0.2 partes por millón. El material así obtenido suele ser llamado Silicio grado semiconductor y aunque tiene un grado de pureza superior al requerido en muchos casos por las células solares, ha constituido la base del abastecimiento de materia prima para aplicaciones solares, representando en la actualidad casi las tres cuartas partes del abastecimiento de las industrias de fabricación de células. Sin embargo, para usos específicamente solares, son suficientes (dependiendo del tipo de impureza y de la técnica de cristalización), concentraciones de impurezas del orden de una parte por millón. Al material de esta concentración se le suele denominar Silicio grado solar.

Existen actualmente tres posibles procedimientos en distintas fases de experimentación para la obtención del Silicio grado solar, que proporcionan un producto casi tan eficaz como el del grado semiconductor a un coste sensiblemente menor.

SEGUNDA FASE: CRISTALIZACIÓN

Una vez fundido el Silicio, se inicia la cristalización a partir de una semilla. Dicha semilla es extraída del silicio fundido, este se va solidificando de forma cristalina, resultando, si el tiempo es

suficiente, un mono cristal. El procedimiento más utilizado en la actualidad es el convencional método Czochralsky, pudiéndose emplear también técnicas de colado. El Silicio cristalino así obtenido tiene forma de lingotes. También se plantean otros métodos capaces de producir directamente el Silicio en láminas a partir de técnicas basadas en la epitaxia, esta es que a partir de una cara de un cristal de material semiconductor, o sustrato, se hace crecer una capa uniforme y de poco espesor con la misma estructura cristalina, como se muestra en la figura 20.

Se obtienen principalmente dos tipos de estructuras: una la monocristalina (con un único frente de cristalización) y la otra la policristalina (con varios frentes de cristalización, aunque con unas direcciones predominantes). La diferencia principal radica en el grado de pureza del silicio durante el crecimiento/re cristalización.

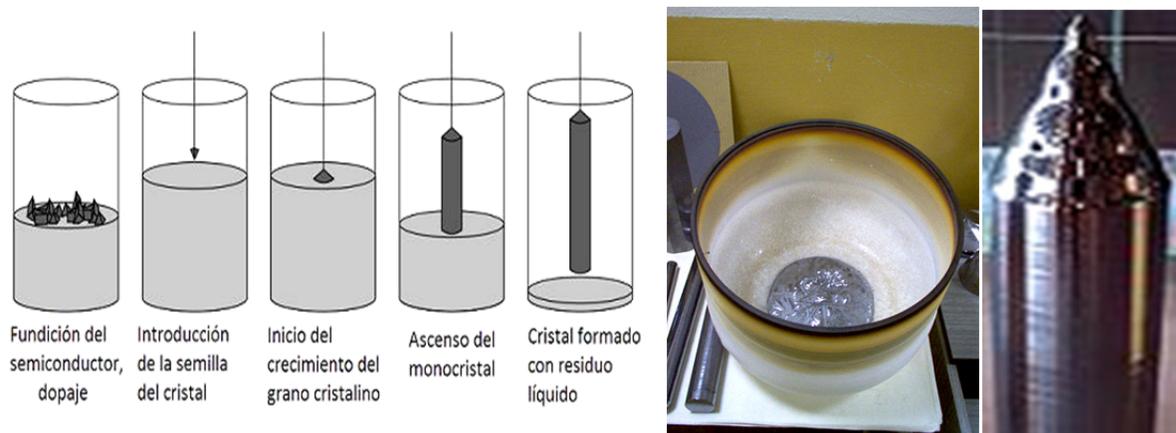


Figura 20. Esquema básico de crecimiento de un lingote de estructura cristalina.

TERCERA FASE: OBTENCIÓN DE OBLEAS

El proceso de corte tiene gran importancia en la producción de las láminas obleas a partir del lingote, ya que supone una importante pérdida de material (que puede alcanzar el 50%). El espesor de las obleas resultantes suele ser del orden de 2-4mm.

CUARTA FASE: FABRICACIÓN DE LA CÉLULA Y LOS MÓDULOS

Una vez obtenida la oblea, es necesario mejorar su superficie, que presenta irregularidades y defectos debidos al corte, además de retirar de la misma los restos que puedan llevar (polvo, virutas), mediante el proceso denominado decapado.

Con la oblea limpia, se procede al texturizado de la misma (siempre para células monocristalinas, ya que las células policristalinas no admiten este tipo de procesos),

aprovechando las propiedades cristalinas del Silicio para obtener una superficie que absorba con más eficiencia la radiación solar incidente.

Posteriormente se procede a la formación de una unión PN mediante deposición de distintos materiales (compuestos de fósforo para las partes “n” y compuestos de boro para las partes “p”, aunque normalmente, las obleas ya están dopadas con boro).

El siguiente paso es la formación de los contactos metálicos de la célula, en forma de rejilla en la cara iluminada por el Sol, y continuo en la cara posterior. La formación de los contactos en la cara iluminada se realiza mediante técnicas serigráficas, empleando más recientemente la tecnología láser para obtener contactos de mejor calidad y rendimiento.

El contacto metálico de la cara sobre la cual incide la radiación solar suele tener forma de rejilla, de modo que permita el paso de la luz y la extracción de corriente simultáneamente. La otra cara está totalmente recubierta de metal.

Una célula individual normal, con un área de unos 75 cm^2 y suficientemente iluminada es capaz de producir una diferencia de potencial de 0.4V y una potencia de 1W.

Finalmente, puede procederse a añadir una capa anti reflexiva sobre la célula, con el fin de mejorar las posibilidades de absorción de la radiación solar.

Una vez concluidos los procesos sobre la célula, se procede a su comprobación, previamente a su encapsulado, interconexión y montaje en los módulos.

En cuanto a la eficiencia de las diferentes tecnologías fotovoltaicas se pueden indicar ciertos valores aproximados. Para el caso del Silicio monocristalino ésta se sitúa aproximadamente entre un 16 y un 25%, mientras que en el policristalino actualmente es del 12-13% siendo posible que se eleve a corto plazo en un nivel similar al alcanzado ya para el monocristalino

Como resumen, en relación a la tecnología solar del silicio mono o policristalino, se puede indicar que su situación es madura, pero no obstante existe un amplio aspecto de posibles mejoras, muchas de ellas analizadas y verificadas en profundidad en laboratorios.

En CEL se tienen instalados 39 paneles monocristalinos en 3 arreglos o subgeneradores según características presentadas en la figura 2.1, Las características completas del panel monocristalino 210 DC05 en anexo A.

CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
Modelo	TSM	210-DC05
Potencia Máxima	Pm(W)	210
Tolerancia de la Potencia	(%)	±3
Tensión de punto de máxima potencia	Vm(V)	29.2
Corriente de punto de máxima potencia	Im(A)	7.19
Tensión de circuito abierto	Voc(V)	36.4
Corriente de corto circuito	Isc(A)	7.86
Tensión máxima del sistema	(Vdc)	1000
Eficiencia de la célula	η_c (%)	14.8
Eficiencia del módulo	η_m (%)	12.8



Figura 2.1. Panel monocristalino con sus características eléctricas.

3.0 Paneles Fotovoltaicos Policristalinos

Los paneles fotovoltaicos policristalinos se construyen de arena común (con alto contenido en silicio) se obtiene inicialmente una barra de silicio sin estructura cristalina (amorfo), una vez separados sus dos componentes básicos, y que acoge gran cantidad de impurezas.

Mediante un proceso electrónico, que también permite eliminar las impurezas, la barra de silicio amorfo es transformada en una estructura monocristalina, la cual posee características de aislante eléctrico, al estar formada por una red de uniones atómicas altamente estables. A continuación, con el material ausente totalmente de impurezas (una pequeña impureza lo hace inservible), es cortado en obleas (finas láminas de sólo una décima de milímetro).

Las celdas policristalinas, en lugar de partir de un monocristal, la pasta de silicio se deja solidificar lentamente sobre un molde, con lo cual se obtiene un sólido formado por pequeños cristales de silicio, que pueden cortarse luego en finas obleas policristalinas.

Las obleas, son entonces fotograbadas en celdillas con polaridades positiva y negativa; la polaridad positiva se consigue a base de introducir lo que electrónicamente hablando se denominan

huecos, es decir, impurezas que están compuestas por átomos que en su capa de valencia sólo tienen tres electrones (les falta uno para estar estables). Por su parte, en la zona negativa se sigue un proceso similar al de la zona positiva, pero en éste caso las impurezas que se inyectan son átomos que en su capa de valencia tienen cinco electrones, es decir, en la estructura de cristal sobra un electrón (sobra un electrón, por eso se dice que tiene carga negativa).

El conjunto de ambos materiales (positivos y negativos) forman un diodo; éste dispositivo tiene la característica de dejar pasar la corriente eléctrica en un sentido pero en el otro no, y aunque los diodos son utilizados para rectificar la corriente eléctrica, en éste caso, permitiendo la entrada de luz en la estructura cristalina, permitiremos que se produzca movimiento de electrones dentro del material, por eso éste diodo es denominado “fotodiodo” o “célula fotoeléctrica”. A continuación las principales características del panel policristalino, las completas del panel 210 PC05 en anexo B.

CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
Modelo	TSM	210-PC05
Potencia Máxima	Pm(W)	210
Tolerancia de la Potencia	(%)	±3
Tensión de punto de máxima potencia	Vm(V)	29.7
Corriente de punto de máxima potencia	Im(A)	7.19
Tensión de circuito abierto	Voc(V)	36.4
Corriente de corto circuito	Isc(A)	7.86
Tensión máxima del sistema	(Vdc)	1000
Eficiencia de la célula	η_c (%)	14.4
Eficiencia del módulo	η_m (%)	12.6



Figura 3.1. Panel policristalino con sus características eléctricas.

4.0 Paneles Fotovoltaicos Amorfos.

La palabra amorfo viene del griego *morfe* que quiere decir forma y con el prefijo “a” significa sin forma. Debido a que las cadenas no tienen un arreglo espacial constante sino que forman cuerdas aleatorias.

En general, estos polímeros presentan como única transición la temperatura de transición vítrea, ya que no existe realmente una fusión de cristales, se considera que el estado sólido de estos materiales corresponde únicamente al de un líquido sub-enfriado.

Las ventajas de algunos polímeros amorfos sobre algunos semi-cristalinos es la transparencia natural inherente al polímero, Los polímeros amorfos son también llamados vítreos, puesto que el vidrio tampoco forma cristales y es también un líquido sub-enfriado.

La densidad de un polímero amorfo es mayor que la de uno similar cristalino, no experimenta refuerzo, en pruebas de tracción (estrés-elongación)¹.

Una de las cualidades que tienen las células de silicio amorfo, es que permite disponer de células de muy delgado espesor, lo cual presenta grandes ventajas. Adicionalmente su proceso de fabricación es, al menos teóricamente, más simple y sustancialmente más barato que sus contrapartes monocristalinos y policristalinos. La eficiencia es comparativamente algo menor que en los casos anteriores (6-8%) y todavía no se dispone de datos suficientes en cuanto a su estabilidad. Su principal campo de aplicación en la actualidad son los relojes, juguetes, calculadoras y otras aplicaciones de consumo. Dentro de las aplicaciones energéticas equivalentes a las de la tecnología del Silicio cristalino, su versatilidad es muy adecuada para la confección de módulos semitransparentes empleados en algunas instalaciones integradas en edificios.



Potencia máxima	Wp	140
Potencia Nomina	Wp	130
Eficiencia	%	8.25
Voltaje max. mpp	V	101
Corriente max mpp	A	1.29
Voltaje oc	V	131
Corriente sc	A	1.53
STC (1000 W/m2), 25 (+/- 2) °C, AM 1.5		

Figura 4.1. Panel Amorfo con sus principales características eléctricas, completas en el anexo C.

[1] "http://es.wikipedia.org/wiki/Pol%C3%ADmero_amorfo"

4.1 Descripción de las propiedades de los sólidos amorfos.

Los sólidos amorfos difieren de los cristalinos por la manera en que se funden. Si controlamos la temperatura de un sólido cristalino cuando se funde, encontraremos que permanece constante. Los sólidos amorfos no tienen temperatura de fusión bien definida; se suavizan y funden en un rango de temperatura y no tienen “punto de fusión” característico.

Los sólidos amorfos, al igual que los líquidos y gases, son isotrópicos, es decir sus propiedades son iguales en todas las direcciones. Esto se debe a la falta de regularidad en el ordenamiento de las partículas en los sólidos amorfos, lo cual determina que todas las direcciones sean equivalentes¹.

5.0 Inversores.

En general un inversor toma potencia DC de una fuente y la transforma en una fuente de potencia AC lista para poder ser conectada a la red de distribución. Dependiendo de la magnitud de esta fuente, esta potencia puede ser consumida totalmente en cargas locales del sistema al cual está conectada o ser inyectado un excedente de esta potencia a la red de distribución.

Para poder inyectar a la red de distribución si este fuera el caso se necesitaría un medidor de energía con la precisión exigida por las normativas locales, es decir una medición bidireccional, para poder cuantificar la energía en ambas direcciones; la que se inyecte o la que se consume según sea el caso.

Modo de operación de los inversores:

El inversor Sunny Boy SB3000US empleado en el proyecto CEL, es diseñado para detectar automáticamente cual es el voltaje de la red al cual está alimentando, si una línea neutra está conectado al inversor. Dependiendo de la subida de voltaje y el ángulo de fase entre L1-N y L2-N, el inversor determina si está conectado a una red de 208V o a 240V.

Los rangos de voltaje y frecuencia límites para la conexión de estos inversores Sunny Boy a la red AC son los siguientes.

[1]Estructura Amorfa.mht

Rango de voltaje para 208 V nominal, línea a línea 183 V – 229 V

Rango de voltaje para 240 V nominal, línea a línea 211 V – 264 V

Rango de frecuencia 59.3 Hz – 60.5 Hz

En la figura 5.1 se muestra el tipo y las principales características de los inversores empleados.

SB 3000US / SB 4000US



SB 3000US	
Input Data (DC)	
Max. Recommended Array Input Power (DC @ STC)	3750 W
Max. DC Voltage	500 V
Peak Power Tracking Voltage	180 – 400 V @ 208 V 200 – 400 V @ 240 V
DC Max. Input Current	17 A
DC Voltage Ripple	< 5%
Number of Fused String Inputs	4
PV Start Voltage	228 V
Output Data (AC)	
AC Nominal Power	3000 W
AC Maximum Output Power	3000 W
AC Maximum Output Current	15 A @ 208 V, 12.5 A @ 240 V
AC Nominal Voltage / Range	183 – 229 V @ 208 V 211 – 264 V @ 240 V
AC Frequency / Range	60 Hz / 59.3 Hz – 60.5 Hz
Power Factor	1
Efficiency	
Peak Inverter Efficiency	96.6%
CEC weighted Efficiency	95.0% @ 208 V 95.5% @ 240 V
Mechanical Data	
Dimensions W x H x D in inches	17.8 x 13.8 x 9.3
Weight / Shipping Weight	88 lbs / 94 lbs
Ambient temperature range	-13 to +113 °F
Power Consumption: standby / nighttime	< 7 W / 0.1 W
Topology	PWM, true sinewave, current source
Cooling Concept	Convection, regulated fan cooling
Mounting Location Indoor / Outdoor (NEMA 3R)	● / ●
Features	
LCD Display	●
Lid Color: aluminum / red / blue / yellow	● / ○ / ○ / ○
Communication: RS-485 / Wireless	○ / ○
Warranty: 10-year	●
Compliance: IEEE-929, IEEE-1547, UL 1741, UL 1998	●
Specifications for nominal conditions	○ Option Not available ● Included

- > Certified to the new UL1741/IEEE 1547
- > 10 yr. standard warranty
- > Improved CEC efficiency
- > Integrated load-break rated DC disconnect switch
- > Integrated fused series string combiner
- > Sealed electronics enclosure & OptiCool
- > Comprehensive SMA communications and data collection options
- > Ideal for residential or light commercial applications
- > Rugged cast aluminum outdoor rated enclosure



Figura 5.1. Inversor SB3000 3000W utilizado para cada arreglo de las diferentes tecnologías.

Estos y otros valores de los inversores son programables con el fin de ajustarlos a las condiciones reales de diferentes países y estos puedan funcionar correctamente de acuerdo a las exigencias individuales de cada país. Las características completas del SB3000US en anexo D.

6.0 Análisis de Datos CEL

Los datos aquí analizados fueron recolectados del generador fotovoltaico ubicado en el edificio administrativo de CEL la información comprende un año de mediciones a partir del uno de Junio de 2009.

El estudio se inicia comparando la producción de energía entre tecnologías.

6.1 Producción de energía eléctrica de las diferentes tecnologías

Comparación de la producción de energía eléctrica de los paneles fotovoltaicos

Tabla 6.1.1. Producción de energía de las diferentes tecnologías y margen porcentual de entre ellas.

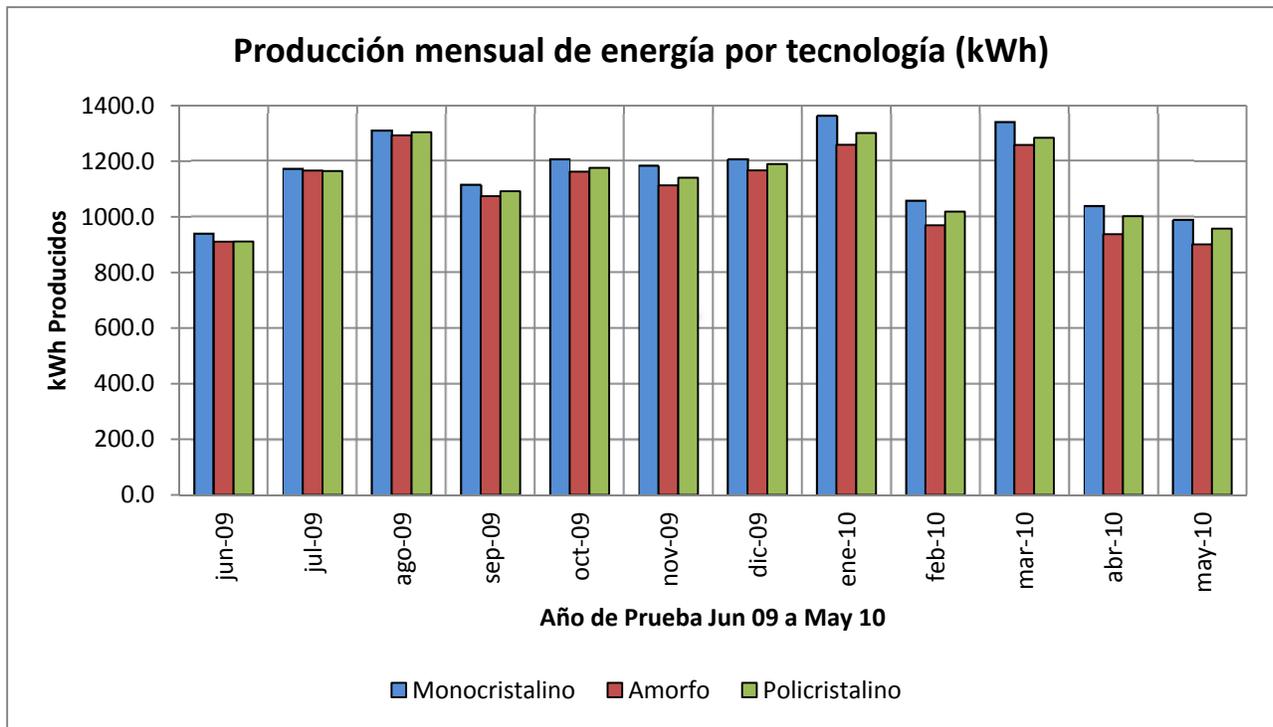
Producción de Energía mensual de cada tecnología (kWh)						
Meses	Monocristalino	Amorfo	Policristalino	% ganancia Monoc-Amorf	% ganancia Monoc-Polic	% ganancia Polic-Amorf
Jun-09	939.6	910.7	911.2	3.1	3.0	0.1
Jul-09	1,172.7	1,166.8	1,164.8	0.5	0.7	-0.2
Ago-09	1,311.8	1,292.9	1,304.3	1.4	0.6	0.9
Sep-09	1,116.6	1,074.3	1,092.1	3.8	2.2	1.6
Oct-09	1,206.7	1,162.3	1,176.0	3.7	2.5	1.2
Nov-09	1,183.0	1,113.2	1,140.5	5.9	3.6	2.4
Dic-09	1,207.0	1,167.0	1,190.2	3.3	1.4	1.9
Ene-10	1,362.2	1,259.4	1,301.7	7.5	4.4	3.2
Feb-10	1,058.1	969.5	1,019.0	8.4	3.7	4.9
Mar-10	1,339.6	1,258.7	1,284.6	6.0	4.1	2.0
Abr-10	1,040.8	937.7	1,002.3	9.9	3.7	6.4
May-10	990.0	901.0	957.8	9.0	3.2	5.9
Total	13,928.1	13,213.5	13,544.6	5.1	2.8	2.4

De la tabla 6.1.1, numéricamente se ve que el sub-generador de tecnología monocristalina es el que durante todos los meses del año de prueba es el que tuvo más producción de energía seguido del policristalino y finalmente el sub-generador amorfo.

Porcentualmente las diferencias están bien definidas y se puede apreciar la ganancia de energía eléctrica generada por el monocristalino sobre las otras dos tecnologías en evaluación.

También en la gráfica 6.1.1 se observa con más detalle lo que el tabla de valores está indicando, que en los meses de abril, mayo, junio, julio agosto la producción de monocristalinos y policristalinos es bastante similar, no así, para el resto de los meses de octubre, noviembre,

diciembre, enero febrero y marzo en donde se nota la ganancia que se tiene con la tecnología monocristalina.

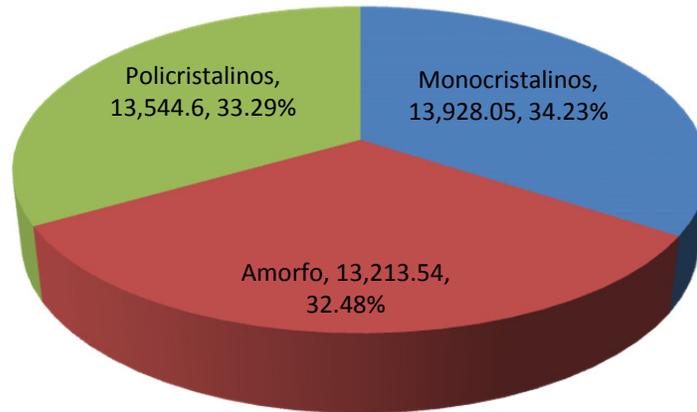


Gráfica 6.1.1. Producción mensual de energía en kWh de la tecnología monocristalina, amorfa y policristalina durante un año de junio 2009 a mayo 2010.

La producción del mes de junio 2009 en las tres tecnologías es baja debido a que fue el mes de inicio de la planta de generación por lo que habían salidas inesperadas por configuración, a pesar de que en este mes, el sol alcanza su máxima altura, los rayos solares son mejor proyectados en los paneles debido a la orientación que estos tienen 15° al sur o sea que los rayos solares son lo más perpendiculares posibles a la superficie.

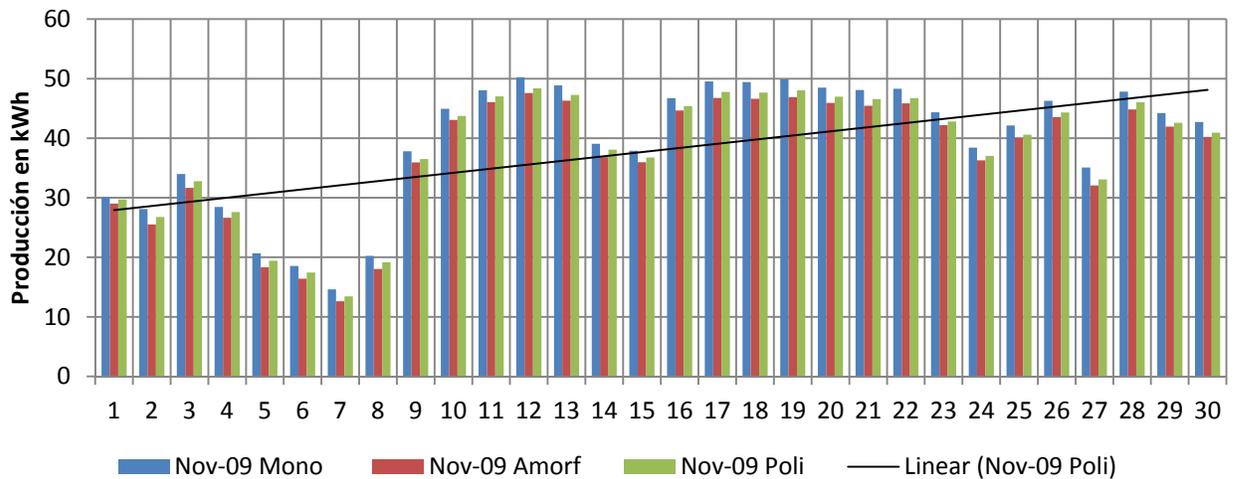
La energía en el año de evaluación del sistema fotovoltaico de CEL se distribuyó de la siguiente manera, monocristalino con un 34.23%, seguido por el policristalino con 33.29% y finalizando con la tecnología amorfa con un 32.48% haciendo un total del 100%, en función de la producción tenemos que la tecnología monocristalina supera a las otras 2 tecnologías a pesar que la policristalina ocupa la misma área de 63.84 m² y estas dos superan en producción a la tecnología amorfa la cual utiliza mayor superficie 99.24 m², que representan el 36% más de área que las otras tecnologías.

Producción de energía junio 2009 a mayo 2010 (kWh)



Gráfica 6.1.2. Producción anual de energía en kWh de la tecnología monocristalina, amorfa y policristalina desde junio 2009 a mayo 2010.

Producción en kWh noviembre 2009



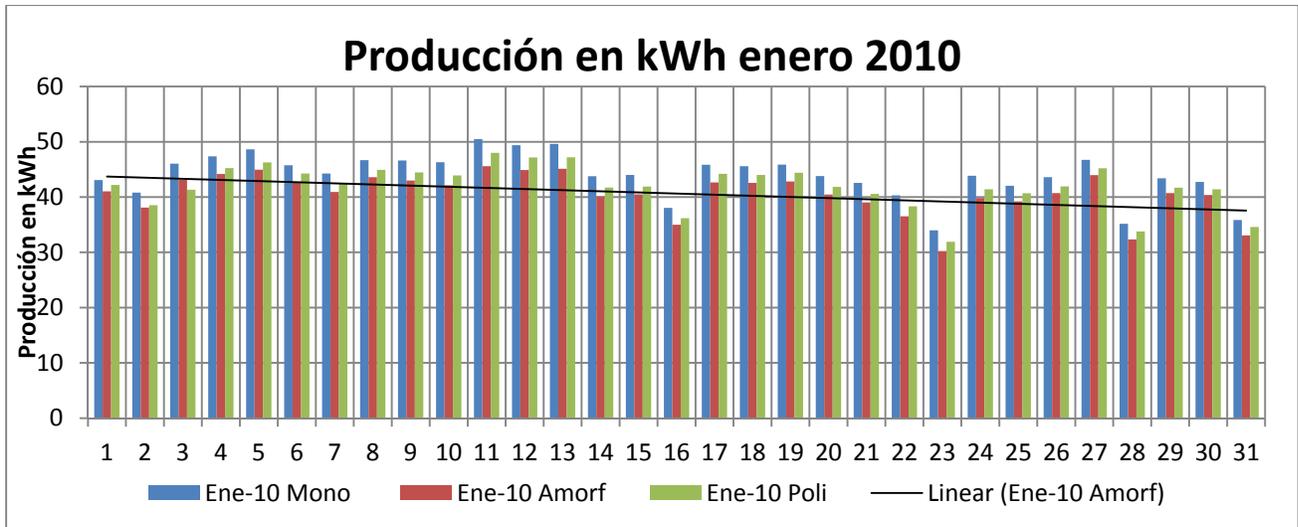
Gráfica 6.1.3. Comportamiento de producción de energía en kWh diaria para el mes de noviembre 2009 y comprobación de los efectos climáticos en este tipo de generación de energía eléctrica para las tecnologías monocristalina, amorfa y policristalina.

Tabla 6.1.1. Producción mensual para meses característicos de producción

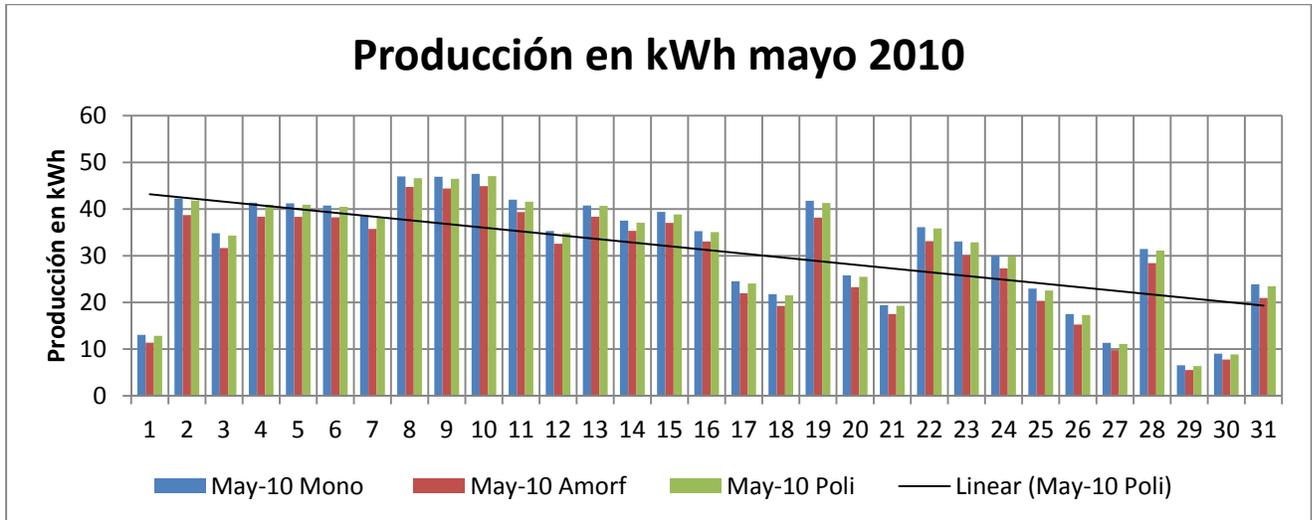
Días / mes	Nov-09			Ene-10			May-10		
	Monoc	Amorf	Polic	Monoc	Amorf	Polic	Monoc	Amorf	Polic
1	30.1	29.0	29.7	43.1	41.0	42.2	13.1	11.4	12.9
2	28.1	25.5	26.8	40.8	38.1	38.5	42.3	38.7	41.8
3	34.0	31.7	32.8	46.0	43.1	41.3	34.8	31.7	34.3
4	28.5	26.6	27.6	47.4	44.2	45.2	41.4	38.4	40.9
5	20.7	18.3	19.4	48.6	45.0	46.3	41.2	38.3	40.9
6	18.5	16.4	17.5	45.8	42.6	44.3	40.8	38.3	40.5
7	14.6	12.6	13.4	44.3	40.9	42.4	38.5	35.7	38.1
8	20.2	18.0	19.1	46.7	43.6	44.9	47.0	44.7	46.6
9	37.8	35.9	36.5	46.6	43.0	44.5	46.9	44.4	46.5
10	44.9	43.1	43.7	46.3	42.1	43.9	47.5	44.9	47.1
11	48.0	46.1	47.0	50.5	45.6	48.0	42.0	39.4	41.6
12	50.2	47.6	48.4	49.4	44.9	47.2	35.3	32.6	34.9
13	48.9	46.3	47.2	49.6	45.1	47.2	40.7	38.4	40.7
14	39.1	36.8	38.1	43.8	40.1	41.7	37.5	35.3	37.1
15	37.9	35.9	36.8	44.0	40.5	41.9	39.4	37.0	38.9
16	46.7	44.7	45.4	38.0	35.0	36.2	35.3	33.1	35.1
17	49.5	46.8	47.8	45.9	42.7	44.2	24.6	22.0	24.1
18	49.4	46.6	47.7	45.6	42.6	44.0	21.8	19.2	21.5
19	49.9	46.9	48.0	45.9	42.8	44.4	41.8	38.2	41.3
20	48.5	45.9	47.0	43.8	40.5	41.8	25.8	23.3	25.5
21	48.1	45.4	46.6	42.6	39.0	40.6	19.4	17.5	19.3
22	48.3	45.9	46.7	40.3	36.5	38.3	36.1	33.1	35.8
23	44.3	42.2	42.8	34.0	30.2	31.9	33.1	30.2	32.9
24	38.4	36.3	37.0	43.9	39.8	41.4	30.0	27.3	29.9
25	42.1	40.1	40.6	42.1	39.2	40.7	23.0	20.3	22.6
26	46.3	43.6	44.3	43.6	40.7	41.9	17.5	15.3	17.3
27	35.1	32.1	33.1	46.7	44.0	45.2	11.3	9.8	11.1
28	47.8	44.8	46.0	35.2	32.4	33.8	31.4	28.4	31.1
29	44.2	41.9	42.6	43.4	40.7	41.7	6.5	5.5	6.4
30	42.7	40.2	40.9	42.7	40.4	41.4	9.0	7.8	8.8
31	0.0	0.0	0.0	35.9	33.1	34.6	23.9	21.0	23.5
Por tecno	1183.0	1113.2	1140.5	1362.2	1259.4	1301.7	979.0	901.0	968.8
Total/mes	3436.7			3923.3			2848.8		

En la gráfica 6.1.3, se puede apreciar la disminución de la producción de energía cuando las condiciones del clima tienen incidencia en los generadores fotovoltaicos por ejemplo para el 7 de

noviembre cuando ocurrió la tormenta (llamada IDA) en la región, se tiene la menor producción diaria en el mes, cerca de 4 kWh por cada arreglo, se puede decir que solo se tiene de un 30 a 40% aproximadamente de la generación de energía eléctrica.



Gráfica 6.1.4. Comportamiento de producción de energía en kWh diaria para el mes de enero 2010 y análisis del comportamiento en época de verano en este tipo de generación de energía eléctrica para las tecnologías monocristalina, amorfa y policristalina.

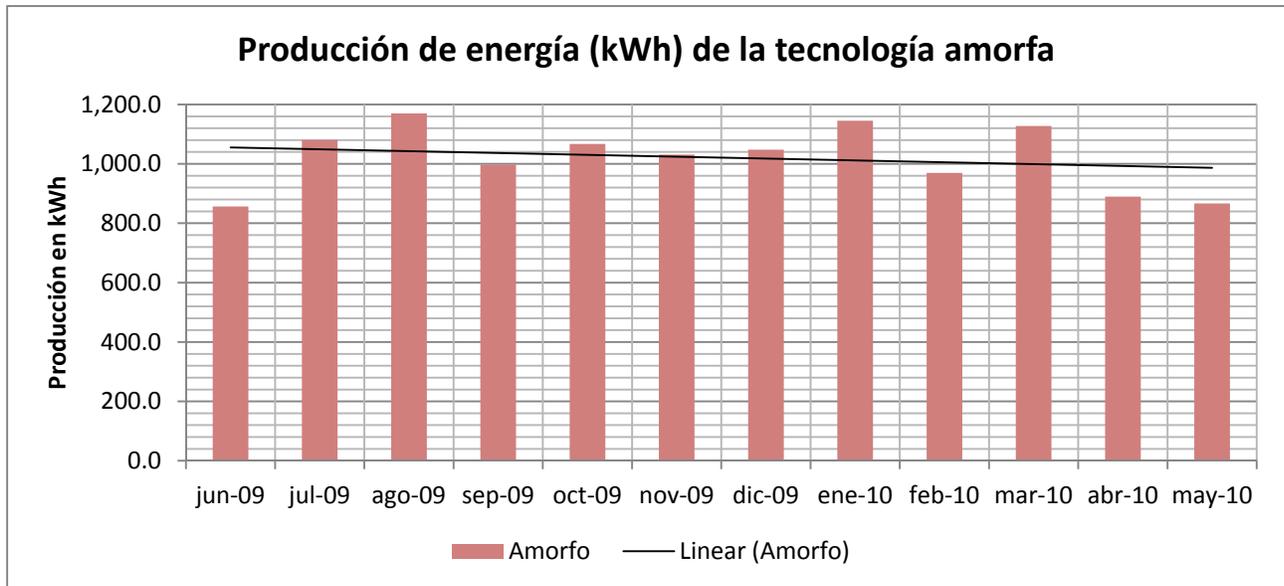


Gráfica 6.1.5. Comportamiento de producción de energía en kWh diaria para el mes de mayo 2010 y análisis del comportamiento en época lluviosa de invierno para el tipo de generación de energía eléctrica para las tecnologías monocristalina, amorfa y policristalina.

Observe en la gráfica 6.1.4 que la pendiente disminuye suavemente durante el mes, considerándose una producción bastante uniforme.

En la gráfica 6.1.5 observe que la pendiente disminuye rápidamente, observándose unos días de muy baja producción, el mes de mayo se caracteriza por el inicio del invierno. Y las variaciones en las condiciones climáticas en ese mes son muy cambiantes.

6.2 Análisis de la degradación de los paneles amorfos



Gráfica 6.2.1. Comportamiento mensual de la producción de energía eléctrica de la tecnología amorfa en kWh para el año de junio 2009 a mayo 2010.

Es difícil en función de la producción de energía poder decir que los paneles amorfos se están degradando como afirma el fabricante, en su hoja de datos describe que este tipo de tecnología se degradará 10% en su eficiencia en los primeros 10 años y que acumulará un 20% al terminar un periodo de 20 años, con los datos de un año no se puede apreciar con precisión estos cambios, porque no se conoce la tendencia que esta llevará, si la degradación fuera lineal este tendría que haber disminuido tan solo un 1% del 100% para el primer año. Por lo que es necesario evaluar el comportamiento durante más años.

En la tabla 6.2.1. Se analiza la producción de energía eléctrica fotovoltaica de junio 2009 a mayo 2010.

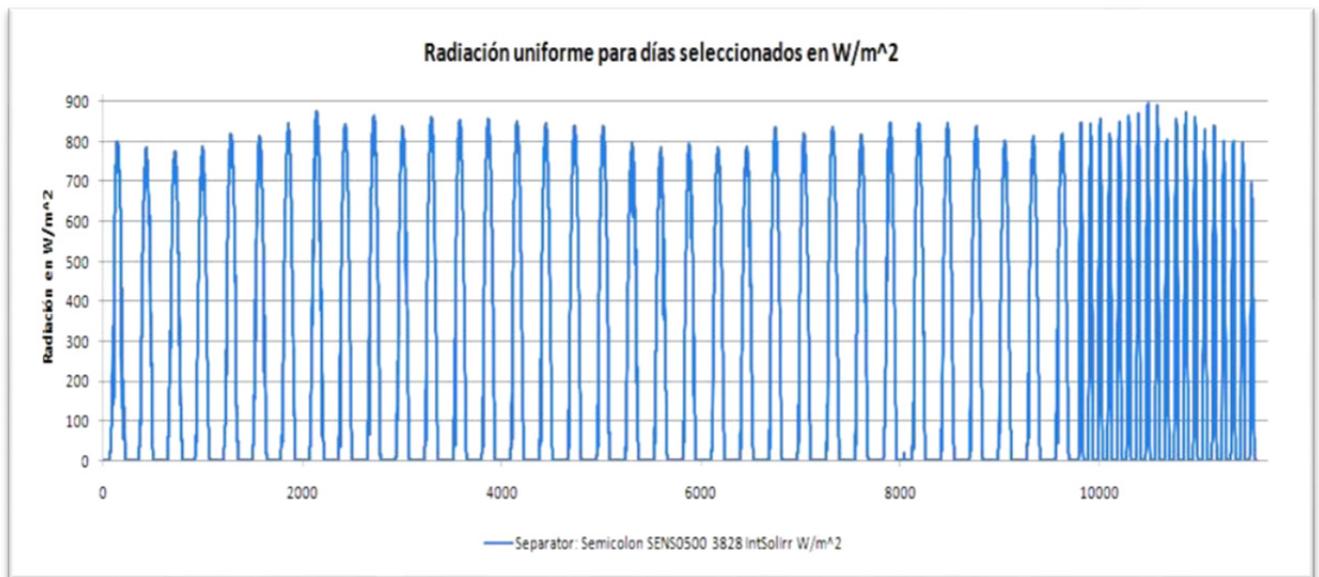
Tabla 6.2 1 Producción de energía eléctrica diaria del generador amorfo durante un año.

Día del mes	Degradación de la producción en kWh de la tecnología amorfa en el año de prueba Junio 2009 a Mayo 2010											
	Jun-09	Jul-09	Ago-09	Sep09	Oct-09	Nov-09	Dic-09	Ene-10	Feb-10	Mar-10	Abr-10	May-10
1	18.7	24.8	61.2	42.8	42.4	29.0	38.4	41.0	42.9	30.3	38.8	11.4
2	32.6	24.3	47.2	42.1	41.6	25.5	35.8	38.1	40.8	39.5	34.2	38.7
3	33.0	25.7	42.2	42.1	37.0	31.7	33.9	43.1	42.4	35.3	33.0	31.7
4	37.9	45.0	47.3	42.7	31.2	26.6	39.8	44.2	41.3	42.1	34.5	38.4
5	35.5	46.4	47.4	43.1	26.5	18.3	40.9	45.0	33.0	47.6	29.0	38.3
6	41.5	39.0	48.1	30.4	23.1	16.4	41.7	42.6	27.0	46.7	34.1	38.3
7	34.0	30.3	44.3	39.3	35.6	12.6	41.9	40.9	29.6	49.7	21.2	35.7
8	36.3	30.8	32.4	30.1	40.3	18.0	39.3	43.6	34.8	48.4	31.7	44.7
9	30.6	34.1	40.3	39.4	42.7	35.9	37.3	43.0	27.5	43.7	38.4	44.4
10	31.9	36.6	46.6	26.0	12.3	43.1	39.9	42.1	31.5	37.1	43.3	44.9
11	42.1	41.5	42.9	31.4	41.5	46.1	37.6	45.6	35.6	45.2	41.0	39.4
12	34.7	44.9	47.1	40.1	47.7	47.6	34.2	44.9	24.7	40.3	44.8	32.6
13	29.5	35.8	42.8	18.3	39.6	46.3	42.3	45.1	41.8	29.9	32.2	38.4
14	27.2	44.8	36.0	37.1	44.6	36.8	42.3	40.1	40.7	29.9	30.0	35.3
15	26.7	38.6	40.2	36.9	41.6	35.9	40.3	40.5	29.0	32.8	26.3	37.0
16	20.7	42.0	28.6	29.1	40.8	44.7	37.7	35.0	41.4	35.1	33.8	33.1
17	12.2	43.7	38.6	27.3	43.1	46.8	38.6	42.7	42.4	42.2	28.8	22.0
18	33.7	46.6	40.5	36.4	46.3	46.6	36.1	42.6	43.7	43.8	28.7	19.2
19	33.7	45.5	40.6	43.3	39.8	46.9	34.2	42.8	40.0	44.2	27.2	38.2
20	33.7	43.5	33.1	27.4	38.5	45.9	17.0	40.5	36.6	31.6	33.8	23.3
21	11.9	16.1	45.2	36.0	40.6	45.4	35.7	39.0	26.2	40.4	31.9	17.5
22	32.5	42.4	37.0	45.2	35.1	45.9	44.8	36.5	32.2	47.4	22.5	33.1
23	29.8	45.1	43.6	47.7	37.3	42.2	27.0	30.2	35.2	46.7	27.6	30.2
24	36.0	44.3	43.9	18.3	38.1	36.3	40.6	39.8	28.4	43.5	29.6	27.3
25	33.9	36.8	40.4	28.2	40.2	40.1	42.2	39.2	20.4	38.1	28.1	20.3
26	28.7	42.8	29.9	31.4	33.7	43.6	37.0	40.7	23.4	37.4	26.8	15.3
27	34.7	45.7	40.6	42.8	40.7	32.1	30.5	44.0	37.5	43.2	31.1	9.8
28	23.0	43.6	42.1	42.7	44.9	44.8	40.6	32.4	39.7	35.5	27.5	28.4
Total	856.4	1,080.7	1,169.9	997.5	1,066.8	1,031.0	1,047.8	1,145.3	969.5	1,127.6	889.8	866.8

La evaluación se realizó para los primeros 28 días de cada mes, para evaluar un periodo uniforme en todos los meses, así la diferencia de producción depende de otros factores que no son fáciles de controlar como: irradiancia, climáticos, posición del sol o sombras que son obstáculos para una buena producción de energía fotovoltaica.

La tabla 6.2.1 contiene un resumen de producción de la tecnología amorfa, el mes de mayor producción energía fotovoltaica amorfa fue agosto de 2009 y el de menor producción mayo 2010 aun que estuvo en pleno funcionamiento, la disminución se debió a las condiciones climáticas, junio mes de máxima altura solar pero hubo pérdida de información los día 17, 18, 19, 20 y 21.

Se evaluaron 53 días del año en estudio en los cuales la irradiancia fue uniforme, día claro sin nubes, para tratar de determinar la degradación de los paneles amorfos, los resultados se encuentran en l tabla 6.2.2.



Gráfica 6.2.2. Comportamiento de irradiancia uniforme para 53 días seleccionados durante todo el año con el objeto de evaluar la degradación de la producción de la tecnología amorfa en kW/m² para el periodo junio 2009 a mayo 2010.

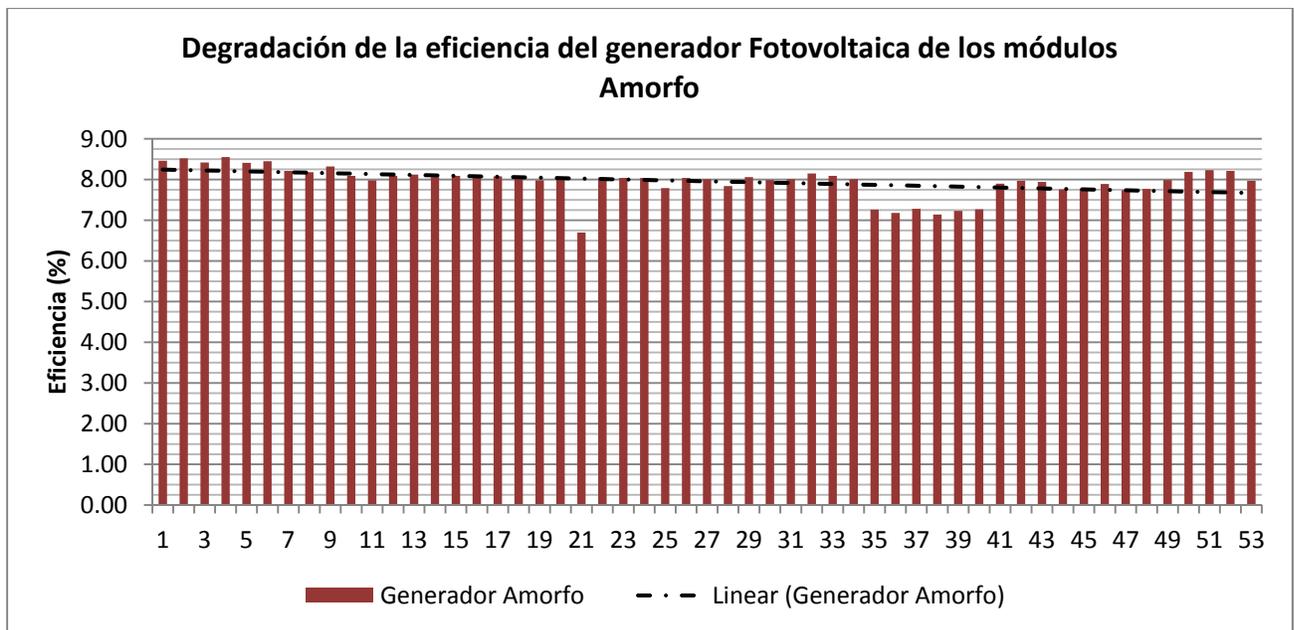
La diferencia de representación en la gráfica 6.2.2, se debe a que esa fecha se modificó el tiempo de muestreo que era de 5 minutos y se extendió a 15 minutos.

El fabricante especifica una eficiencia del 8.25% y de acuerdo a este, la eficiencia disminuirá obteniéndose al final de los primeros 10 años una eficiencia de 7.42%, es decir 10% menos. Si suponemos una tendencia de disminución lineal esta debería de disminuir en un año a 8.17% y en 20 años a 6.6%.

La eficiencia de un panel fotovoltaico en porcentaje se calcula como el cociente de la potencia de salida entre la potencia de entrada.

$$\eta = \frac{\text{Pot.salida}}{\text{Pot.entrada}} * 100$$

Para el caso la potencia de salida es la energía promedio registrada por los inversores de los módulos amorfos en kWh entre la energía también en kWh que el sol hizo incidir en la misma cantidad de área que cubren los módulos amorfos. Los resultados para los 53 días evaluados se muestran en la tabla 6.2.2.



Gráfica 6.2.3. Tendencia de la degradación de los paneles amorfos evaluados en días seleccionados de radiancia uniforme en (%) para el año de junio 2009 a mayo 2010.

El gráfico 6.2.3 muestra una ligera tendencia a disminuir la eficiencia de los paneles amorfos. Debe tenerse en cuenta que los resultados presentados representan condiciones reales de operación y no resultados de un laboratorio donde todas las condiciones son controladas como irradiancia, temperatura, etc.

Tabla 6.2 2 Evaluación de degradación de eficiencia en días seleccionados de radiación uniforme en paneles amorfos.

No. De días	Meses	Fecha	Eficiencia (%)		Meses	Fecha	Eficiencia (%)		
				Amorfo				Amorfo	
1	Jun-09	11/06/2009		8.46	26		05/01/2010	8.04	
2	Jul-09	05/07/2009		8.52	27	Ene-10	08/01/2010	8.01	
3		14/07/2009		8.42	28		10/01/2010	7.84	
4		27/07/2009		8.55	29		11/01/2010	8.06	
5		Ago-09	05/08/2009		8.41		30	12/01/2010	7.99
6	10/08/2009			8.45	31		13/01/2010	8.01	
7	30/08/2009			8.21	32		17/01/2010	8.15	
8	Sep-09	23/09/2009		8.18	33		19/01/2010	8.09	
9	Nov-09	12/11/2009		8.32	34		27/01/2010	8.01	
10		13/11/2009		8.09	35		Feb-10	03/02/2010	7.26
11		16/11/2009		7.98	36			04/02/2010	7.18
12		17/11/2009		8.09	37	13/02/2010		7.28	
13		18/11/2009		8.12	38	14/02/2010		7.14	
14		19/11/2009		8.06	39	16/02/2010		7.23	
15		20/11/2009		8.09	40	17/02/2010		7.27	
16		21/11/2009		8.11	41	Mar-10		05/03/2010	7.90
17		22/11/2009		8.08	42		07/03/2010	7.97	
18		28/11/2009		8.04	43		08/03/2010	7.94	
19	Dic-09	07/12/2009		7.98	44		09/03/2010	7.76	
20		10/12/2009		8.02	45		11/03/2010	7.77	
21		12/12/2009		6.70	46		22/03/2010	7.89	
22		13/12/2009		8.05	47		23/03/2010	7.74	
23		14/12/2009		8.04	48	31/03/2010	7.77		
24		22/12/2009		8.04	49	Abr-10	12/04/2010	7.99	
25	25/12/2009		7.79	50	May-10	08/05/2010	8.19		
				51		09/05/2010	8.23		
				52		10/05/2010	8.21		
				53	22/05/2010	7.97			
							Promedio	7.96	

Del promedio total de los días evaluados, la degradación si lleva una tendencia a la disminución y para esta evaluación la eficiencia ha disminuido en 3.5% del total.

6.3 Potencial Solar de irradiancia en dos posiciones diferentes 0° y 15° hacia el sur.

En este apartado se evalúa el potencial solar de irradiación, comparando las mediciones tomadas del plano horizontal con el del plano inclinado a 15° grados, presentar gráficos y estadísticas de valores máximos, mínimos y promedios de irradiancia e irradiación en periodos mensuales.

La adquisición de una estación meteorológica fue necesaria para la evaluación de las condiciones climáticas en el generador de la cual se ha obtenido datos de irradiancia horizontal e inclinada de acuerdo a la orientación de los paneles del generador fotovoltaico y ahora se comparan y se presentan los valores en las siguientes tablas.

Tabla 6.3 1 Radiancia máxima en la superficie de los paneles medida por los sensores de la estación meteorológica.

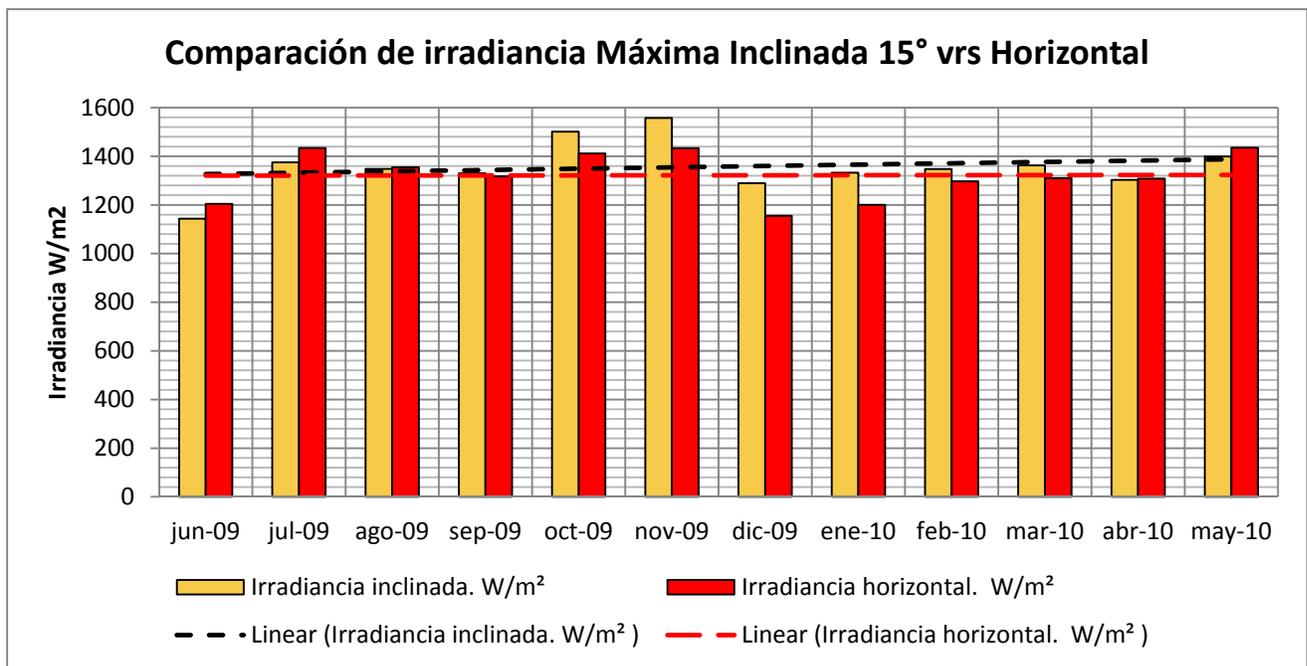
Mes	General	Irradiancia inclinada. W/m ²	Irradiancia horizontal. W/m ²	Diferencia en W/m ²	Diferencia porcentual (%)	Factor de Inclinación
Jun-09	Máximo	1,143.21	1,204.23	61.02	5.07	0.95
Jul-09	Máximo	1,375.02	1,433.60	58.58	4.09	0.96
Ago-09	Máximo	1,348.16	1,354.79	6.63	0.49	1.00
Sep-09	Máximo	1,329.84	1,317.10	-12.74	-0.97	1.01
Oct-09	Máximo	1,501.13	1,411.65	-89.48	-6.34	1.06
Nov-09	Máximo	1,557.13	1,433.43	-123.70	-8.63	1.09
Dic-09	Máximo	1,289.03	1,155.32	-133.71	-11.57	1.12
Ene-10	Máximo	1,332.11	1,200.26	-131.85	-10.99	1.11
Feb-10	Máximo	1,347.64	1,297.23	-50.41	-3.89	1.04
Mar-10	Máximo	1,362.46	1,310.19	-52.27	-3.99	1.04
Abr-10	Máximo	1,303.33	1,308.29	4.96	0.38	1.00
May-10	Máximo	1,399.09	1,434.81	35.72	2.49	0.98

En la tabla 6.3.1 se observa que de septiembre a marzo la irradiancia inclinada es mayor que la horizontal, lo que favorece la producción de energía; el factor de inclinación es mayor que uno, en cambio en los demás meses el factor de inclinación es uno o menos indicando que hubiere sido más favorable dejar los PFV horizontalmente.

Todo esto corresponde con la trayectoria del sol en la eclíptica durante el año.

En la gráfica 6.3.1 se observa que la irradiancia inclinada es mayor para los meses desde Septiembre hasta marzo por la proyección del sol hacia los paneles, en estos meses la trayectoria del

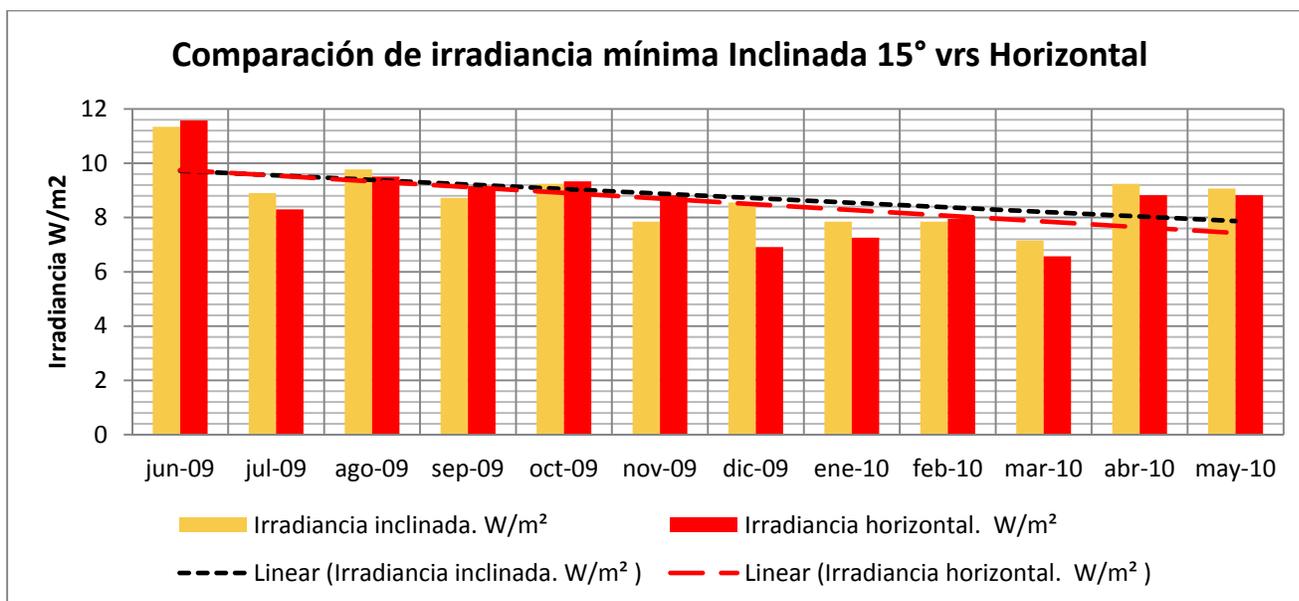
sol se mueve entre el equinoccio de otoño (septiembre) al solsticio de invierno (diciembre) y de regreso al equinoccio de primavera (marzo), en este periodo es más favorable para la generación de energía eléctrica la orientación inclinada debido a que la proyección del sol es la más baja.



Gráfica 6.3.1. Representación gráfica de la diferencia de radiancia máxima inclinada 15° vs. horizontal medida en el lugar de evaluación durante el año de junio 2009 a mayo 2010.

Tabla 6.3 2 Irradiancia mínima en la superficie de los paneles medida por los sensores de la estación meteorológica.

Mes	General	Irradiancia inclinada. W/m²	Irradiancia horizontal. W/m²	Diferencia en W/m²	Diferencia porcentual (%)	Factor de Inclinación
Jun-09	Mínimo	11.34	11.58	0.24	2.07	0.98
Jul-09	Mínimo	8.90	8.30	-0.60	-7.23	1.07
Ago-09	Mínimo	9.77	9.51	-0.26	-2.73	1.03
Sep-09	Mínimo	8.72	9.16	0.44	4.80	0.95
Oct-09	Mínimo	9.24	9.33	0.09	0.96	0.99
Nov-09	Mínimo	7.85	8.82	0.97	11.00	0.89
Dic-09	Mínimo	8.55	6.91	-1.64	-23.73	1.24
Ene-10	Mínimo	7.85	7.26	-0.59	-8.13	1.08
Feb-10	Mínimo	7.85	7.95	0.10	1.26	0.99
Mar-10	Mínimo	7.15	6.57	-0.58	-8.83	1.09
Abr-10	Mínimo	9.24	8.82	-0.42	-4.76	1.05
May-10	Mínimo	9.07	8.82	-0.25	-2.83	1.03

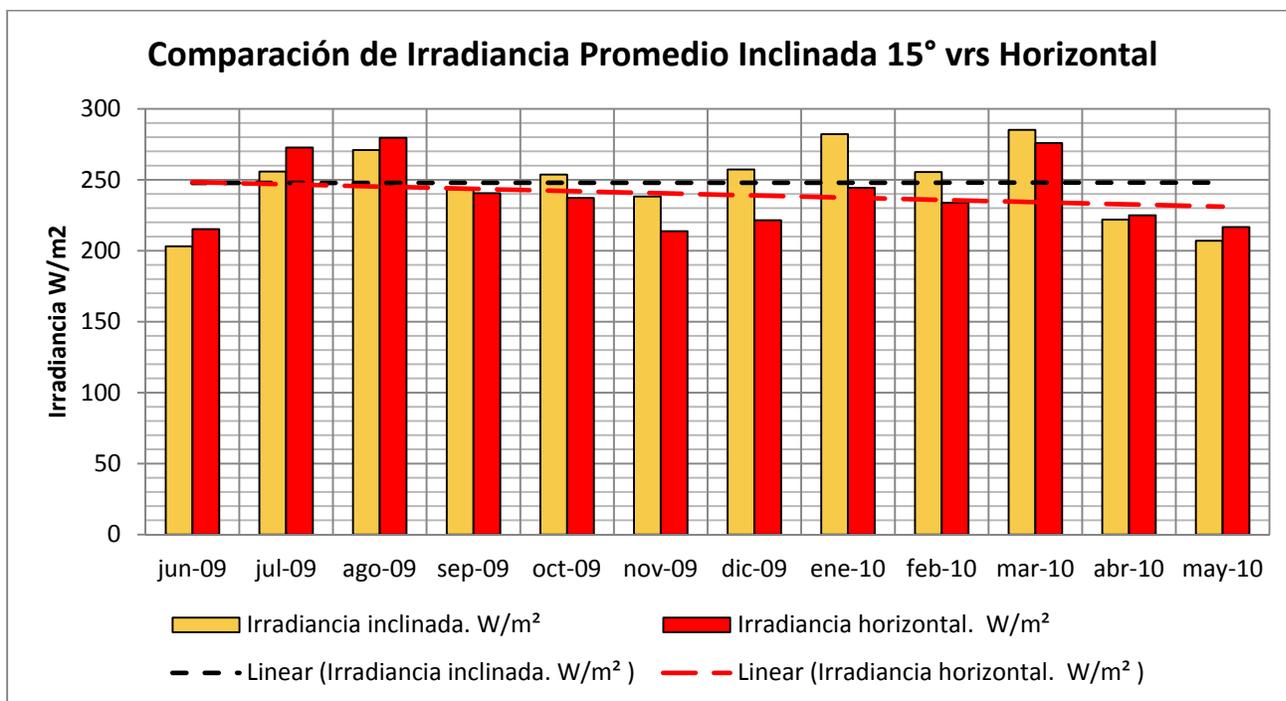


Gráfica 6.3.2. Representación gráfica de la diferencia de irradiancia mínima inclinada 15° vrs horizontal medida en el lugar de evaluación durante el año de junio 2009 a mayo 2010.

Tabla 6.3 3 Irradiancia promedio mensual inclinada 15° vrs horizontal en la superficie de los paneles medida por los sensores de la estación meteorológica.

Mes	General	Irradiancia inclinada. W/m²	Irradiancia horizontal. W/m²	Diferencia en W/m²	Diferencia porcentual (%)	Factor de Inclinación
Jun-09	Promedio mensual	203.06	215.27	0.01	5.67	0.94
Jul-09	Promedio mensual	255.86	272.75	0.02	6.19	0.94
Ago-09	Promedio mensual	271.00	279.55	0.01	3.06	0.97
Sep-09	Promedio mensual	243.36	240.61	0.00	-1.14	1.01
Oct-09	Promedio mensual	253.73	237.25	-0.02	-6.95	1.07
Nov-09	Promedio mensual	238.22	213.73	-0.02	-11.46	1.11
Dic-09	Promedio mensual	257.29	221.51	-0.04	-16.15	1.16
Ene-10	Promedio mensual	282.14	244.42	-0.04	-15.43	1.15
Feb-10	Promedio mensual	255.46	233.80	-0.02	-9.27	1.09
Mar-10	Promedio mensual	285.23	275.89	-0.01	-3.38	1.03
Abr-10	Promedio mensual	221.99	225.00	0.00	1.34	0.99
May-10	Promedio mensual	207.07	216.65	0.01	4.42	0.96
Promedio Anual		247.85	239.68			1.04

La irradiancia promedio para la posición inclinada 15° hacia el sur con respecto a la horizontal, de junio a agosto es menor que la irradiancia inclinada en los paneles debido a la trayectoria solar que sigue con respecto a la traslación de la tierra alrededor del sol, no así, los meses de octubre a marzo donde la irradiancia promedio inclinada supera a la horizontal.



Gráfica 6.3.3. Representación gráfica de la diferencia de irradiancia promedio inclinada 15° vrs horizontal medida en el lugar de evaluación durante el año de junio 2009 a mayo 2010.

Tabla 6.3 4 Radiación máxima en Wh inclinada 15° vrs Horizontal en la superficie de los paneles medida por los sensores de la estación meteorológica.

Mes	General	Radiación inc. Wh/m ²	Radiación Wh/m ²	Diferencia en Wh/m ²	Diferencia porcentual %	Factor de inclinación
Jun-09	Máximo	19.05	20.07	1.02	5.07	0.95
Jul-09	Máximo	22.92	23.89	0.98	4.09	0.96
Ago-09	Máximo	21.77	22.58	0.81	3.58	0.96
Sep-09	Máximo	22.16	21.95	-0.21	-0.97	1.01
Oct-09	Máximo	25.02	23.53	-1.49	-6.34	1.06
Nov-09	Máximo	25.95	23.89	-2.06	-8.63	1.09
Dic-09	Máximo	21.48	19.26	-2.23	-11.57	1.12
Ene-10	Máximo	22.20	20.00	-2.20	-10.99	1.11
Feb-10	Máximo	22.46	21.62	-0.84	-3.89	1.04
Mar-10	Máximo	22.71	21.84	-0.87	-3.99	1.04
Abr-10	Máximo	21.72	21.80	0.08	0.38	1.00
May-10	Máximo	23.32	23.91	0.60	2.49	0.98

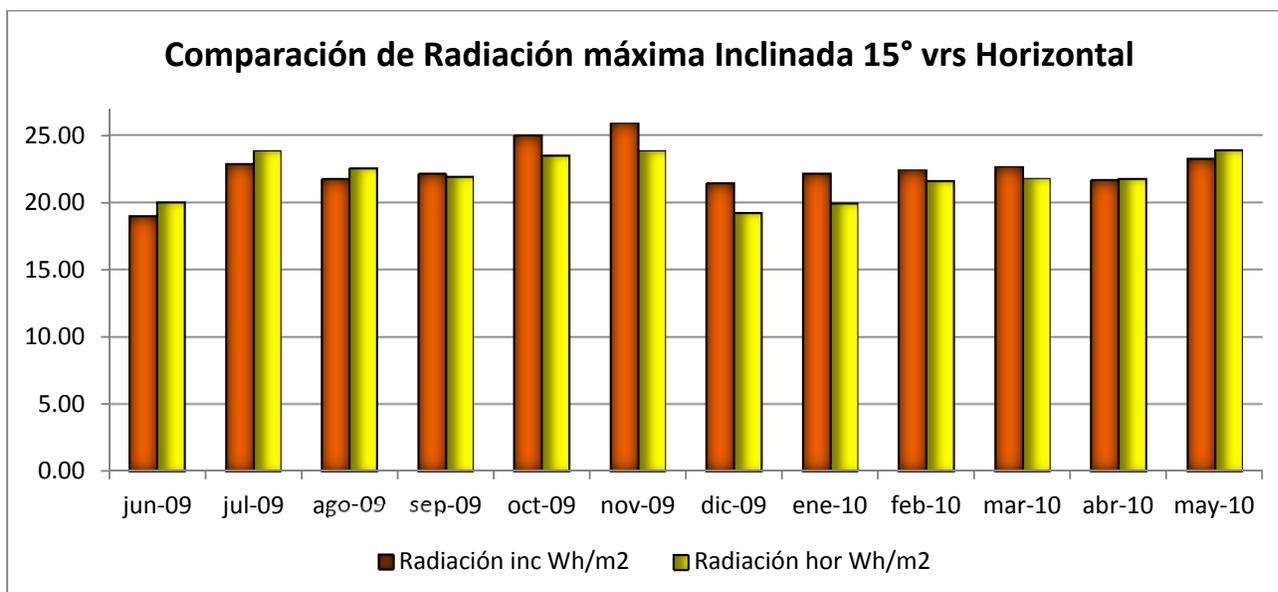
La tabla 6.3.4 muestra que en función de la máxima radiación inclinada medida supera a la horizontal en los meses de septiembre 2009 a marzo 2010 y que en diciembre se da el máxima diferencia con 11.57%, esta radiación es medida en intervalos de 1 minuto.

De la tabla 6.3.5 los valores mínimos de radiación indicados son debido a irradiancia indirecta debido a que a medida que el sol se oculta en el horizonte la irradiancia directa disminuye a cero, la hora en que el sol se oculta es variable durante el año, por lo que es difícil decir cuál es el valor mínimo de irradiancia aprovechable y estos valores son muy bajos para generar energía eléctrica fotovoltaica.

Tabla 6.3 5 Radiación mínima en Wh inclinada 15° vrs Horizontal en la superficie de los paneles medida por los sensores de la estación meteorológica.

Mes	General	Radiación inc. Wh/m ²	Radiación Wh/m ²	Diferencia en Wh/m ²	Diferencia porcentual %	Factor de inclinación
Jun-09	Mínimo	0.19	0.19	0.00	2.07	0.98
Jul-09	Mínimo	0.15	0.14	-0.01	-7.23	1.07
Ago-09	Mínimo	0.16	0.16	0.00	-2.73	1.03
Sep-09	Mínimo	0.15	0.15	0.01	4.80	0.95
Oct-09	Mínimo	0.15	0.16	0.00	0.96	0.99
Nov-09	Mínimo	0.13	0.15	0.02	11.00	0.89
Dic-09	Mínimo	0.14	0.12	-0.03	-23.73	1.24
Ene-10	Mínimo	0.13	0.12	-0.01	-8.13	1.08
Feb-10	Mínimo	0.13	0.13	0.00	1.26	0.99
Mar-10	Mínimo	0.12	0.11	-0.01	-8.83	1.09
Abr-10	Mínimo	0.15	0.15	-0.01	-4.76	1.05
May-10	Mínimo	0.15	0.15	0.00	-2.83	1.03

La tabla 6.3.6 muestra la energía por m² mensual promedio radiada por el sol en la superficie de evaluación, para el mes de junio 2009 el valor es bajo debido a que el monitoreo no inicia el 1 de junio si no hasta a mediados del mes.



Gráfica 6.3.4. Representación gráfica de la diferencia de radiación máxima inclinada 15° vrs horizontal medida en el lugar de evaluación durante el año de junio 2009 a mayo 2010.

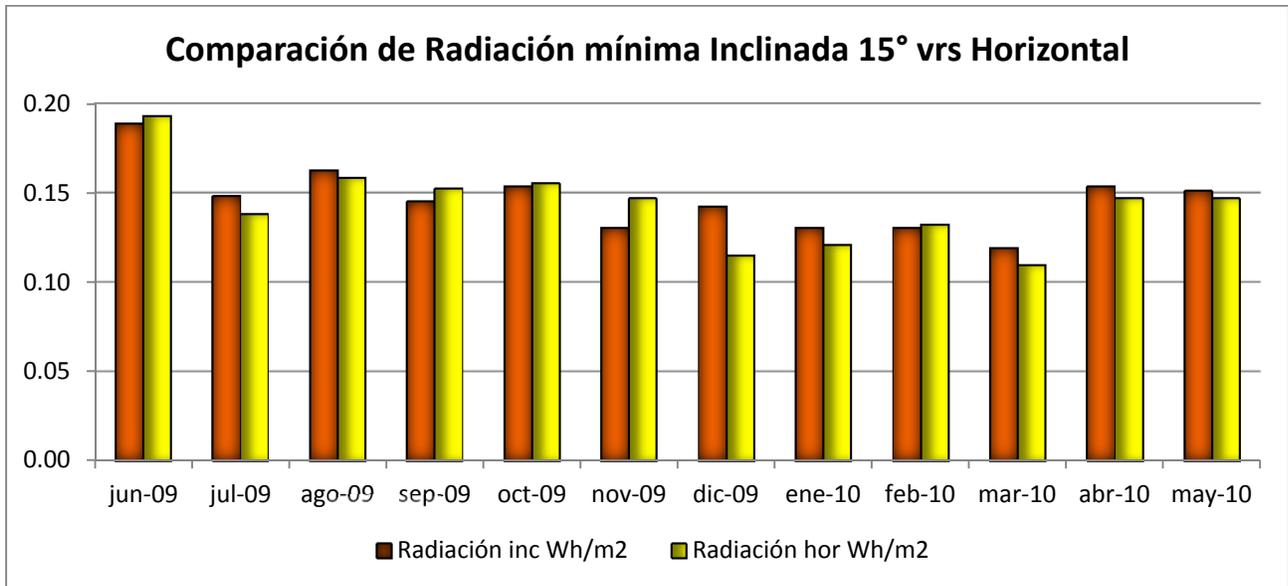
Tabla 6.3 6 Radiación promedio en Wh inclinada 15° vrs Horizontal en la superficie de los paneles medida por los sensores de la estación meteorológica.

Mes	General	Radiación Inc. Wh/m ²	Radiación Hor Wh/m ²	Diferencia en Wh/m ²	Diferencia porcentual %	Factor de inclinación
Jun-09	Promedio mensual	39,400.89	41,769.89	2,369.00	5.67	0.94
Jul-09	Promedio mensual	162,480.74	173,203.90	10,723.16	6.19	0.94
Ago-09	Promedio mensual	201,620.50	207,982.83	6,362.33	3.06	0.97
Sep-09	Promedio mensual	175,200.20	173,221.23	- 1,978.97	-1.14	1.01
Oct-09	Promedio mensual	188,778.37	176,513.89	- 12,264.48	-6.95	1.07
Nov-09	Promedio mensual	120,029.78	107,690.60	- 12,339.18	-11.46	1.11
Dic-09	Promedio mensual	108,947.89	93,800.43	- 15,147.46	-16.15	1.16
Ene-10	Promedio mensual	209,919.74	181,853.16	- 28,066.58	-15.43	1.15
Feb-10	Promedio mensual	171,675.81	157,118.03	- 14,557.78	-9.27	1.09
Mar-10	Promedio mensual	212,214.58	205,269.26	- 6,945.32	-3.38	1.03
Abr-10	Promedio mensual	159,833.88	162,002.31	2,168.43	1.34	0.99
May-10	Promedio mensual	124,742.68	130,512.55	5,769.87	4.42	0.96
Energía Total anual en Wh/m2		1,874,845.07	1,810,938.07	- 63,907.00	-3.53	1.04

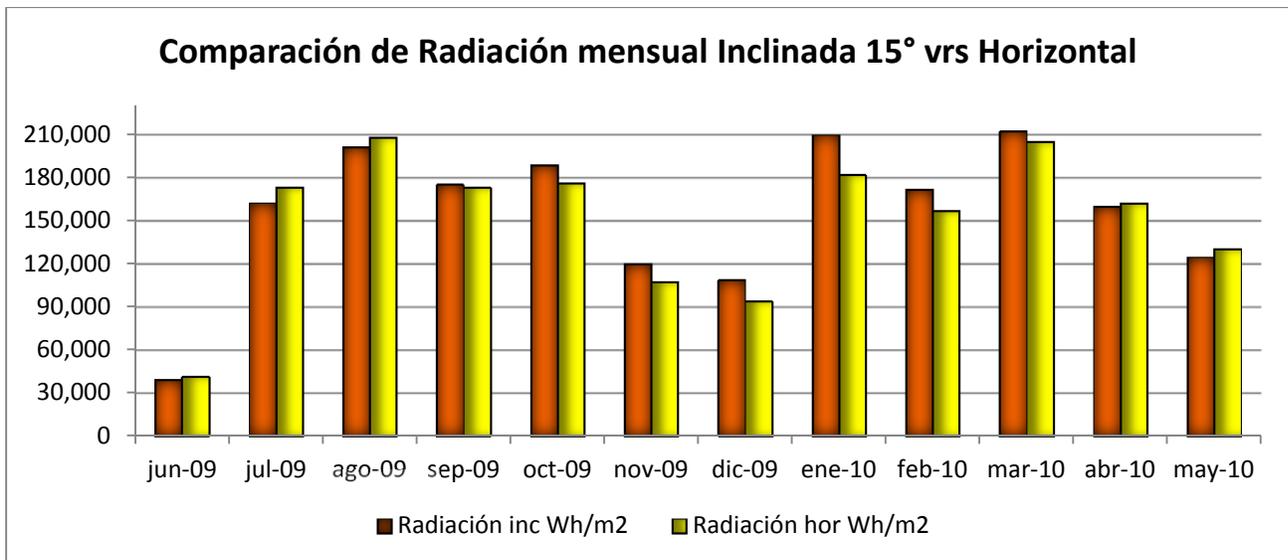
La radiación incidente inclinado y horizontal por mes sobre 1 m² en el proyecto en evaluación fue como se indica en la tabla 6.3.6, lo cual se puede aseverar que se obtuvo 3.53% más de energía en los paneles fotovoltaicos al tenerlos inclinados que si estuvieran instalados horizontalmente.

Para los meses de septiembre 2009 a marzo 2010 la ventaja se tiene de instalar los paneles inclinados, para el resto de meses la orientación de los paneles debe de ser horizontal; para estos meses coincide que la posición de la trayectoria solar es la más alta.

Es de mencionar que el análisis de la trayectoria es para la latitud en la que El Salvador se encuentra y que por ser un país pequeño, el análisis se puede considerar constante, para otras latitudes al norte o al sur habría que llevar a cabo otro estudio de la irradiancia solar, para un mejor aprovechamiento de la energía solar.



Gráfica 6.3.5. Representación gráfica de la diferencia de radiación mínima inclinada 15° vrs horizontal medida en el lugar de evaluación durante el año de junio 2009 a mayo 2010.



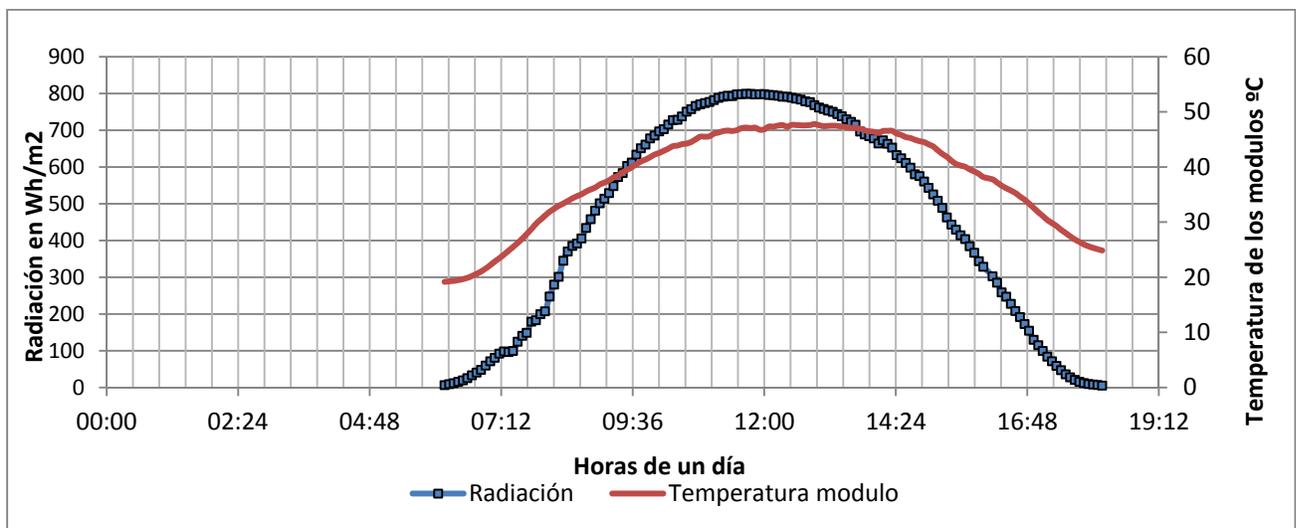
Gráfica 6.3.6. Representación gráfica de la diferencia de radiación promedio inclinada 15° vrs horizontal medida en el lugar de evaluación durante el año de junio 2009 a mayo 2010.

En la gráfica 6.3.6 son notables las condiciones atmosféricas ya que para noviembre y diciembre hubo poco sol debido a las tormentas y condiciones de nubosidad teniendo máximos de energía los meses de agosto 2009, enero 2010 y marzo 2010.

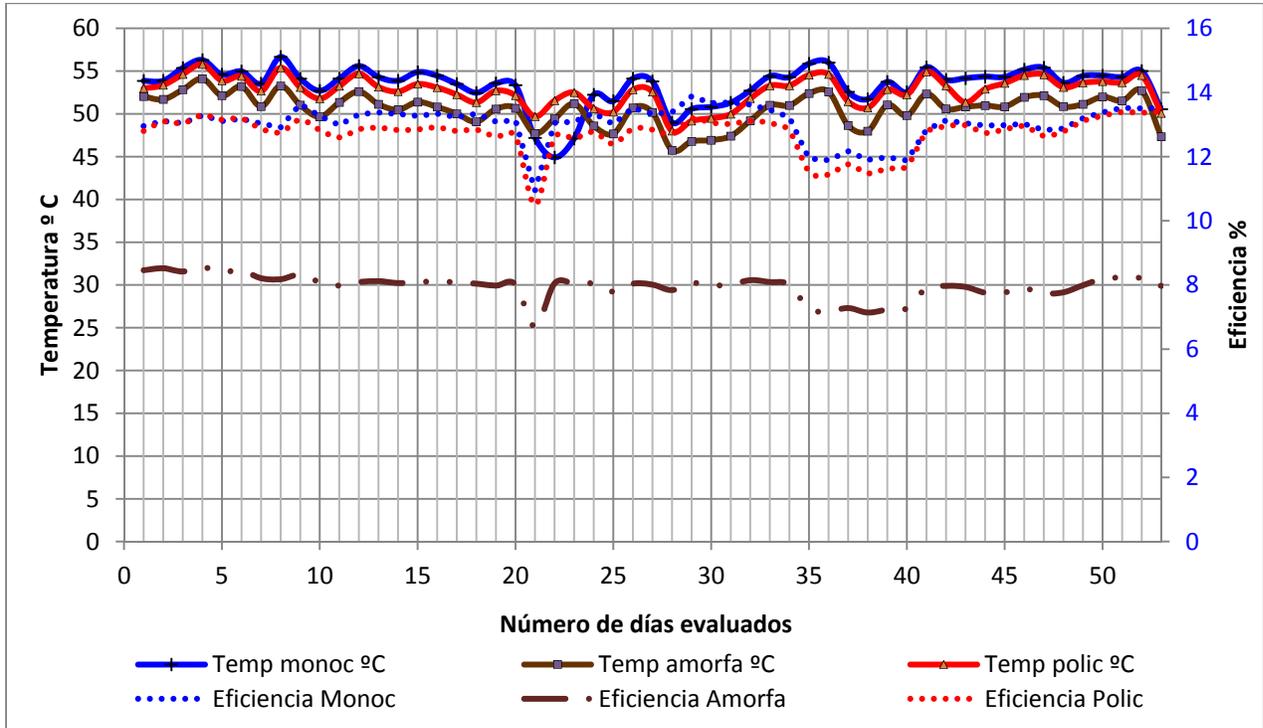
6.4 Comportamiento de eficiencia de los paneles fotovoltaicos, en función de la temperatura.

Para evaluar la variación de la eficiencia con la temperatura se observan algunos factores que afectan a los gráficos y datos obtenidos entre los cuales se mencionan:

- No existen variables controladas de temperatura, radiación, velocidad del viento, condiciones climáticas.
- Los fabricantes dan curvas para un módulo individual y no para arreglos debido a que hay diversos factores que afectan la producción de un arreglo.
- Pequeños cambios en una variable provoca grandes cambios en la producción.
- No puede hacerse el cálculo puntual por cada 5 minutos de tiempo, debido a que cuando una variable cambia bruscamente, las otras no cambian con la misma rapidez y los valores ya no son acorde con los obtenidos en los laboratorios de prueba donde todas las variables son controladas.



Gráfica 6.4.1. Comportamiento de la temperatura y radiación ambos valores son el promedio de los días seleccionados de evaluación de radiancia uniforme.



Gráfica 6.4.2. Eficiencia promedio de los 3 arreglos de cada tecnología, monocristalino, policristalino y amorfo, también sus respectivas temperaturas promedio.

En la gráfica 6.4.2 las eficiencias están graficadas en el eje vertical derecho y las temperaturas en el eje vertical izquierdo, en el eje horizontal tenemos los 53 días de radiación más uniforme detectados durante el año de evaluación, los valores tomados son promedios para cada tecnología tanto para temperatura como eficiencia de los arreglos, se puede apreciar levemente que cuando la temperatura baja la eficiencia sube y viceversa.

6.5 Comparación y Análisis de la Producción entre arreglos de subgeneradores de paneles solares.

La figura 6.5.1 muestra la distribución de PFV en el techo del edificio de CEL, los monocristalinos se encuentran orientados directamente al sur, detrás de ellos instalados los policristalinos y finalmente los amorfos; debido a su separación algunos módulos policristalinos y amorfos sufren de proyección de sombras lo que justifica la menor producción observada en los paneles amorfo 3, policristalino 2 y policristalino 3.

En la tabla 6.5.1 se muestra que el arreglo monocristalino es el que presenta mayor producción mensual y las diferencias de producción debido a sombra observada en los módulos amorfo 3 y policristalino 2 y 3.

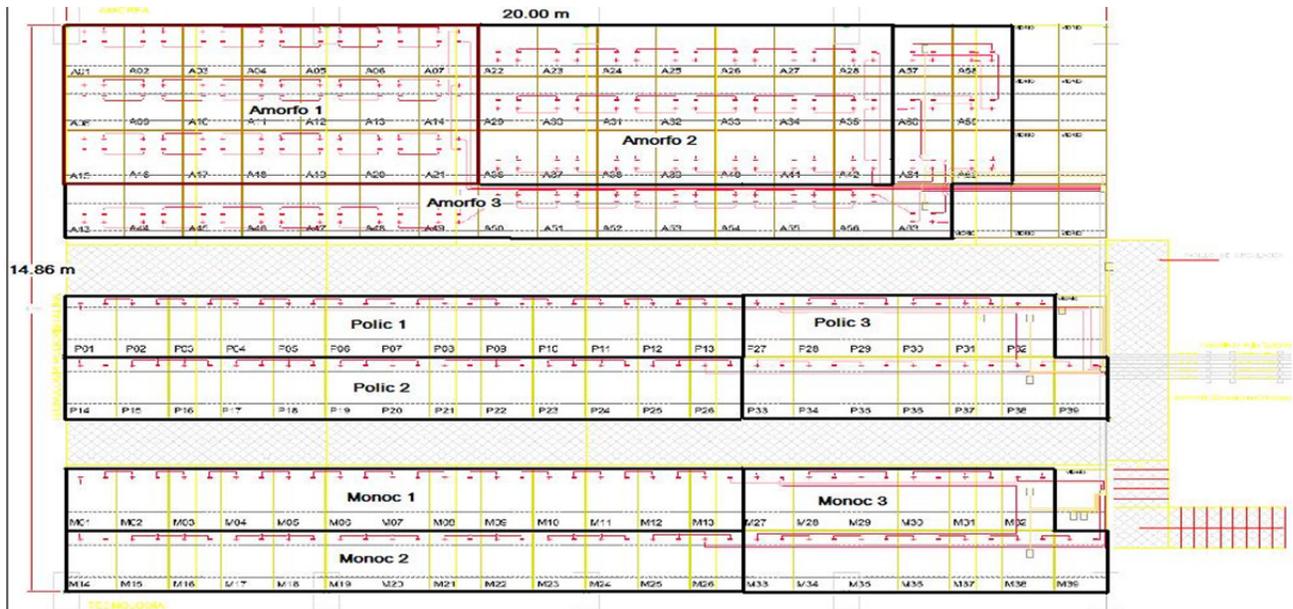


Figura 6.5.1. Distribución de arreglos en la planta generadora fotovoltaica de CEL, distribución en planta de todos los sub-arreglos de las 3 tecnologías.

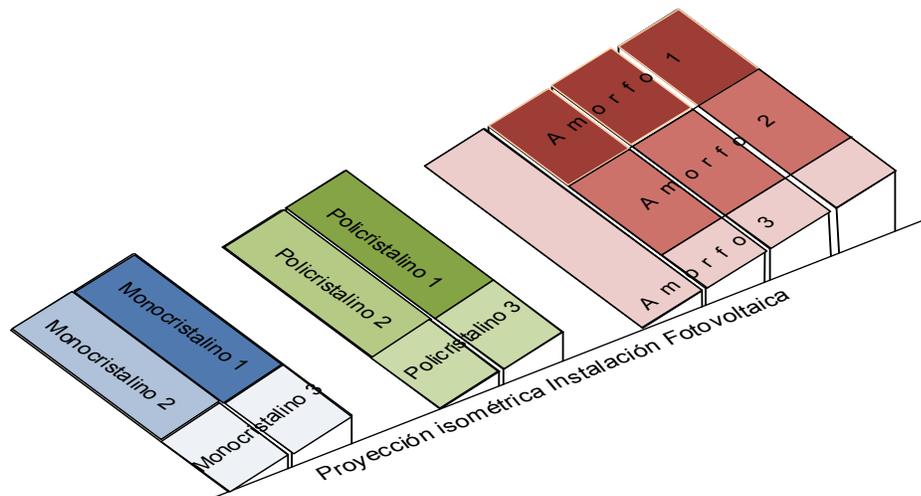


Figura 6.5.2. Vista isométrica de la planta generadora fotovoltaica de CEL., las 3 tecnologías.

La proyección isométrica de la distribución de paneles fotovoltaicos es para una mejor evaluación, junto a la vista en planta, lateral e isométrica se puede realizar un análisis general de sombras que

puedan incidir en producciones más bajas de ciertos arreglos para las distintas tecnologías en evaluación.



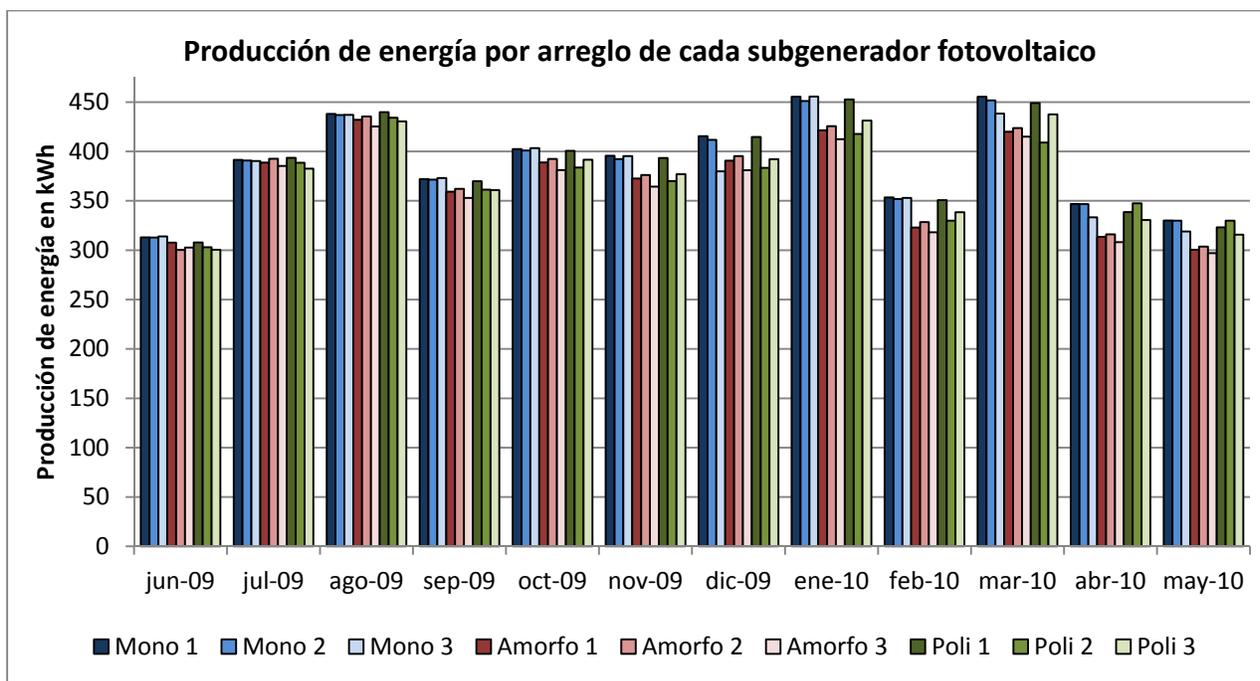
Figura 6.5.3. Vista lateral planta generadora fotovoltaica de CEL., las 3 tecnologías.

Vista lateral derecha de la planta fotovoltaica para una mejor ubicación de cómo están distribuidos los paneles y poder predecir los lugares de sombra en los arreglos.

Tabla 6.5 1 Producción de energía en kWh mensual por cada arreglo de las diferentes tecnologías.

Producción de energía mensual por cada arreglo de subgenerador kWh									
	Mono 1	Mono 2	Mono 3	Amorfo 1	Amorfo 2	Amorfo 3	Poli 1	Poli 2	Poli 3
Jun-09	312.91	312.79	313.91	307.63	300.28	302.74	307.87	302.99	300.38
Jul-09	391.50	390.78	390.39	388.76	392.65	385.36	393.62	388.57	382.63
Ago-09	437.95	436.85	436.98	432.11	435.43	425.32	439.83	434.08	430.43
Sep-09	372.03	371.53	373.03	359.25	362.15	352.93	369.92	361.31	360.83
Oct-09	402.37	400.90	403.38	388.85	392.41	381.08	400.70	383.67	391.60
Nov-09	395.72	392.22	395.33	372.55	376.16	364.46	393.44	370.06	377.01
Dic-09	415.48	411.70	379.84	390.72	395.38	380.93	414.72	383.36	392.14
Ene-10	455.37	451.15	455.67	421.36	425.59	412.46	452.68	417.76	431.25
Feb-10	353.40	351.75	352.98	323.02	328.39	318.13	350.71	329.92	338.38
Mar-10	455.37	451.76	438.40	419.98	423.74	414.94	448.95	408.99	437.52
Abr-10	346.77	346.60	333.31	313.50	316.04	308.20	338.55	347.47	330.48
May-10	330.11	329.91	319.03	300.46	303.57	297.01	323.15	329.96	315.65
	4,668.98	4,647.94	4,592.25	4,418.19	4,451.79	4,343.56	4,634.14	4,458.14	4,488.30
Subtotal Tecnología	13,909.17			13,213.54			13,580.58		
Total planta	40,703.29								

En total la producción de los paneles monocristalinos fue superior en 5.2% que los paneles Amorfos y un 2.4% que los paneles policristalinos, los policristalinos rebasaron la producción de los amorfos en 2.8%.



Gráfica 6.5.4. Producción de energía por cada sub-generador fotovoltaico instalado en CEL, aquí se visualiza leves deficiencias o se asocian las fallas en algún sub-generador.

Los datos de marzo del arreglo policristalino 2 son más bajos debido a que el inversor se dañó el 9 de marzo y fue reemplazado como a las 15:00 del día 10, por lo que no se registro producción.

Al observar la tabla 6.5.1 el subgenerador de menor producción es amorfo 3, debido a la sombra ocasionada por los paneles policristalinos, también los subgeneradores policristalinos 2 y 3 es afectada su producción por sombras de los arreglos monocristalinos, estas sombras son más perjudiciales cuando la trayectoria solar está en la posición más baja la cual se da en diciembre.

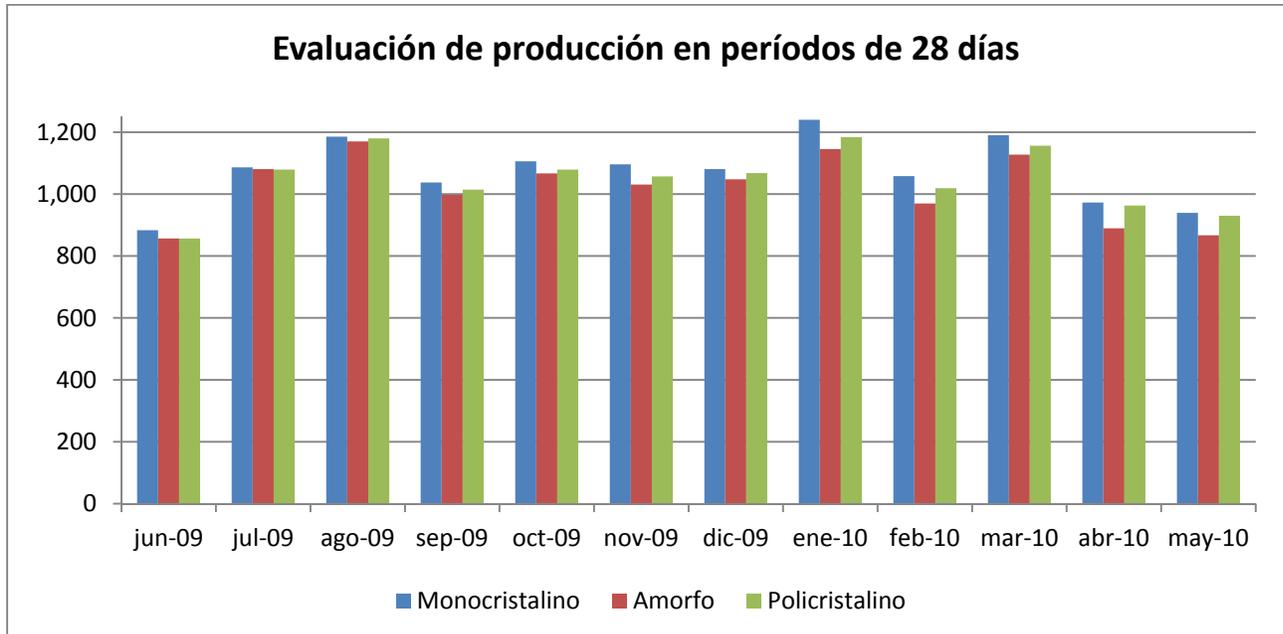
La producción de energía eléctrica fotovoltaica disminuye con solo el hecho de que un panel y no necesariamente todo el arreglo sea afectado por sombra, suciedad u otro obstáculo para que el panel desarrolle su máxima potencia. Esto se puede aseverar al observar la tabla 6.5.1 y comparar la producción de energía de los arreglos monocristalinos que son los más libres de proyecciones de sombras.

De la tabla 6.5.2 se observa que el mes de máxima generación de energía eléctrica FV fue para monocristalinos enero 2010 al igual que los policristalinos y en agosto 2009 para los amorfos.

Tomando en cuenta las mismas condiciones atmosféricas, igual periodo de tiempo 28 días, para las tres tecnologías.

Tabla 6.5 2 Producción de energía en kWh mensual por cada tecnología.

Producción de energía (kWh) por mes de cada tecnología para 28 días.			
	Monocristalino	Amorfo	Policristalino
Jun-09	883.2	856.4	856.5
Jul-09	1,086.2	1,080.7	1,079.0
Ago-09	1,185.8	1,169.9	1,180.0
Sep-09	1,037.7	997.5	1,014.6
Oct-09	1,105.7	1,066.8	1,079.2
Nov-09	1,096.0	1,031.0	1,057.0
Dic-09	1,080.6	1,047.8	1,067.6
Ene-10	1,240.2	1,145.3	1,184.0
Feb-10	1,058.1	969.5	1,019.0
Mar-10	1,198.4	1,127.6	1,146.7
Abr-10	985.6	889.8	950.0
May-10	949.3	866.8	920.4
Total 28 días	12,906.8	12,249.1	12,554.0



Gráfica 6.5.5. Para una mejor evaluación de la cantidad de energía producida por los subgeneradores de cada tecnología al mes se recortó a 28 días cada mes para poder decir en qué mes fue mayor la producción de determinada tecnología.

En la gráfica 6.5.5 se aprecia que los monocristalinos y policristalinos producen su máxima energía en enero y la tecnología amorfa en agosto.

6.6 Evaluación y análisis de las horas de generación diaria de los subgeneradores fotovoltaicos.

Es muy importante en cualquier sistema o planta de generación evaluar el tiempo de operación de los equipo y con los paneles fotovoltaicos no es la excepción, estas plantas fotovoltaicas son similares a otras plantas generadoras, hay que cuantificar las horas de operación produciendo energía eléctrica, horas en vacío de las unidades generadoras y horas de apagado para tomar en cuenta en los análisis de eficiencia, factores de planta etc.

En la tabla 6.6.1 se muestran las horas de operación de los 3 arreglos de cada tecnología y estas horas se refieren, a las horas que los generadores han estado inyectando a la red del edificio, si se observa la tabla detenidamente se puede apreciar que los arreglos monocristalinos son los que en promedio tienen más horas de operación seguidos por los policristalinos y por último los amorfos, este comportamiento lo presentan en todo el transcurso del año.

Tabla 6.6.1 Horas de operación promedio mensual de cada arreglo de cada tecnología.

Horas de operación promedio mensual de los subgeneradores desde junio 2009 a mayo 2010									
Meses	Mono 1	Mono 2	Mono 3	Amorfo 1	Amorfo 2	Amorfo 3	Poli 1	Poli 2	Poli 3
Jun-09	12.21	12.21	12.23	12.17	12.00	12.16	12.14	12.14	12.17
Jul-09	11.83	11.84	11.83	11.78	11.74	11.77	11.79	11.77	11.78
Ago-09	12.15	12.15	12.14	12.08	12.06	12.08	12.11	12.09	12.08
Sep-09	11.75	11.75	11.75	11.69	11.67	11.67	11.71	11.68	11.69
Oct-09	11.45	11.46	11.44	11.38	11.37	11.36	11.39	11.36	11.37
Nov-09	11.20	11.20	11.19	11.14	11.12	11.11	11.16	11.11	11.12
Dic-09	11.02	11.02	10.15	10.94	10.95	10.91	10.97	10.89	10.89
Ene-10	11.20	11.19	11.19	11.14	11.12	11.10	11.15	10.93	11.11
Feb-10	11.33	11.37	11.37	11.27	11.30	11.29	11.33	11.29	11.30
Mar-10	11.77	11.77	11.76	11.72	11.69	11.70	11.74	11.71	11.71
Abr-10	12.05	12.05	12.05	11.99	11.98	11.98	12.00	12.01	11.99
May-10	12.14	12.12	12.11	12.04	12.03	12.04	12.08	12.06	12.05
Promedio	11.68	11.68	11.60	11.61	11.59	11.60	11.63	11.59	11.61

Las horas de funcionamiento es el total de horas de operación más las horas en vacío de los arreglos tanto el tiempo de vacío de entrada como el de salida, por eso si se compara mes a mes y arreglo por arreglo, siempre hay una diferencia entre las horas de operación y las de funcionamiento.

Tabla 6.6.2 Horas de funcionamiento promedio mensual por cada arreglo de cada tecnología.

Horas de funcionamiento promedio mensual de los subgeneradores desde junio 2009 a mayo 2010									
	Mono 1	Mono 2	Mono 3	Amorfo 1	Amorfo 2	Amorfo 3	Poli 1	Poli 2	Poli 3
Jun-09	12.49	12.49	12.51	12.42	12.42	12.44	12.47	12.46	12.50
Jul-09	12.33	12.32	12.30	12.25	12.27	12.25	12.28	12.27	12.26
Ago-09	12.38	12.38	12.38	12.31	12.31	12.31	12.35	12.34	12.33
Sep-09	12.06	12.07	12.05	11.95	11.97	11.95	12.00	11.97	11.98
Oct-09	11.73	11.73	11.73	11.66	11.68	11.66	11.70	11.70	11.69
Nov-09	11.43	11.44	11.44	11.36	11.38	11.34	11.40	11.38	11.38
Dic-09	11.30	11.30	11.25	11.25	11.26	11.24	11.27	11.21	11.24
Ene-10	11.45	11.46	11.45	11.37	11.41	11.35	11.42	11.22	11.40
Feb-10	11.64	11.65	11.65	11.56	11.61	11.56	11.62	11.58	11.62
Mar-10	12.05	12.05	12.04	11.94	11.97	11.95	12.00	12.02	11.97
Abr-10	12.35	12.35	12.34	12.23	12.26	12.24	12.29	12.27	12.26
May-10	12.47	12.46	12.47	12.33	12.36	12.33	12.43	12.39	12.39
Total	11.98	11.98	11.97	11.89	11.91	11.88	11.94	11.90	11.92

Tabla 6.6.3 Tiempo de funcionamiento en vacío de cada arreglo de cada tecnología.

Funcionamiento en vacío mensual por arreglo de cada tecnología									
Meses	Mono 1	Mono 2	Mono 3	Amorfo 1	Amorfo 2	Amorfo 3	Poli 1	Poli 2	Poli 3
Jun-09	-0.28	-0.28	-0.28	-0.25	-0.42	-0.28	-0.33	-0.33	-0.33
Jul-09	-0.50	-0.48	-0.48	-0.47	-0.53	-0.48	-0.49	-0.50	-0.48
Ago-09	-0.23	-0.23	-0.23	-0.23	-0.25	-0.23	-0.24	-0.26	-0.24
Sep-09	-0.31	-0.32	-0.31	-0.26	-0.30	-0.27	-0.29	-0.29	-0.29
Oct-09	-0.29	-0.28	-0.29	-0.28	-0.31	-0.29	-0.31	-0.34	-0.33
Nov-09	-0.23	-0.24	-0.24	-0.22	-0.26	-0.23	-0.24	-0.27	-0.26
Dic-09	-0.28	-0.29	-1.10	-0.31	-0.31	-0.33	-0.30	-0.31	-0.36
Ene-10	-0.26	-0.26	-0.26	-0.23	-0.29	-0.25	-0.27	-0.28	-0.28
Feb-10	-0.31	-0.28	-0.29	-0.29	-0.31	-0.27	-0.29	-0.29	-0.31
Mar-10	-0.27	-0.28	-0.28	-0.22	-0.28	-0.25	-0.27	-0.30	-0.27
Abr-10	-0.30	-0.30	-0.29	-0.25	-0.28	-0.25	-0.29	-0.26	-0.28
May-10	-0.33	-0.34	-0.35	-0.29	-0.33	-0.29	-0.35	-0.32	-0.33
Promedio	-0.30	-0.30	-0.37	-0.28	-0.32	-0.29	-0.31	-0.31	-0.31

Teóricamente en los meses de septiembre y marzo del año las horas de operación o funcionamiento deberían de ser iguales debido a que justo en ese periodo de tiempo el sol sale por el Este y se oculta por el Oeste, o sea que día y noche tienen prácticamente igual duración, en verdad solo dos días son exactamente iguales, pero en la práctica se ve que en septiembre tiene un mayor tiempo de funcionamiento porque la diferencia es mayor, se debe a condiciones atmosféricas, nubosidad etc.

Los valores máximos nos ayudan a ver en qué meses los equipos pasan más tiempo funcionando y por decirlo de otra manera operando, esto quiere decir que serían los meses que se produciría más energía pero esto dependerá de la irradiancia durante ese periodo y que tanto obstáculo presenten las condiciones atmosféricas, según la tabla 6.6.4 los meses de mayor operación y funcionamiento son a medida que el sol se acerca a su punto más alto el cual es Junio y es justo donde se da el máximo tiempo de funcionamiento de los generadores fotovoltaicos; durante el mes de junio la duración del día es mayor.

Tabla 6.6.4 Horas máximas de operación mensual por cada arreglo de cada tecnología.

Horas de operación máximo mensual de los subgeneradores desde junio 2009 a mayo 2010									
Meses	Mono 1	Mono 2	Mono 3	Amorfo 1	Amorfo 2	Amorfo 3	Poli 1	Poli 2	Poli 3
Jun-09	12.72	12.74	12.71	12.70	12.69	12.69	12.71	12.68	12.67
Jul-09	12.68	12.68	12.64	12.65	12.61	12.61	12.62	12.63	12.64
Ago-09	12.54	12.55	12.55	12.50	12.45	12.50	12.53	12.45	12.47
Sep-09	12.07	12.07	12.08	12.05	12.02	12.06	12.06	12.04	12.08
Oct-09	11.82	11.83	11.79	11.79	11.80	11.79	11.73	11.78	11.77
Nov-09	11.50	11.52	11.48	11.45	11.36	11.41	11.45	11.46	11.44
Dic-09	11.30	11.27	11.27	11.23	11.18	11.16	11.24	11.20	11.23
Ene-10	11.36	11.41	11.37	11.33	11.30	11.27	11.40	11.33	11.34
Feb-10	11.66	11.66	11.66	11.54	11.60	11.58	11.63	11.63	11.62
Mar-10	12.05	12.03	12.03	12.01	11.96	12.02	12.06	11.98	11.99
Abr-10	12.33	12.34	12.29	12.28	12.29	12.27	12.27	12.28	12.26
May-10	12.67	12.58	12.59	12.59	12.61	12.59	12.56	12.56	12.55
Total	12.06	12.06	12.04	12.01	11.99	12.00	12.02	12.00	12.01

En la tabla 6.6.6 se muestra un resumen de horas de operación y funcionamiento anual, tiempo de vacío, horas máximas y mínimas de cada tecnología del SGFV.

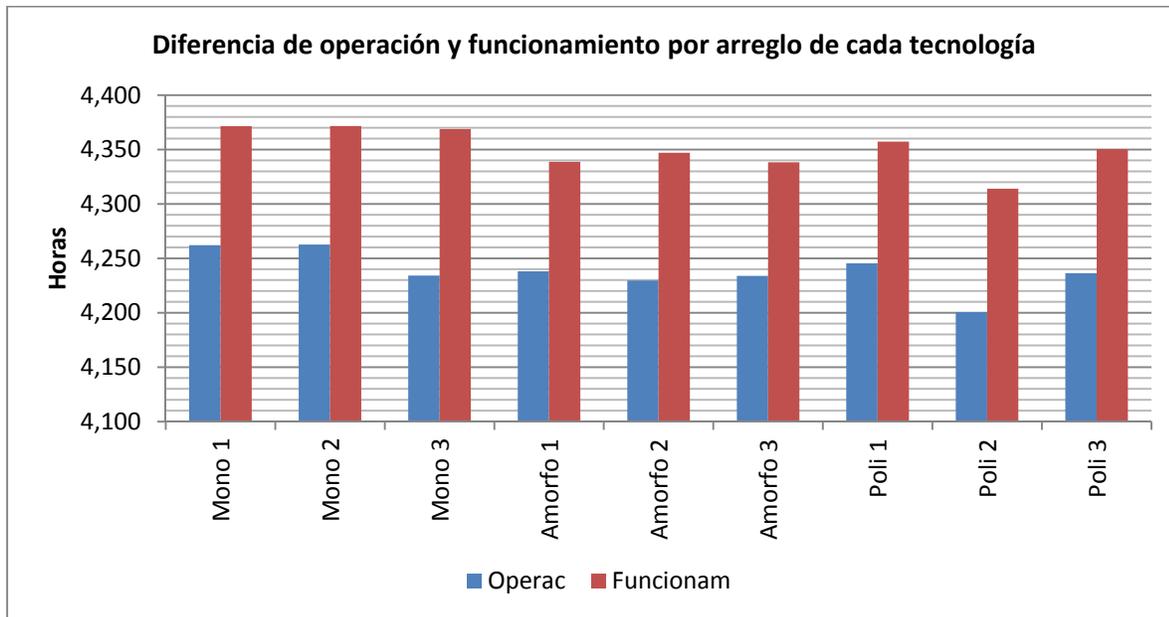
Tabla 6.6.5 Horas máximas de funcionamiento mensual por cada arreglo de cada tecnología.

Horas de funcionamiento máximo mensual de los subgeneradores desde junio 2009 a mayo 2010									
Meses	Mono 1	Mono 2	Mono 3	Amorfo 1	Amorfo 2	Amorfo 3	Poli 1	Poli 2	Poli 3
Jun-09	12.90	12.90	12.91	12.83	12.84	12.83	12.83	12.84	12.83
Jul-09	12.91	12.86	12.86	12.83	12.83	12.83	12.86	12.90	12.86
Ago-09	12.75	12.75	12.74	12.74	12.73	12.74	12.75	12.70	12.74
Sep-09	12.53	12.55	12.51	12.32	12.32	12.32	12.33	12.32	12.34
Oct-09	12.02	12.01	11.99	11.91	11.92	11.91	12.00	11.98	11.93
Nov-09	11.67	11.69	11.66	11.58	11.56	11.56	11.59	11.55	11.56
Dic-09	11.49	11.52	11.50	11.42	11.43	11.36	11.46	11.35	11.45
Ene-10	11.57	11.58	11.58	11.52	11.54	11.51	11.54	11.53	11.53
Feb-10	11.87	11.88	11.87	11.71	11.73	11.71	11.87	11.81	11.88
Mar-10	12.27	12.27	14.02	12.23	12.23	12.22	12.22	12.87	12.21
Abr-10	12.57	12.56	12.57	12.42	12.43	12.42	12.46	12.46	12.53
May-10	12.86	12.82	12.83	12.72	12.79	12.75	12.87	12.81	12.82
Total	12.28	12.28	12.42	12.19	12.20	12.18	12.23	12.26	12.22

Tabla 6.6.6 Total de horas anuales de operación, funcionamiento y diferencia entre ellas por cada arreglo de cada tecnología.

Horas de Operación mensual de los subgeneradores desde Junio 2009 a Mayo 2010									
Meses	Mono 1	Mono 2	Mono 3	Amorfo 1	Amorfo 2	Amorfo 3	Poli 1	Poli 2	Poli 3
Total operac	4262.06	4262.67	4234.17	4238.07	4229.63	4233.83	4245.41	4200.48	4236.36
Total func.	4371.45	4371.66	4368.84	4338.75	4347.03	4338.25	4357.22	4314.07	4350.48
Prom Op	11.68	11.68	11.67	11.61	11.59	11.60	11.63	11.59	11.61
Prom Fun	11.98	11.98	11.97	11.89	11.91	11.88	11.94	11.90	11.92
Horas vacio/anual	109.39	108.99	134.67	100.68	117.40	104.42	111.81	113.59	114.12
minuto vac/diario	17.98	17.90	17.82	16.54	19.29	17.14	18.36	18.77	18.74
Horas max/Op	12.06	12.06	12.04	12.01	11.99	12.00	12.02	12.00	12.01
Horas max/Func	12.28	12.28	12.42	12.19	12.20	12.18	12.23	12.26	12.22
Horas min/Op	9.61	9.66	9.58	9.49	9.58	9.53	9.61	9.36	9.51
Horas min/Func	10.29	10.27	10.10	10.15	10.20	10.15	10.23	9.95	10.21

Las plantas FV, no son sistemas totalmente autónomos, si estas no se están monitoreando puede producir pérdida de generación y de información de los sistemas.



Gráfica 6.6.1. Diferencia entre operación y funcionamiento de cada tecnología.

En términos de horas de operación y funcionamiento la tecnología monocristalino supera a las otras tecnologías esto quiere decir que comienza a funcionar más rápido y sincroniza primero a la red y sale de último de la red ya que las horas de vacío son el total de entrada y salida, aunque no se ha determinado si es mayor el tiempo de entrada o de salida de la red.

6.7 Análisis de la exactitud de los medidores de energía incorporados en los inversores SMA, comparándolas con equipos instalados de mayor exactitud.

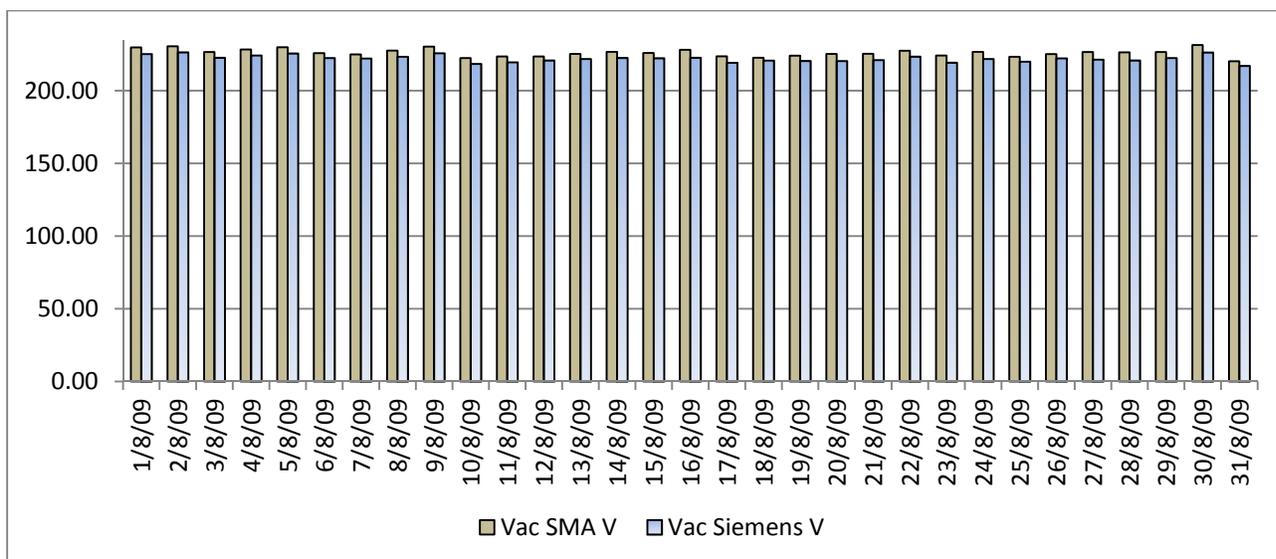
En la instalación de CEL; se tienen dos tipos de medidores; unos incorporados a los equipos y que llamaremos SMA y otros medidores adicionales SIEMENS, se trata entonces de compararlos entre si y evaluar si son adecuados para una medición comercial.

Al respecto durante un mes se hicieron mediciones de frecuencia, voltaje y corriente mostrados en la tabla 6.7.1, así como potencia y energía mostrados en la tabla 6.7.2, comparándose entre sí.

Las magnitudes de frecuencia y voltaje tienen una diferencia mínima, la de corriente es ligeramente mayor pero aceptable debido a que la corriente es más cambiante.

Tabla 6.7.1 Evaluación de exactitud entre los medidores SMA y Siemens, F, V y I.

Fecha	Fac SMA	Vac SMA	lac SMA	Fac Siemens	Vac Siemens	lac Siemens	dif de f %	dif de V %	dif de I %
	Hz	V	A	Hz	V	A			
1/8/09	60.07	229.70	8.4	60.04	225.23	8.46	-0.05	-1.99	1.23
2/8/09	60.02	230.57	9.8	60.04	226.36	10.09	0.04	-1.86	2.93
3/8/09	60.05	226.58	8.7	60.09	222.67	9.05	0.07	-1.76	4.26
4/8/09	60.07	228.28	9.7	60.07	224.25	9.81	-0.01	-1.80	1.13
5/8/09	60.07	229.90	9.6	60.05	225.62	9.99	-0.03	-1.90	4.06
6/8/09	60.05	225.85	10.1	60.06	222.50	10.28	0.01	-1.51	2.15
7/8/09	60.06	224.99	9.3	60.05	222.13	9.52	-0.02	-1.29	2.01
8/8/09	60.02	227.52	6.9	60.09	223.33	6.56	0.11	-1.88	-5.27
9/8/09	60.14	230.31	8.3	60.33	225.77	8.80	0.32	-2.01	5.33
10/8/09	60.06	222.38	9.9	60.09	218.45	10.32	0.04	-1.80	4.32
11/8/09	60.07	223.52	9.2	60.07	219.52	9.47	0.00	-1.82	2.83
12/8/09	60.06	223.50	9.9	60.06	220.77	10.14	0.01	-1.24	2.62
13/8/09	60.04	225.29	9.2	60.05	221.82	9.51	0.02	-1.57	3.53
14/8/09	60.04	226.67	7.9	60.06	222.52	8.41	0.03	-1.87	5.95
15/8/09	60.09	225.90	8.7	60.04	222.32	8.91	-0.08	-1.61	2.48
16/8/09	60.04	228.12	6.2	60.04	222.64	6.59	0.01	-2.46	6.06
17/8/09	60.06	223.62	8.6	60.07	219.21	7.93	0.01	-2.01	-9.12
18/8/09	60.05	222.67	8.0	60.03	220.75	8.44	-0.03	-0.87	5.77
19/8/09	60.07	224.10	8.8	60.09	220.43	9.40	0.03	-1.67	6.11
20/8/09	60.04	225.30	7.2	60.05	220.40	7.91	0.01	-2.23	8.49
21/8/09	60.04	225.35	9.7	60.07	221.06	10.06	0.04	-1.94	3.24
22/8/09	60.04	227.43	7.5	60.04	223.40	8.72	0.00	-1.80	13.49
23/8/09	60.04	224.19	9.8	60.05	219.27	9.94	0.02	-2.24	1.80
24/8/09	60.05	226.74	9.4	60.15	221.82	9.76	0.17	-2.22	3.53
25/8/09	60.06	223.32	9.0	60.07	219.96	9.10	0.02	-1.53	1.64
26/8/09	60.06	225.13	6.9	60.07	222.27	6.88	0.01	-1.29	0.28
27/8/09	60.04	226.62	9.0	60.11	221.39	9.36	0.12	-2.36	4.14
28/8/09	60.03	226.40	9.3	60.06	220.77	9.91	0.05	-2.55	6.30
29/8/09	60.15	226.54	8.4	60.18	222.45	9.07	0.05	-1.84	7.03
30/8/09	60.04	231.36	9.9	60.03	226.28	10.26	-0.01	-2.25	3.67
31/8/09	60.03	220.22	8.2	60.03	217.05	8.65	0.00	-1.46	5.44
Promedio	60.06	226.07	8.75	60.08	222.01	9.07	0.03	-1.83	3.47

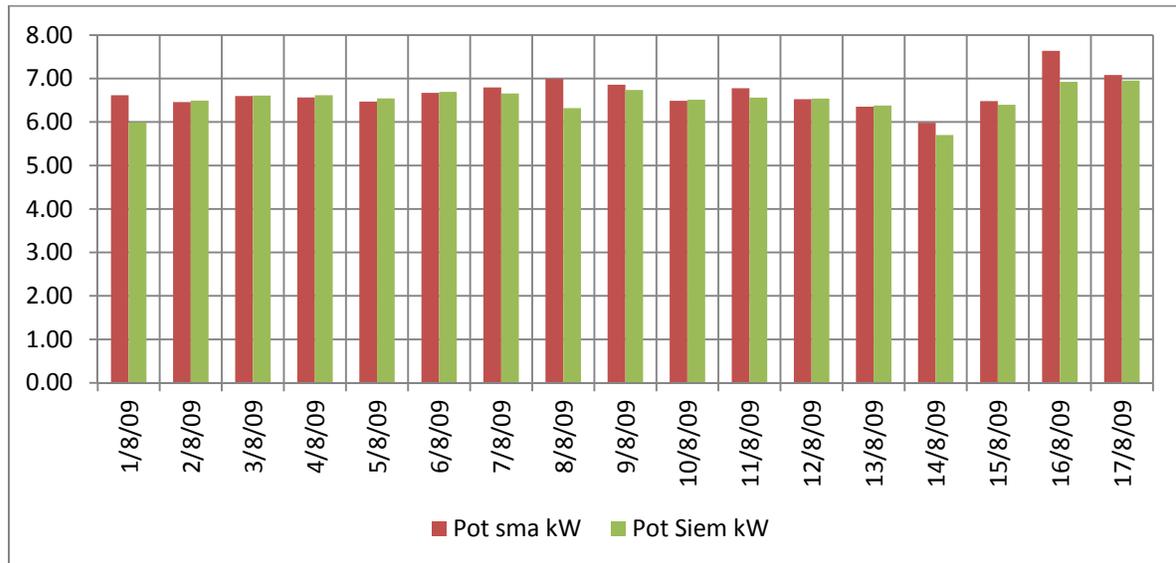


Gráfica 6.7.1. Evaluación de la diferencia de medición en la magnitud voltaje durante el mes de agosto 2009 y en la gráfica se observa que en todo momento el medidor SMA está midiendo más alta la magnitud.

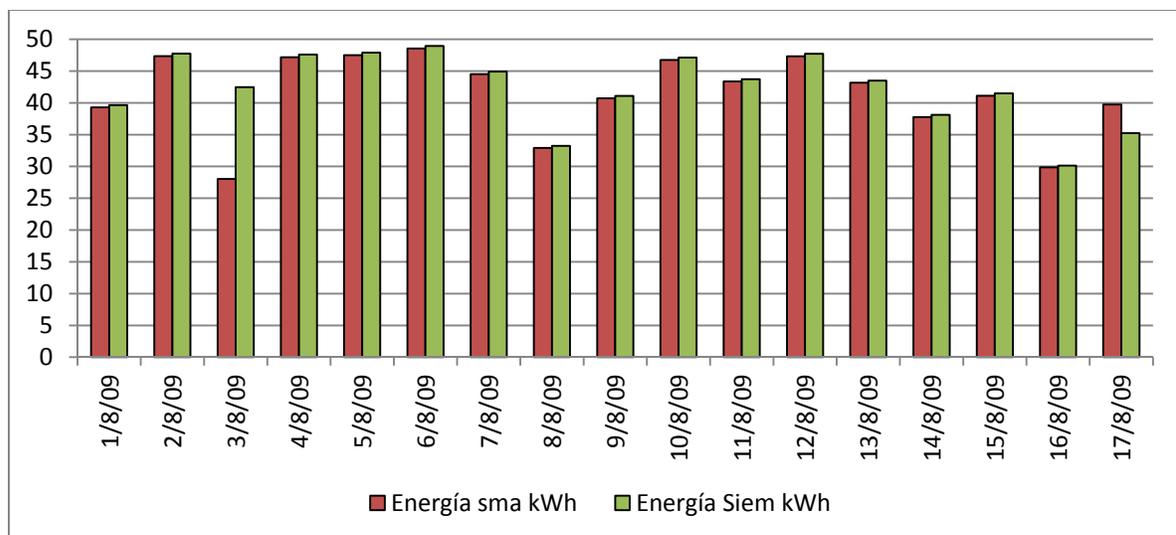
Tabla 6.7.2 Evaluación de exactitud entre los medidores SMA y Siemens medición de potencia y energía.

Fecha	Potencia SMA	Energía SMA	Potencia Siemens	Energía Siemens	Diff Potencia %	Diff Energía %
	kW	kWh	kW	kWh		
1/8/09	6.62	39.29	5.99	39.65	-10.45	0.90
2/8/09	6.46	47.34	6.49	47.76	0.51	0.88
3/8/09	6.60	28.02	6.61	42.46	0.15	34.01
4/8/09	6.57	47.18	6.62	47.60	0.75	0.88
5/8/09	6.47	47.5	6.54	47.89	1.13	0.81
6/8/09	6.67	48.54	6.69	48.94	0.36	0.83
7/8/09	6.80	44.53	6.66	44.91	-2.11	0.85
8/8/09	6.99	32.92	6.32	33.24	-10.65	0.98
9/8/09	6.86	40.73	6.74	41.11	-1.78	0.91
10/8/09	6.49	46.74	6.51	47.12	0.38	0.82
11/8/09	6.78	43.36	6.56	43.72	-3.29	0.82
12/8/09	6.52	47.33	6.54	47.73	0.23	0.83
13/8/09	6.35	43.17	6.38	43.51	0.39	0.77
14/8/09	5.98	37.77	5.70	38.11	-4.96	0.89
15/8/09	6.48	41.12	6.40	41.50	-1.30	0.91
16/8/09	7.64	29.85	6.92	30.14	-10.33	0.98
17/8/09	7.08	39.74	6.95	35.25	-1.86	-12.74
Prom.	6.67	41.48	6.51	42.39	-2.52	2.02

Las mediciones de potencia y energía entre medidores SMA y Siemens oscila entre un rango de 2.02% a 2.52% en ambas magnitudes, es una diferencia aceptable para propósitos de monitoreo. Sin embargo para propósitos de facturación son recomendables solo los medidores SIEMENS; SIGET exige para una medición comercial que debe de tener una exactitud de 0.8% en toda la cadena de medición como máximo; los medidores actuales tienen exactitudes de SMA 4.5% y Siemens de 0.5%; lo que significa que siempre hay que agregar medición adicional para cuantificar la energía.



Gráfica 6.7.2 Diferencia de potencia instantánea medida por los medidores redundantes SMA y Siemens los valores medidos son máximos y solo se tienen valores estables de medidores Siemens hasta el 17 de agosto por eso la comparación se ha realizado hasta esa fecha.



Gráfica 6.7.3 Diferencia de Energía medida por los medidores redundantes SMA y Siemens, se tienen valores estables de medidores Siemens hasta el 17 de agosto por eso la comparación se ha realizado hasta esa fecha.

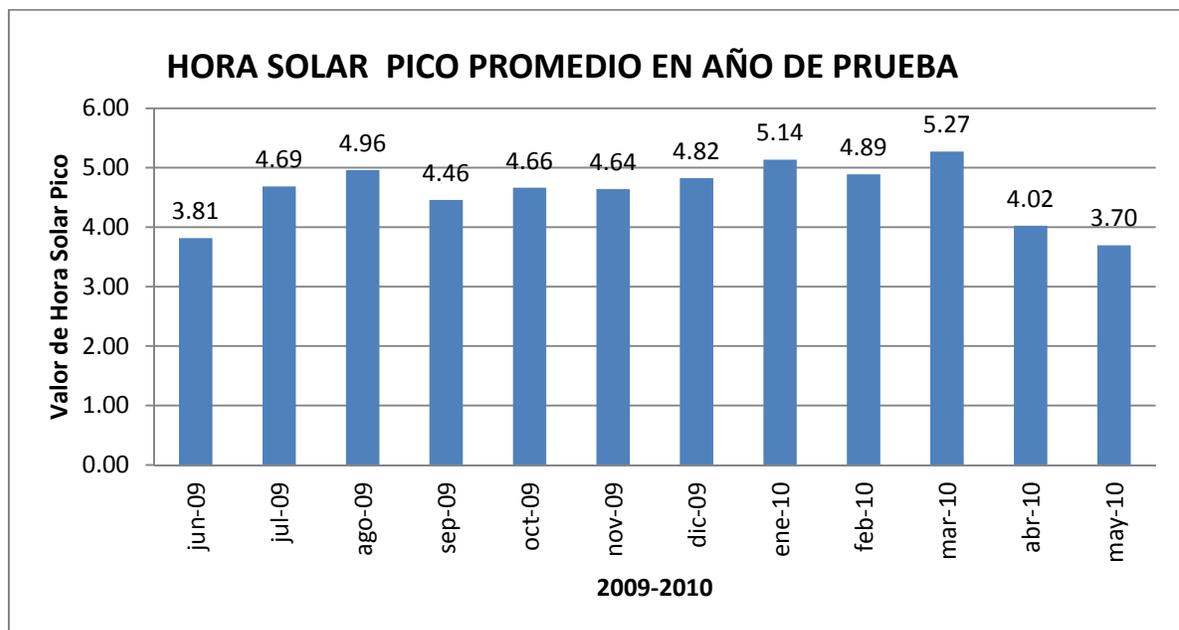
6.8 Características del generador fotovoltaico, tales como la hora solar pico, factor de planta, generaciones máximas, potencias máximas en periodos de un mes.

La Hora Solar Pico (HSP) se define como el área bajo la curva de irradiancia en W/m^2 contra tiempo (horas) dividido entre la irradiancia de referencia $1000 W/m^2$; es decir:

$$HSP = \frac{\text{Energía Radiada Durante un Día}}{1000 W/m^2}$$

Para cada día del año se efectuaron mediciones de energía generada. Obteniéndose los siguientes factores Hora Sol Pico, Factor de Planta, Energía máximas, estas mismas variables también se presentan para condiciones atmosféricas adversas.

Ejemplo de cálculo: para el día 19 de noviembre se tuvo $5,860 kWh/m^2$ de energía radiada en todo el día dividiéndolo entre el valor estandarizado de $1000 W/m^2$ da como resultado 5.86 horas solar pico.



Gráfica 6.8.1 Representación gráfica de la Hora Solar Pico (HSP) mensual durante junio 2009 a mayo 2010.

Tabla 6.8.1 Hora Sol Pico diario en San Salvador para evaluación de sistemas fotovoltaicos.

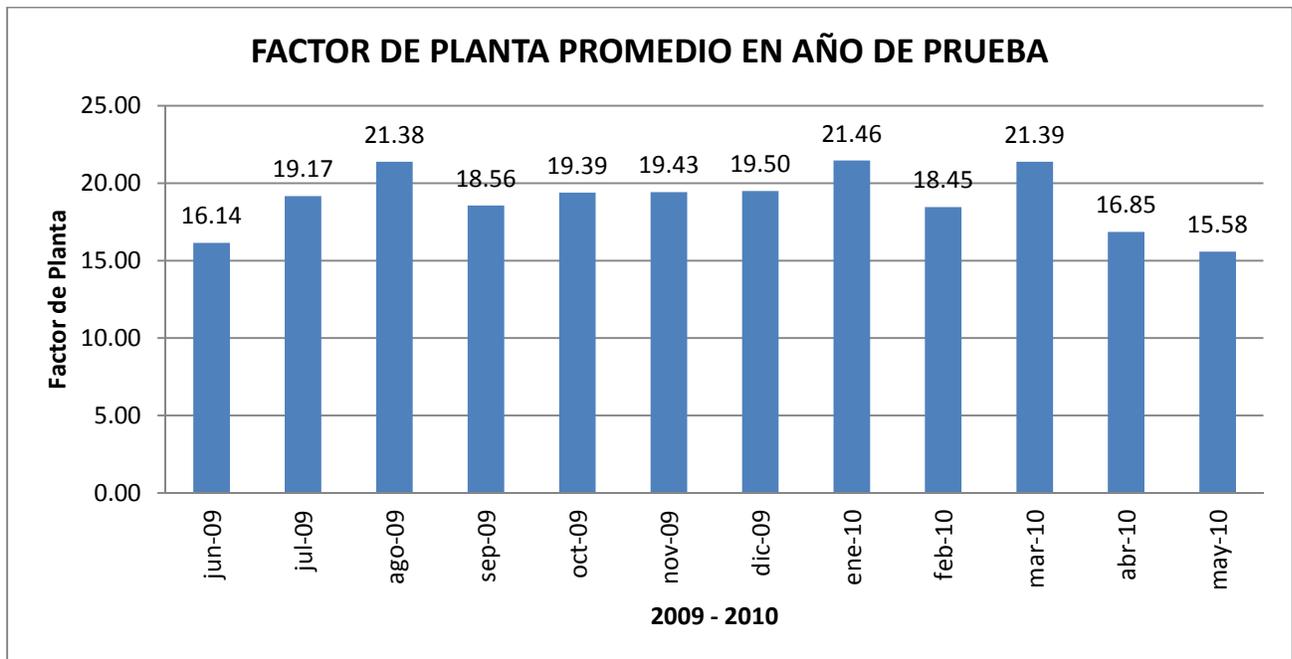
HORAS SOL PICO PARA AÑO DE PRUEBA DE COMPARACION DE LAS TECNOLOGIAS MEDIDOS CON SMA												
Día/Mes	Jun-09	Jul-09	Ago-09	Sep-09	Oct-09	Nov-09	Dic-09	Ene-10	Feb-10	Mar-10	Abr-10	May-10
1	0.17	3.06	4.66	5.26	5.18	3.59	4.9	5.2	5.69	4.37	5.02	1.59
2	3.48	4.37	5.65	5.19	5.06	3.18	4.62	4.83	5.52	5.19	4.52	5.02
3	3.11	3.14	5.05	5.6	4.59	3.88	4.28	5.46	5.88	4.89	4.3	4.02
4	4.23	5.38	5.61	5.14	3.93	3.3	5.17	5.58	5.79	5.43	4.52	4.79
5	4	5.49	5.67	5.3	3.36	2.29	5.13	5.64	4.62	6.06	3.75	4.8
6	4.95	4.66	5.79	3.81	3.51	2.08	5.37	5.43	3.86	5.91	4.42	4.79
7	3.97	3.73	5.42	4.86	4.37	1.67	5.3	5.19	4.17	6.27	2.82	4.46
8	4.28	3.82	3.97	3.73	5.23	2.28	5.02	5.49	4.95	6.15	4.12	5.5
9	3.53	4.13	4.88	4.88	5.24	4.39	4.77	5.41	3.94	5.67	4.91	5.43
10	5.1	4.45	5.56	3.27	1.58	5.25	5.02	5.42	4.84	4.83	5.44	5.51
11	5.01	4.96	5.15	3.93	5.15	5.62	4.78	5.7	4.98	5.85	5.21	4.89
12	4.18	5.51	5.7	5.05	5.79	5.77	5.15	5.66	3.4	5.29	5.64	4.11
13	3.62	4.45	5.15	2.36	4.85	5.77	5.3	5.68	5.77	3.78	4.09	4.85
14	3.21	5.36	4.36	4.64	5.5	4.7	5.31	5	5.74	3.97	3.85	4.45
15	3.16	4.63	4.9	4.59	5.15	4.57	5.1	5.19	4.18	4.41	3.4	4.71
16	2.33	4.84	3.56	3.65	5.02	5.64	4.8	4.43	5.77	4.61	4.32	4.25
17		5.24	4.8	3.46	5.24	5.83	4.9	5.28	5.87	5.37	3.65	2.87
18		5.55	4.98	4.61	5.66	5.79	4.66	5.31	6.05	5.59	3.65	2.49
19		5.48	4.92	5.35	4.83	5.86	4.44	5.34	5.6	5.67	3.39	4.92
20		5.23	4.04	3.39	4.71	5.73	2.25	5.15	5.19	4.13	4.27	2.98
21		5.14	5.38	4.47	5.05	5.65	4.62	4.97	3.78	5.21	4.03	2.28
22	3.95	5.13	4.4	5.59	4.38	5.72	5.62	4.61	4.6	6.05	2.99	4.18
23	3.71	5.42	5.17	5.88	4.63	5.31	3.44	3.96	4.98	6.08	3.54	3.82
24	4.22	5.48	5.2	2.37	4.7	4.56	5.21	5.05	4.06	5.65	3.82	3.46
25	4.03	4.42	4.83	3.5	4.94	5.08	5.46	5	2.93	5.01	3.61	2.66
26	3.47	5.19	3.68	3.89	4.2	5.5	4.7	5.12	3.51	4.85	3.47	2.02
27	4.13	5.37	5.05	5.26	5.17	4.14	3.92	5.54	5.44	5.56	4.17	1.37
28	3.26	5.25	5.17	5.3	5.59	5.62	5.1	4.07	5.77	4.66	3.58	3.72
29	3.87	4.61	4.72	5.05	4.29	5.31	5.37	5.22		5.42	2.86	0.88
30	2.75	4.98	5.79	4.32	4.87	5.14	4.92	5.1		5.73	3.39	1.11
31		0.82	4.62		2.8		4.93	4.18		5.72		2.66
Máximo	5.10	5.55	5.79	5.88	5.79	5.86	5.62	5.70	6.05	6.27	5.64	5.51
Mínimo	2.33	0.82	3.56	2.36	1.58	1.67	2.25	3.96	2.93	3.78	2.82	0.88
Promedio	3.81	4.69	4.96	4.46	4.66	4.64	4.82	5.14	4.89	5.27	4.03	3.70

Tabla 6.8.2. Hora Solar Pico anual para un generador Fotovoltaico.

Valores de Hora Solar Pico Anual	
Máximo Anual	5.73
Mínimo Anual	2.23
Promedio Anual	4.59

El Factor de Planta (FP) de un Sistema Solar fotovoltaica es la medida de rendimiento del generador y se calcula como la producción de energía real despachada por el generador en un determinado periodo de tiempo entre la energía que teóricamente se hubiere despachado por el mismo sistema solar fotovoltaico en el mismo periodo de tiempo de producción de la energía real.

$$FP = \frac{\text{Producción de Energía Real}}{\text{Producción de Energía Teórica}}$$



Gráfica 6.8.2 Representación del Factor de Planta para el sistema fotovoltaico conectado a la red en San Salvador.

Tabla 6.8.3 Factor de Planta diario para un generador Fotovoltaico.

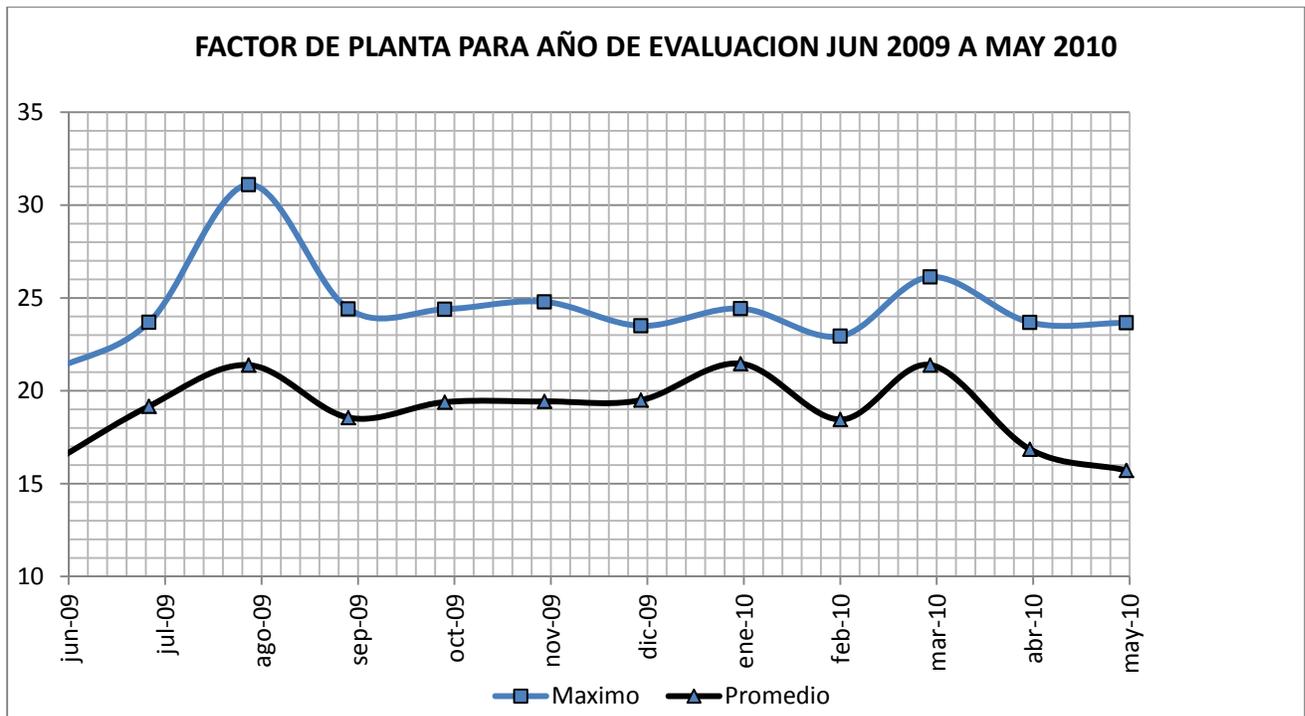
FACTOR DE PLANTA PARA AÑO DE PRUEBA												
Día/Mes	Jun-09	Jul-09	Ago-09	Sep-09	Oct-09	Nov-09	Dic-09	Ene-10	Feb-10	Mar-10	Abr-10	May-10
1		13.0	31.1	22.0	21.7	15.1	20.1	21.4	22.4	16.3	20.6	6.3
2	16.2	12.3	24.1	21.5	21.4	13.6	18.8	19.9	21.3	20.9	18.5	20.8
3	16.5	13.4	21.4	21.5	19.1	16.7	17.8	22.1	22.2	18.6	17.9	17.1
4	18.8	22.8	24.0	21.9	16.3	14.0	20.6	23.2	21.6	22.1	18.2	20.5
5	17.6	23.5	24.2	22.2	14.0	9.9	21.3	23.7	17.5	24.9	15.6	20.4
6	20.8	19.8	24.7	16.1	12.2	8.9	21.6	22.5	14.5	24.6	18.2	20.3
7	17.4	15.6	22.6	20.3	18.4	6.9	21.9	21.6	15.9	26.1	11.6	19.1
8	18.4	15.9	16.6	15.8	20.6	9.7	20.5	22.9	18.5	23.7	17.2	23.5
9	15.5	17.4	20.6	20.2	21.9	18.7	19.6	22.7	14.7	20.6	20.3	23.4
10	18.9	18.5	23.8	13.8	6.7	22.3	20.8	22.4	16.7	17.7	22.9	23.7
11	21.1	21.2	21.9	16.5	21.4	23.9	19.5	24.4	18.7	21.3	21.6	20.9
12	17.7	22.8	24.0	20.9	24.4	24.8	16.4	24.0	13.4	21.3	23.7	17.4
13	15.2	18.3	21.9	10.0	20.3	24.2	19.4	24.1	22.1	16.1	17.4	20.3
14	14.1	22.8	18.8	19.3	22.9	19.3	19.8	21.3	21.4	16.2	16.2	18.6
15	13.7	19.5	20.7	19.3	21.4	18.8	20.9	21.4	15.5	17.7	14.2	19.6
16	10.7	21.4	14.9	15.4	21.0	23.2	19.7	18.5	21.8	18.7	18.2	17.5
17		22.2	19.9	14.4	22.2	24.4	20.1	22.5	22.2	22.2	15.7	12.0
18		23.7	20.7	19.0	23.8	24.4	18.8	22.4	22.9	23.0	15.5	10.6
19		23.2	20.8	22.2	20.7	24.6	17.9	22.6	21.0	23.3	14.6	20.6
20		22.1	17.2	14.2	20.1	24.0	9.3	21.4	19.3	17.1	18.4	12.6
21		8.4	23.0	18.7	21.0	23.8	18.7	20.7	14.1	21.3	17.4	9.5
22	16.5	21.5	18.9	23.1	18.4	23.9	23.5	19.5	17.1	25.0	12.4	17.8
23	15.2	22.9	22.5	24.4	19.4	21.9	14.5	16.3	18.7	24.7	15.1	16.3
24	18.4	22.3	22.3	9.7	19.7	19.0	21.4	21.2	15.3	23.0	16.1	14.8
25	17.6	18.9	20.7	15.0	20.8	20.8	22.2	20.7	11.1	20.5	15.3	11.2
26	14.9	21.8	15.7	16.2	17.5	22.8	19.5	21.4	12.7	20.0	14.7	8.5
27	17.9	23.2	20.9	21.8	21.1	17.0	16.2	23.1	21.4	22.9	16.9	5.5
28	12.5	22.1	21.7	22.0	23.1	23.5	21.3	17.2	22.8	19.3	14.9	15.4
29	16.3	19.2	20.0	21.2	17.8	21.8	22.2	21.3		22.4	12.2	3.1
30	11.8	21.0	24.2	18.4	20.4	21.0	20.3	21.1		23.8	14.2	4.4
31		3.6	19.1		11.6		20.0	17.6		23.4		11.6
Máximo	21.1	23.69	31.1	24.41	24.39	24.79	23.5	24.43	22.94	26.13	23.68	23.66
Mínimo	10.7	3.61	14.87	9.7	6.7	6.9	9.3	16.3	11.1	16.14	11.6	3.1
Promedio	16.40	19.17	21.38	18.56	19.39	19.43	19.50	21.46	18.45	21.39	16.85	15.72

El valor de 31.1 máximo factor de planta alcanzado para el día 1 de agosto, también se tuvo valores críticos como el 29 de Mayo con 3.13, llegando a tener un promedio anual de 18.98 como

factor de planta, el cual es un valor que puede tomarse como referencia para determinar valores a la hora de un diseño de una planta fotovoltaica en la región central de San Salvador.

Tabla 6.8.4. Factor de Planta anual para un generador Fotovoltaico.

Valores de Factor de Planta Anual	
Máximo Anual	31.10
Mínimo Anual	3.13
Promedio Anual	18.98

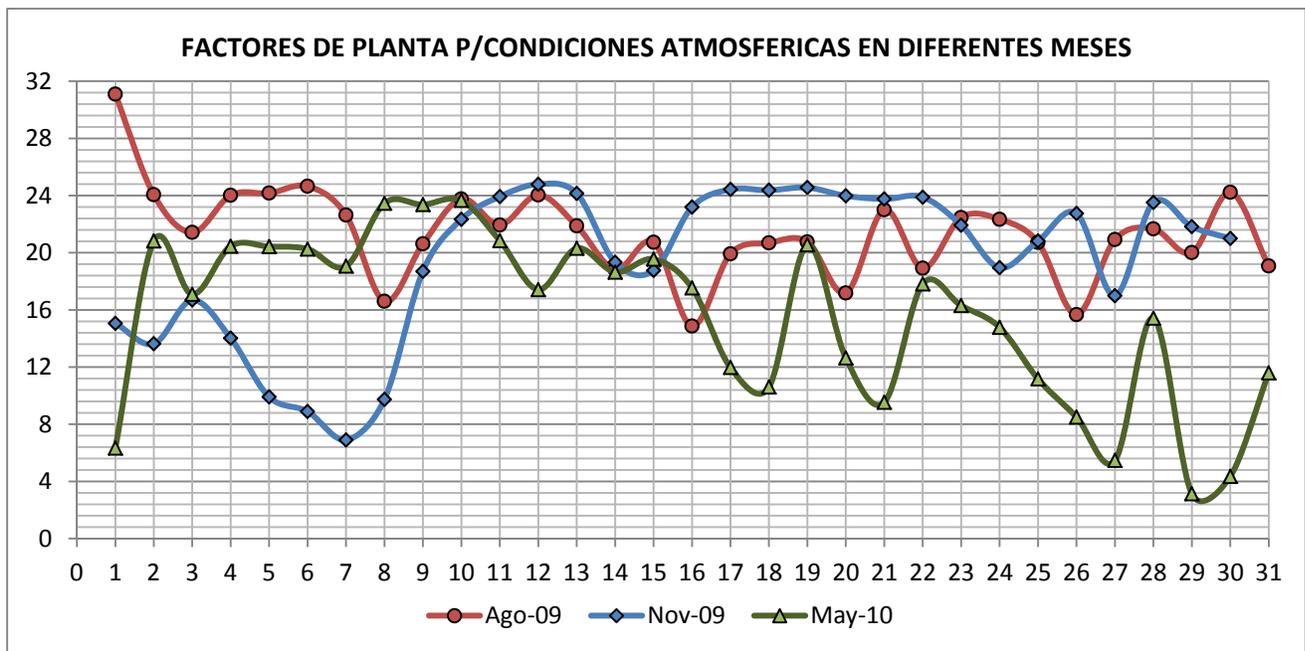


Gráfica 6.8.3 Representación del Factor de Planta para el sistema fotovoltaico conectado a la red en San Salvador, los valores presentados son máximos.

La gráfica 6.8.3 muestra valores de factor de planta de hasta 31.1 como máximo en agosto, y un valor pico promedio en el mes de enero de 21.46, siendo el promedio más bajo de 15.72 en mayo, debido a la época de lluvia. La época lluviosa afecta a la tecnología solar FV y favorece a otras; por ejemplo: la generación hidroeléctrica le favorece la lluvia por el hecho de acumular su fuente primaria en los embalses para la generación de energía eléctrica, a la generación fotovoltaica la afecta disminuyendo su factor de planta.

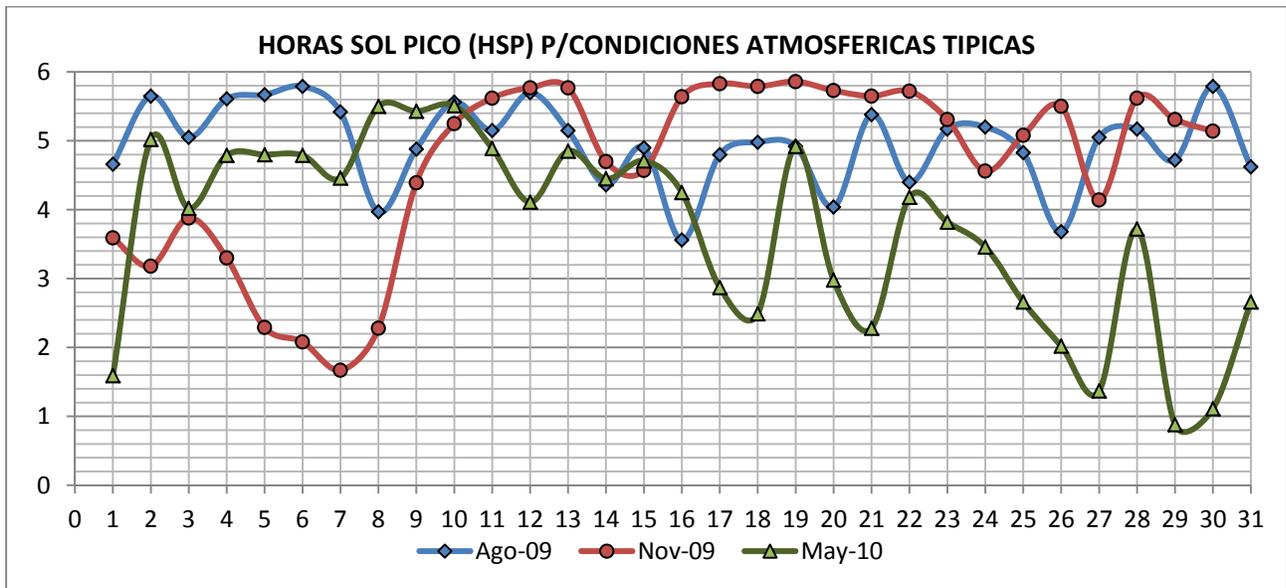
Tabla 6.8.5. Factor de Planta máximos y promedios mensuales para el generador Fotovoltaico en CEL San Salvador.

FACTOR DE PLANTA PARA AÑO DE PRUEBA												
Día/Mes	Jun-09	Jul-09	Ago-09	Sep-09	Oct-09	Nov-09	Dic-09	Ene-10	Feb-10	Mar-10	Abr-10	May-10
Máximo	21.1	23.69	31.1	24.41	24.39	24.79	23.5	24.43	22.94	26.13	23.68	23.66
Promedio	16.14	19.17	21.38	18.56	19.39	19.43	19.50	21.46	18.45	21.39	16.85	15.72

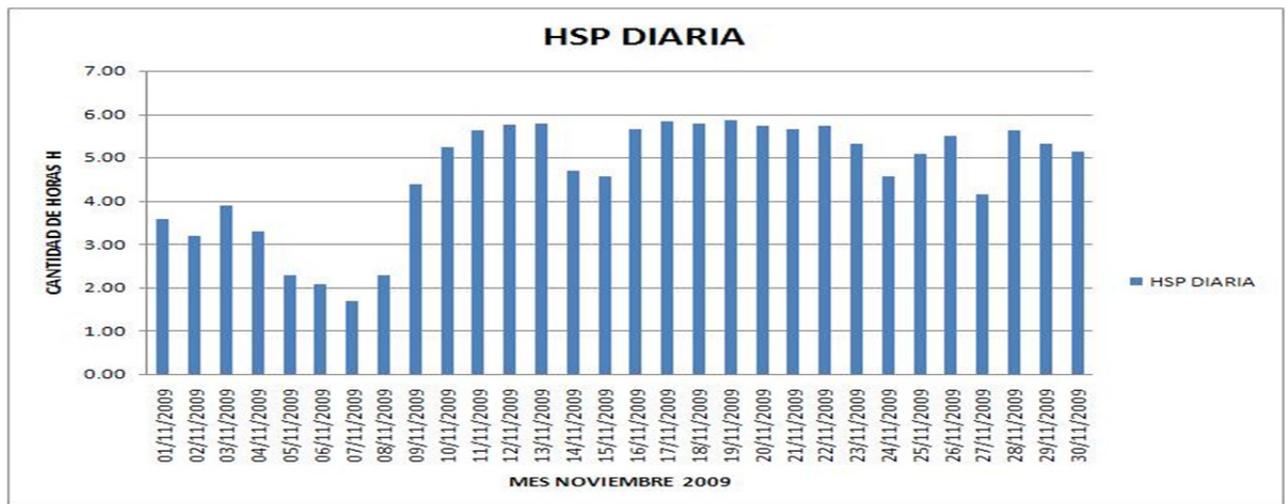


Gráfica 6.8.4 Variación del Factor de Planta para diferentes condiciones atmosféricas, los valores presentados son máximos.

Las condiciones atmosféricas juegan un papel determinante para la generación de energía fotovoltaica, como se observa la disminución en las gráficas 6.8.4 para el Factor de Planta y la gráfica 6.8.5 para las Horas Sol Pico. Analizando 3 meses por sus particularidades tenemos agosto con el mes de mayor generación de energía fotovoltaica por tener irradiancia uniforme, las horas sol pico oscilaron en un rango de 4 a 6 HSP, Noviembre del 1 al 8 con alta nubosidad e intensas lluvias, lo cual se reflejo tanto para la HSP como para el Factor de Planta, alcanzo un mínimo de 1.6 HSP, la condición climática fue más desfavorable para el mes de mayo donde alcanzó un mínimo de 0.88 HSP, debido a estas condiciones adversas para la generación de energía fotovoltaica, el mes de mayo es el de menor producción.



Gráfica 6.8.5 Variación de la Hora Solar Pico para diferentes condiciones atmosféricas, los valores presentados son máximos.



Gráfica 6.8.6 Variación de la Hora Solar Pico para diferentes condiciones atmosféricas en el mes de, los valores presentados son máximos.

La tabla 6.8.6 muestra los resultados donde se tiene una ganancia de producción de energía monocristalina de 5.1% anual sobre la tecnología amorfa y 2.7% sobre la tecnología policristalina y un 2.5% mayor generación de energía del policristalina sobre el amorfo, solo en producción de energía podemos decir que la tecnología monocristalina supera a las otras 2 ya que es más eficiente, pero se requiere un análisis económico para hacer una mejor recomendación de que tecnología es la más adecuada para implementar en nuevos proyectos.

En la tabla 6.8.7 se presentan los valores de radiación solar o energía en kWh incidente en los PFV durante los 12 meses de evaluación del proyecto, se tienen valores máximos como en el mes de

agosto 2009, así como también en enero 2010, sin pasar desapercibidos los meses de las condiciones climáticas desfavorables del 1 al 8 de noviembre 2009 y al final del 24 al 31 mes de mayo 2010, mes en el cual los valores son bien bajos entre 18 y 25 kWh diario.

Tabla 6.8.6. Producción de energía máxima generada por cada tecnología de paneles fotovoltaicos (kWh).

Meses	Monocristalino	Amorfo	Policristalino	% de ganancia Monoc-Amorf	% de ganancia Monoc-Polic	% de ganancia Polic-Amorf
Jun-09	939.6	910.7	911.2	3.1	3.0	0.1
Jul-09	1,172.7	1,166.8	1,164.8	0.5	0.7	-0.2
Ago-09	1,311.8	1,292.9	1,311.8	1.4	0.0	1.4
Sep-09	1,116.6	1,074.3	1,092.1	3.8	2.2	1.6
Oct-09	1,206.7	1,162.3	1,176.0	3.7	2.5	1.2
Nov-09	1,183.0	1,113.2	1,140.5	5.9	3.6	2.4
Dic-09	1,207.0	1,167.0	1,190.2	3.3	1.4	1.9
Ene-10	1,362.2	1,259.4	1,301.7	7.5	4.4	3.2
Feb-10	1,058.1	969.5	1,019.0	8.4	3.7	4.9
Mar-10	1,339.6	1,258.7	1,284.6	6.0	4.1	2.0
Abr-10	1,040.8	937.7	1,002.3	9.9	3.7	6.4
May-10	990.0	901.0	957.8	9.0	3.2	5.9
Total	13,928.1	13,213.5	13,552.0	5.1	2.7	2.5

Al igual que la radiación o energía solar tenemos la irradiancia que es la potencia instantánea como se muestra en la tabla 6.8.8, esta contiene los valores máximos medidos los cuales se han dado en meses diferentes a aquellos en que se alcanzó máxima radiación, como octubre 2009; estos valores no van en concordancia con la radiación porque las mediciones de irradiancia máximas son valores instantáneos como los del 20, 21 y 27 de octubre 2009, pero no es uniforme y la radiación es irradiancia por periodo de tiempo.

Como referencia la generación de energía eléctrica fotovoltaica por año para la tecnología monocristalina es 1,700.62 kWh por cada kWp instalado en esta región de evaluación; para la policristalina de 1,613.37 kWh por cada kWp instalado y para la tecnología amorfo de 1,654.71 kWh por cada kWp instalado, haciendo un promedio de 1,656.23 kWh/año por kWp instalado.

Plantas	(kWh/año)/kWp	Promedio (kWh/año/kWp)
CEL	1,700.62	1,656.23
	1,613.37	
	1,654.71	

Tabla 6.8.7. Radiación máxima en kWh para año de evaluación

Valores de Energía en kWh diario para el año de Evaluación.												
Día /Mes	Jun-09	Jul-09	Ago-09	Sep-09	Oct-09	Nov-09	Dic-09	Ene-10	Feb-10	Mar-10	Abr-10	May-10
1	58.7	76.7	183.4	129.5	127.9	88.8	118.3	126.3	132.1	95.9	121.2	37.3
2	95.3	72.8	141.9	126.8	126.0	80.4	110.6	117.4	125.7	123.1	109.2	122.8
3	97.4	79.1	126.3	127.0	112.9	98.4	104.7	130.5	130.6	109.6	105.6	100.8
4	111.1	134.3	141.7	128.8	96.2	82.7	121.7	136.8	127.5	130.4	107.5	120.6
5	103.6	138.3	142.5	130.8	82.3	58.4	125.5	139.9	103.3	146.8	92.0	120.5
6	122.7	117.0	145.3	94.7	72.1	52.4	127.4	132.7	85.5	145.2	107.4	119.5
7	102.5	91.9	133.5	119.5	108.2	40.7	128.8	127.6	93.5	154.1	68.1	112.4
8	108.6	93.6	97.9	93.2	121.6	57.4	120.9	135.2	109.1	139.8	101.5	138.4
9	91.5	102.8	121.6	119.3	129.1	110.3	115.5	134.1	86.8	121.4	119.6	137.8
10	111.5	109.1	140.1	81.4	39.3	131.7	122.4	132.3	98.5	104.3	134.8	139.5
11	124.4	125.2	129.4	97.4	126.3	141.1	114.9	144.1	110.5	125.8	127.1	122.9
12	104.1	134.4	141.7	123.3	143.9	146.2	96.9	141.4	78.7	125.6	139.6	102.7
13	89.5	108.1	129.1	58.7	119.8	142.4	114.3	141.9	130.0	95.2	102.5	119.8
14	83.1	134.1	111.0	114.1	135.1	114.0	116.6	125.6	126.4	95.5	95.8	109.9
15	80.9	115.1	122.2	113.6	126.2	110.6	123.4	126.4	91.4	104.2	83.9	115.3
16	63.3	126.2	87.7	90.8	123.9	136.8	115.9	109.2	128.4	110.0	107.3	103.4
17	37.2	130.7	117.4	84.8	130.8	144.1	118.7	132.7	130.8	130.7	92.6	70.6
18	102.3	139.7	122.0	112.0	140.6	143.7	110.9	132.2	135.3	135.4	91.5	62.5
19	102.3	136.6	122.4	130.9	122.3	144.8	105.6	133.1	123.7	137.2	86.2	121.3
20	102.3	130.1	101.3	83.7	118.7	141.4	54.9	126.1	114.0	100.8	108.4	74.6
21	37.5	49.4	135.7	110.3	124.0	140.1	110.4	122.2	82.9	125.6	102.4	56.3
22	97.5	126.7	111.6	136.3	108.2	140.9	138.6	115.2	101.1	147.7	72.8	105.1
23	89.6	135.1	132.4	144.0	114.1	129.3	85.3	96.1	110.2	145.7	88.9	96.1
24	108.5	131.7	131.7	56.9	115.9	111.8	126.4	125.1	89.9	135.5	94.6	87.2
25	104.0	111.5	122.2	88.4	122.6	122.8	130.7	122.0	65.5	120.9	90.5	65.9
26	87.7	128.7	92.4	95.6	103.4	134.2	115.1	126.3	74.6	117.9	86.5	50.1
27	105.5	137.0	123.3	128.6	124.1	100.2	95.8	135.9	126.2	135.1	99.6	32.2
28	73.8	130.2	127.8	129.8	136.2	138.7	125.7	101.3	134.7	113.9	87.9	91.0
29	96.0	113.1	118.0	124.9	104.7	128.7	130.7	125.8		131.9	72.0	18.4
30	69.3	124.0	142.9	108.2	120.1	123.9	119.5	124.5		140.2	83.6	25.7
31		21.3	112.5		68.6		118.0	103.5		138.0		68.3
Máximo	124.4	139.7	183.4	144.0	143.9	146.2	138.6	144.1	135.3	154.1	139.6	139.5
Mínimo	37.2	21.3	87.7	56.9	39.3	40.7	54.9	96.1	65.5	95.2	68.1	18.4
Promedio	92.1	113.0	126.1	109.4	114.4	114.6	115.0	126.6	108.8	125.3	99.4	92.7

Tabla 6.8.8. Valores de irradiancia máximas para año de evaluación.

Valores de irradiancia W/m ² diario para el año de Evaluación con medidores SMA.												
Día /Mes	Jun-09	Jul-09	Ago-09	Sep-09	Oct-09	Nov-09	Dic-09	Ene-10	Feb-10	Mar-10	Abr-10	May-10
1	127.21	838.48	865.17	971.93	868.21	860.62	849.46	850.50	894.12	775.93	848.24	544.27
2	852.92	873.75	813.62	896.86	907.64	913.14	897.93	805.38	855.62	772.59	757.98	920.49
3	845.62	667.25	846.43	906.54	861.43	603.43	911.00	888.07	848.80	881.33	745.62	744.05
4	875.77	786.33	833.15	861.57	958.93	853.77	837.86	827.93	846.76	857.37	845.36	841.26
5	794.46	783.50	818.50	919.23	874.21	915.00	804.64	826.71	843.34	869.45	761.68	805.80
6	871.23	869.75	853.79	858.92	900.38	519.57	800.57	835.36	752.12	919.59	897.98	802.29
7	799.50	972.00	857.77	897.83	957.57	594.64	827.54	826.93	635.71	894.34	929.15	771.76
8	940.50	939.55	911.85	896.92	990.69	469.08	796.00	877.00	788.02	889.00	772.68	800.93
9	908.75	889.83	905.27	976.08	919.77	850.71	845.92	815.87	869.49	804.83	895.05	799.10
10	815.58	845.83	812.77	905.33	856.86	922.36	892.62	879.00	825.60	808.23	865.32	794.86
11	798.17	835.85	922.27	922.50	470.79	906.92	785.64	845.57	835.50	855.48	867.45	783.43
12	847.00	793.58	826.36	988.15	904.93	967.08	787.64	846.79	856.20	861.33	839.54	730.64
13	885.18	880.25	817.63	945.64	902.79	841.14	793.29	843.86	856.34	680.98	773.24	813.76
14	636.08	774.80	742.71	934.57	933.14	862.67	783.64	837.64	854.64	758.34	726.14	836.19
15	876.82	810.91	846.33	901.31	879.85	831.54	786.79	824.08	820.12	741.32	827.00	820.56
16	762.42	789.21	992.50	908.43	908.69	922.85	793.93	862.85	784.02	803.64	812.43	831.52
17	632.33	801.50	920.00	866.00	962.21	837.79	779.38	853.07	848.95	859.15	676.63	719.69
18	-	793.60	898.00	940.50	871.43	860.29	807.46	801.21	864.10	885.48	749.90	475.76
19	-	803.08	930.13	965.31	893.64	852.36	824.38	813.00	891.98	856.64	800.10	844.00
20	485.20	829.64	896.23	898.93	1,039.57	854.71	914.17	813.21	861.10	712.78	702.69	742.43
21	277.67	794.86	836.11	958.00	1,015.50	849.85	609.14	818.14	831.75	839.76	704.50	661.90
22	934.31	941.14	929.69	937.46	838.31	844.00	942.86	817.00	715.07	873.29	688.45	694.67
23	863.50	913.43	845.31	873.54	954.23	836.36	833.00	728.21	848.74	860.24	695.73	702.39
24	854.63	819.54	883.93	876.64	883.71	857.00	725.46	802.79	872.46	873.05	717.90	636.54
25	807.20	926.36	879.07	983.23	919.23	826.29	935.21	819.38	694.90	921.32	712.83	699.37
26	734.70	880.64	863.77	929.71	879.07	864.69	819.50	794.29	538.85	821.14	662.24	389.80
27	886.50	786.43	970.79	868.36	1,003.86	829.54	831.64	797.86	763.90	798.43	714.12	288.02
28	757.60	811.00	905.43	926.14	937.29	893.07	851.43	817.79	832.36	834.63	724.38	786.36
29	858.30	842.15	955.46	848.67	889.50	839.38	863.36	823.43		864.46	474.67	222.66
30	739.73	924.86	845.85	871.43	921.46	853.50	820.73	856.29		837.24	690.54	310.19
31		577.38	942.79		942.29		815.29	823.57		828.51		531.76
Máx	940.50	972.00	992.50	988.15	1,039.57	967.08	942.86	888.07	894.12	921.32	929.15	920.49
Mín.	277.67	577.38	742.71	848.67	470.79	469.08	609.14	728.21	538.85	680.98	474.67	222.66
Pro	715.63	832.14	876.41	914.52	904.75	824.45	824.76	828.15	811.81	833.54	762.65	693.82

6.9 Análisis comparativo técnico y económico entre tecnologías de paneles fotovoltaicos.

Realizar un análisis comparativo económico entre las tres tecnologías de paneles fotovoltaicos utilizados para este caso en particular.

Una de las partes más importantes del presente estudio es la evaluación económica, para desarrollar esto, se han empleado tres herramientas de análisis: **Valor presente, TIR y relación beneficio/ costo**, en principio se ha evaluado la producción total de cada tecnología en su conjunto, por tanto se presenta un desglose de los considerandos, fórmulas y metodología empleada, se han evaluado diferentes escenarios posibles, en el último de ellos se ha trabajado con los precios actuales de mercado, dicha evaluación se consideró necesaria, dado que los precios de los paneles fotovoltaicos han disminuido apreciablemente en relación con los costos de compra del año 2008.

Dado que las relaciones Costo/beneficio que se obtuvieron del estudio anteriormente descrito, presentaron pequeñas diferencias, se consideró necesario efectuar el mismo análisis económico únicamente al grupo de arreglos uno, de cada tecnología, la razón se debe a que existen ciertos problemas de sombra sobre los paneles fotovoltaicos de los grupos 2 y 3 y el grupo de arreglos uno de cada tecnología no tiene problemas de sombra durante todo el año, por tanto los resultados son más reales.

Entre los escenarios más importantes evaluados, conviene destacar aquellos en los que la estructura de soporte de los PFV está formada por riel STRUT, esto debido a que es una estructura sencilla y de bajo costo que muy probablemente se emplee en los techos de viviendas, losas, oficinas, fabricas, etc., la estructura actual empleada en CEL para soportar los PFV, solo se consideró en el primer escenario, debido a que su costo es demasiado alto y esto deforma los resultados, por otro lado no representa una estructura que pueda utilizarse en forma generalizada en el país.

Otras situaciones evaluadas en las cuales se determina el costo de venta para un VAN igual acero, así como aquellas en las que se actualizan los precios de los PFV y se igualan los costos de venta del kWh a los pagados en el MRS a las plantas térmicas en el año 2010 y en el 2011 merecen especial atención por las conclusiones que se derivan de los resultados obtenidos.

Los análisis toman en cuenta: el incremento en el costo de la energía, kWh, que se espera en los próximos años como resultado de la tendencia observada desde el año 2005, la degradación que experimentan los PFV en el transcurso de su vida útil, costos de mantenimiento, cambio de un inversor en el año trece, no se

considera el impuesto sobre la renta pues la “Ley de incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación Eléctrica” exonera de ese pago a este tipo de proyectos por los primeros 10 años.

DESARROLLO ANALÍTICO

La tabla 6.9.1, muestra las variaciones en el precio del kWh desde 1995, a partir de esta información se ha obtenido en forma porcentual un valor que representa el incremento esperado año con año.

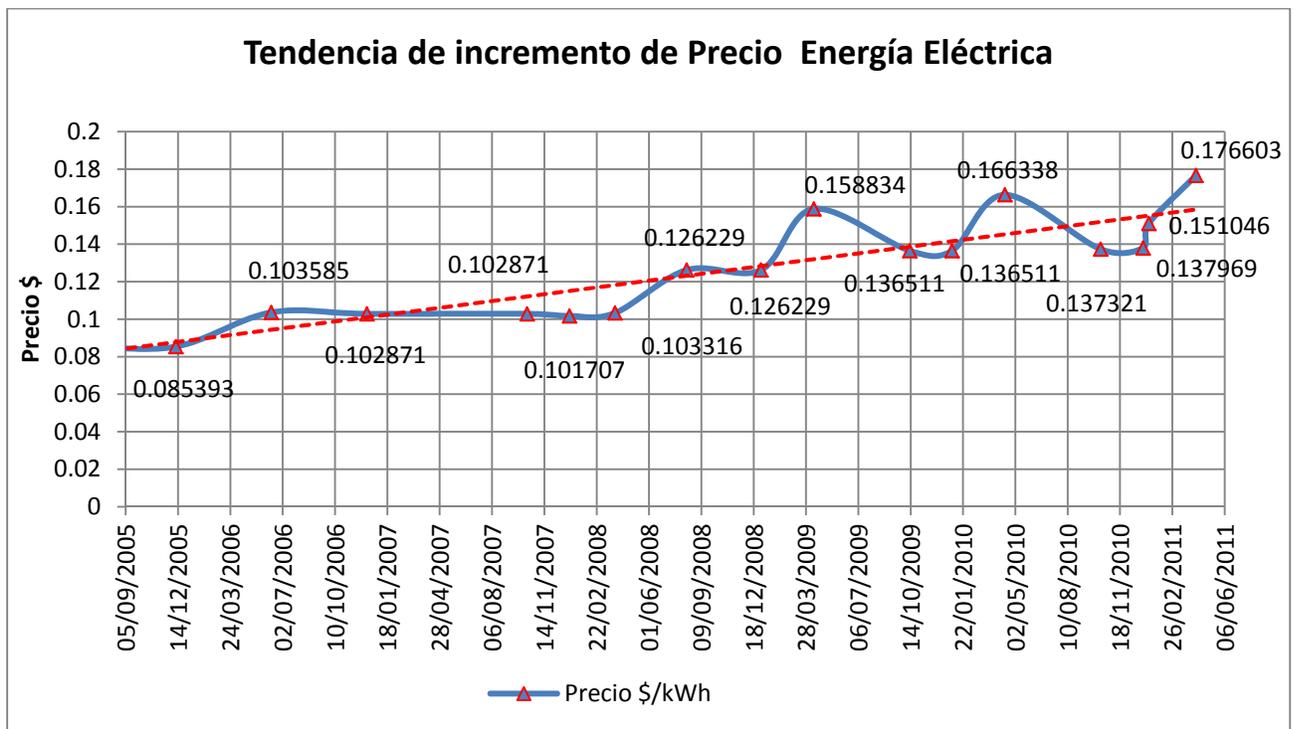
Tabla 6.9.1. Precios de energía eléctrica a nivel de distribuidor baja tensión media demanda.

Fecha	Precio \$/kWh	Año	Promedio \$/año
10/06/2005	0.085615	2005	0.085504
10/12/2005	0.085393		
10/06/2006	0.103585	2006	0.103228
10/12/2006	0.102871		
12/10/2007	0.102871	2007	0.102871
01/01/2008	0.101707	2008	0.110417
28/03/2008	0.103316		
12/08/2008	0.126229		
01/01/2009	0.126229	2009	0.140525
12/04/2009	0.158834		
12/10/2009	0.136511		
01/01/2010	0.136511	2010	0.146723
12/04/2010	0.166338		
12/10/2010	0.137321		
01/01/2011	0.137969	2011	0.155206
12/01/2011	0.151046		
12/04/2011	0.176603		

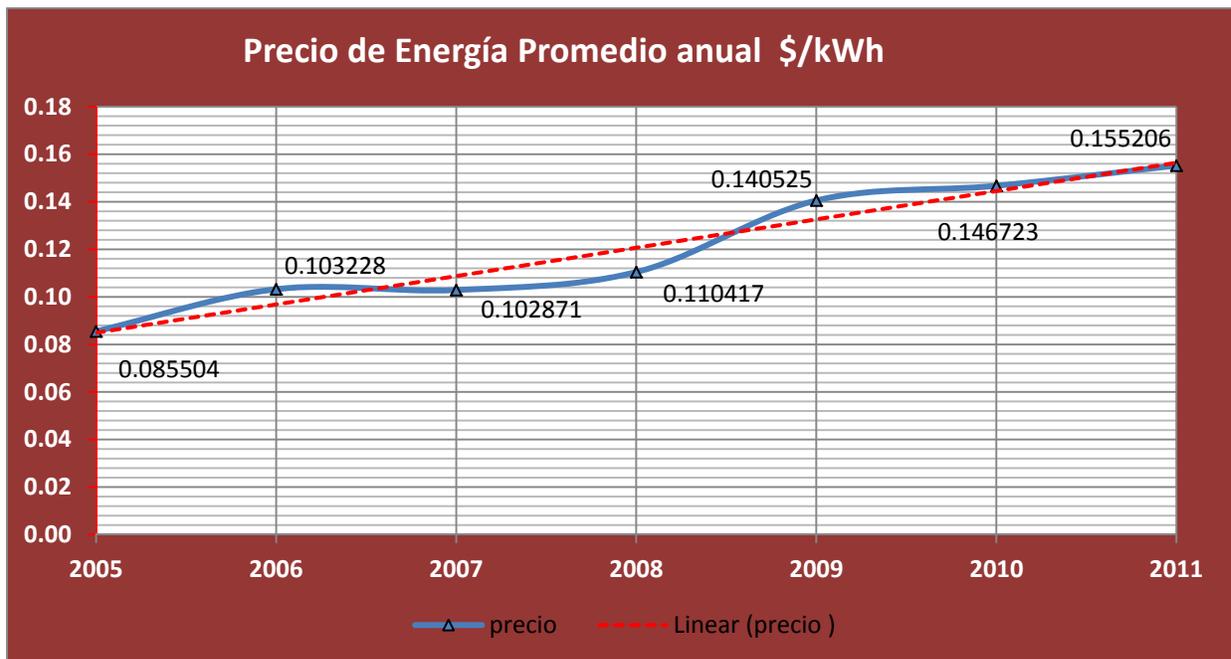
De acuerdo a los datos de la tabla 6.9.1, el precio de la energía varía según la siguiente relación:

$$\Delta pe = \frac{0.155206 - 0.085504}{2011 - 2005} = \$0.011617 \text{ kWh/año}$$

Este valor representa aproximadamente el 7.49% de incremento anual.



Gráfica 6.9.1. Curva de variación de precios desde año 2005 hasta 2011.



Gráfica 6.9.2. Curva de variación de precios promedio anual desde año 2005 hasta 2011.

En el estudio económico que se detalla a continuación se han tomado en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Disminución en la producción de energía de los paneles por año de operación, considerando una degradación lineal para las tres tecnologías, obtenida del fabricante, en la que se establece para monocristalina y policristalina el 20% en 25 años y para la amorfa un 25% en 20 años.
2. Una proyección del incremento del precio de energía de acuerdo al estudio del comportamiento en 6 años, 2005 a 2011, con los precios oficiales publicados por SIGET, 7.49% anual.
3. Se considera un inversor adicional para cada tecnología partir del año trece.
4. Un ahorro por pago de potencia obtenido por la disminución de potencia necesaria de la red.
5. Compensación de bonificación por tonelada de CO₂ no expulsado a la atmosfera por producir energía renovable.
6. Un estimado de disminución de cargo por potencia no suministrada.
7. Costos de operación y mantenimiento en proporción a la tecnología, operación incluye un técnico que supervisa el sistema una hora diaria y mantenimiento 2 limpiezas en el año.
8. Una tasa mínima de retorno del 3%
9. Estructura de soporte de los PVF con riel STRUT.
10. No se considera pago de impuesto sobre la renta

En los párrafos a continuación, se detalla el análisis económico efectuado a cada tecnología.

6.9.1 Monocristalino

Los equipos instalados tiene las siguientes características: capacidad de potencia pico instalada de 8190 Wp (8.19 kWp), consistente en 39 paneles de 210 Wp de potencia pico cada uno conectados en tres sub-arreglos de 13 paneles, cada sub-arreglo está conectado a un inversor de 3000 W de potencia nominal.

Tabla 6.9.1.1. Características de paneles monocristalinos instalados en CEL.

No de serie de INVERSORES		No de Paneles	Pot. Panel	Total potencia W	Área utilizada por arreglo			Pot. Max del arreglo (W/m ²)	
					Largo	Ancho	Superf en m ²		
Monocristalino	1	2000602668	13	210	2,730	1.65	0.992	21.28	128.30
	2	2000602562	13	210	2,730	1.65	0.992	21.28	128.30
	3	2000602584	13	210	2,730	1.65	0.992	21.28	128.30
		Total			8,190			63.84	384.90

La tabla 6.9.1.1 contiene las características de los paneles monocristalinos, 13 PFV conectados por cada inversor identificado por sus números de serie, cada uno de 210 W de potencia, 1.65x0.992 metros, haciendo un total por cada arreglo de 2.73 kWp y una superficie por arreglo de 21.28 m², equivalente a 128.30 Wp/m².

Unidades	Descripción	Precio Unitario	Sub Total
39	Paneles Monocristalinos	\$1,243.90	\$48,512.10
3	Inversores de Conexión a Red SMA	\$2,266.32	\$6,798.96
1	Estructura	\$33,993.29	\$33,993.29
1	Material Eléctrico	\$3,135.53	\$ 3,135.53
Total			\$92,439.88

Tabla 6.9.1.2 Inversión del generador de tecnología monocristalina.

En la tabla 6.9.1.2 se han considerado los costos de la estructura construida por CEL, como puede observarse su costo es bastante alto en comparación con los PFV lo que deforma el estudio del sistema. En otros escenarios planteados se ha considerado una estructura más sencilla y práctica con Riel STRUT, que sería lo más usual para este tipo de instalaciones, debido a su sencillez de montaje y costo.

El Costo por kWp instalado en el proyecto de paneles monocristalinos se muestra en la tabla 6.9.1.3.

Tabla 6.9.1.3 Costo del kWp del generador monocristalino.

Costo del kWp de potencia Monocristalino instalado Teórico	\$92,439.88	\$ 11,286.92	\$/kW instalado
	8,190		

Asumiendo un precio por kWh de 0.140525 se detalla el ingreso en el primer año para una producción de 13,298.05 kWh y un estimado de reducción en potencia durante el año de 7.63 kW por mes, por lo que multiplicándolo por 12 meses y por el precio del costo del uso de red se obtiene 305.70 dólares anuales.

Tabla 6.9.1.4 Ingresos anuales del generador de tecnología monocristalina.

Descripción	Energía Producida (KWh)	Costo de Energía (US\$)	Total (\$)
Energía kWh	13,928.05	\$ 0.140525	1,957.24
Potencia kW	7.63	\$ 3.34	\$ 305.70
Total			\$ 2,262.94

Tabla 6.9.1.5 Rubros del flujo neto de efectivo del generador Monocristalino en el primer año

Rubro de Cuenta	Primer Año
Ingresos Por Cuenta	\$2,262.94
(-) Costos de Operación y mto.	-\$ 725.04
Utilidad Bruta de Operación	\$1,537.90
(-) Costos de Administración	\$ -
(-) Costos Financieros	\$ -
Utilidad Neta Antes de Impuestos	\$1,537.90
Impuesto Sobre la Renta (25%)	\$0.00
Compensación por CO2 no vertido	\$119.08
Flujo Neto de Efectivo	\$1,656.99

Este flujo neto cambiará año con año de acuerdo al porcentaje de incremento del pliego tarifario y a la degradación en la producción establecida por el fabricante de las celdas.

El análisis económico se inicia estableciendo el valor de la Tasa Mínima Atractiva de Retorno (TMAR), esta tasa fija el nivel mínimo de intereses (%) con el que un inversionista esperaría recuperar la inversión inicial.

$$TMAR = \text{Inflación} + \text{Premio al Riesgo} + \text{Utilidades}$$

Tabla 6.9.1.6 Índices considerados para el cálculo de TMAR del generador monocristalino.

Inflación anual	0.00
Premio al riesgo	0.03
Utilidades	0.00
TMAR	0.03

Para el cálculo del TMAR solo se ha considerado el 3% que debería de obtener una persona natural por guardar su dinero en el sistema financiero (Banco) del país. El cálculo del indicador del Valor Actual Neto, VAN, se determinó mediante la siguiente ecuación:

$$VAN = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \frac{FNE_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FNE_N}{(1+i)^N}$$

Dónde:

- FNE_N : Flujo Neto de Efectivo correspondiente a cada año de evaluación del proyecto.
- i : Tasa de interés, que para este caso es la TMAR que nosotros consideramos y es del 3%.
- N : Número de años de evaluación para el caso del monocristalino 25 años.
- VAN : Valor Actual Neto

Sustituyendo valores se tiene:

$$VAN = -92,439.88 + \frac{1,656.99}{(1+0.03)^1} + \frac{1,739.85}{(1+0.03)^2} + \dots + \frac{6,550.70}{(1+0.03)^{25}}$$

$$VAN = -36,747.06$$

Observe como varía el flujo neto de efectivo en cada año, el VAN obtenido es negativo, lo que indica que el proyecto no es económicamente viable, debido a que durante la vida útil del sistema no se recupera la inversión inicial del sub generador monocristalino.

La Tasa Interna de Retorno (TIR), en base al Flujo Neto de Efectivo es otro indicador para verificar la viabilidad del proyecto. Representa la tasa de descuento que hace el VAN igual a cero, es decir aquella tasa que hace que los ingresos actuales sean iguales a la inversión inicial.

Se utiliza la siguiente ecuación para la Tasa Interna de Retorno:

$$0 = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \frac{FNE_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FNE_N}{(1+i)^N} = VAN$$

Dónde:

- FNE_N : Flujo Neto de Efectivo
- i : Tasa de interés, valor al cual el VAN=0.

Al realizar la evaluación en Excel el valor obtenido es $TIR = -3.26\%$

El TIR debería de ser $TIR \geq TMAR$, para considerar apropiada la inversión, un valor inferior indica que no es conveniente desarrollar este proyecto:

$TIR < TMAR \equiv muy\ negativo\% < 3.0\%$, el proyecto no sería rentable.

También se ha evaluado el Tiempo de Recuperación de la Inversión (TRI) que muestra en cuanto tiempo se recupera lo que se ha invertido.

Una forma fácil de calcularlo es el número del periodo donde se iguala la sumatoria de los flujos netos de efectivos en presente a la inversión inicial. Y para el caso se obtuvo **35 años** haciendo una proyección de continuidad de la evaluación.

Con estas condiciones el tiempo de recuperación es mayor que el periodo de vida útil del sub generador Monocristalino, lo que nuevamente indica la no viabilidad del proyecto Finalmente se evaluó el índice financiero llamado Beneficio / Costo, siendo este igual a la relación entre la sumatoria del flujo neto de efectivo para cada año traído al presente entre la inversión inicial

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} = \frac{\text{Suma FNE}}{\text{Inversión}} = \frac{\$55,692.82}{\$92,3439.88} = 0.6025$$

El indicador nos dice que el proyecto no es viable, dado que por cada dólar invertido solo se recupera 0.5959 centavos de dólar, para que sea el proyecto viable la relación Beneficio/Costo debe ser mayor que uno.

6.9.2 Policristalino

Continuando con el análisis, tenemos la policristalina con una capacidad de potencia pico de 8190 Wp (8.19kWp) instalados con 39 paneles de 210 Wp de potencia cada uno conectados en tres sub-arreglos de 13 paneles, cada sub-arreglo está conectado a un inversor de 3000 W de potencia nominal

Tabla 6.9.2.1. Características de paneles policristalinos instalados en CEL.

No de serie de INVERSORES		No de Paneles	Pot. Panel	Total potencia W	Área utilizada por arreglo			Pot. Max del arreglo (W/m ²)	
					Largo	Ancho	Superf en m ²		
Policristalino	1	2000602642	13	210	2,730	1.65	0.992	21.28	128.30
	2	2000602566	13	210	2,730	1.65	0.992	21.28	128.30
	3	2000602664	13	210	2,730	1.65	0.992	21.28	128.30
		Total			8,190			63.84	384.90

La tabla 6.9.2.1 contiene las características de los PVF policristalinos, 13 por cada inversor identificado por su número de serie, 210 W pico haciendo un total por arreglo de 2.73 kWp con un largo de 1.65 m y un ancho de 0.992 metros, en total haciendo una superficie por arreglo de 21.28 m² teniendo que cada metro cuadrado del arreglo policristalino tiene una capacidad de potencia instalada de 128.30 Wp/m².

Tabla 6.9.2.2 Inversión del generador de tecnología policristalina.

Unidad	Descripción	Precio Unitario	Sub Total
39	Paneles Policristalinos	\$1,198.83	\$46,754.37
3	Inversores de Conexión a Red SMA	\$2,266.32	\$6,798.96
1	Estructura	\$33,993.29	\$33,993.29
1	Material Eléctrico	\$3,135.53	\$ 3,135.53
Total			\$90,682.15

En la tabla 6.9.2.2 se considera el precio de la estructura de soporte construida por CEL, material eléctrico para interconectar los 3 arreglos de 13 paneles cada uno y los 3 inversores necesarios para obtener la energía generada por el generador policristalino.

Tabla 6.9.2.3 Costo del kWp del generador policristalino.

Costo del kWp de potencia Monocristalino instalado Teórico	\$90,682.15	\$ 11,072.30	\$/kW instalado
	8,190		

De una manera similar se tomaron los mismos criterios considerados en la evaluación del sistema Monocristalino obteniéndose:

Tabla 6.9.2.4 Ingresos anuales del generador de tecnología policristalina.

Descripción	Energía Producida (KWh)	Costo de Energía (US\$/KWh)	Total (\$)
Energía kWh	13,552.04	\$ 0.140525	\$ 1,904.40
Potencia kW	7.43	\$ 3.338026	\$ 297.45
Total			\$ 2,201.85

Tabla 6.9.2.5 Rubros del flujo neto de efectivo del generador policristalino.

Rubro de Cuenta Policristalina	Primer Año
Ingresos Por Cuenta	\$2,201.85
(-) Costos de Operación y mtto.	-\$ 725.04
Utilidad Bruta de Operación	\$1,476.81
(-) Costos de Administración	\$ -
(-) Costos Financieros	\$ -
Utilidad Neta Antes de Impuestos	\$1,476.81
Impuesto Sobre la Renta (25%)	\$0.00
Compensación por CO2 no vertido	\$115.87
Flujo Neto de Efectivo	\$1,592.68

$$TMAR = \text{Inflación} + \text{Premio al Riesgo} + \text{Utilidades}$$

Tabla 6.9.2.6 Índices considerados para el cálculo de TMAR del generador policristalino.

Inflación anual	0.00
Premio al riesgo	0.03
Utilidades	0.00
TMAR =	0.03

$$VAN = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \frac{FNE_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FNE_N}{(1+i)^N}$$

Sustituyendo valores se tiene:

$$VAN = -90682.15 + \frac{1,592.68}{(1+0.03)^1} + \frac{1,672.13}{(1+0.03)^2} + \dots + \frac{6,294.60}{(1+0.03)^{25}}$$

$$VAN = -37,177.81$$

La Tasa Interna de Retorno (TIR), en base al Flujo Neto de Efectivo es otro indicador para verificar la viabilidad del proyecto, para su cálculo se empleó la siguiente ecuación:

$$0 = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \frac{FNE_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FNE_N}{(1+i)^N} = VAN$$

Sustituyendo valores se obtiene: **TIR = -3.38%**

El Tiempo de Recuperación de la Inversión (TRI), se obtuvo de igual forma que en el caso Monocristalino dando como resultado un TRI igual a **36 años**.

Finalmente el índice financiero llamado Beneficio / Costo obtenido fue de:

Beneficio	Suma FNE	\$53,504.34	= 0.59
Costo	Inversión	\$90,682.15	

Todos los indicadores nos muestran que el subproyecto con tecnología policristalino no es viable.

6.9.3 Amorfo

Para finalizar con el análisis económico, la tecnología Amorfo con una capacidad de potencia pico de 8190 Wp (8.19kWp) instalados con 63 paneles de 130 Wp de potencia cada uno conectados en tres sub-arreglos de 21 paneles, cada sub-arreglo está conectado a un inversor de 3000 W de potencia nominal.

Tabla 6.9.3.1. Características de paneles amorfos instalados en CEL.

No de serie de INVERSORES		No de Paneles	Pot. Panel	Total potencia Wp	Área utilizada por arreglo			Pot. Max del arreglo (W/m ²)	
					Largo	Ancho	Superf. en m ²		
Amorfo	1	2000602637	21	130	2,730	1.414	1.114	33.08	82.53
	2	2000602640	21	130	2,730	1.414	1.114	33.08	82.53
	3	2000602636	21	130	2,730	1.414	1.114	33.08	82.53
Total					8,190			99.24	82.53

La tabla 6.9.3.1 contiene las características de los PFV amorfos, 21 conectados por cada inversor con sus números de serie, 130 W pico haciendo un total por cada arreglo de 2.73 kWp con un largo por panel de 1.414 m y un ancho de 1.114 metros, en total haciendo una superficie por arreglo de 33.08 m² teniendo que cada metro cuadrado del arreglo amorfo tiene una capacidad de potencia instalada de 82.53 Wp/m².

En la tabla 6.9.3.2 se considera el precio de la estructura de soporte construida por CEL, material eléctrico para interconectar los 3 arreglos de 13 paneles cada uno y los 3 inversores.

Tabla 6.9.3.2 Inversión del generador de tecnología amorfa.

Cantidad	Rubro	Precio Unitario	Sub Total
63	Paneles Amorfos	\$630.96	\$39,750.48
3	Inversores de Conexión a Red SMA	\$2,266.32	\$6,798.96
1	Estructura	\$52,842.96	\$52,842.96
1	Material Eléctrico	\$4,874.21	\$4,874.21
Total			\$104,266.61

Tabla 6.9.3.3. Costo del kWp del generador amorfo.

Costo del kW de potencia Amorfo instalado Teórico	\$104,266.61	\$12,730.97
	8,190	

De igual forma se tomaron los criterios para la evaluación del sistema Monocristalino obteniéndose:

Tabla 6.9.3.4 Ingresos anuales del generador de tecnología amorfa.

Descripción	Energía Producida (KWh)	Costo de Energía (US\$/KWh)	Total (\$)
Energía kWh	13,213.54	\$ 0.140525	1,856.83
Potencia kW	7.24	\$ 3.338026	\$ 290.02
Total			\$ 2,146.85

Tabla 6.9.3.5 Rubros del flujo neto de efectivo del generador amorfo.

Rubro de Cuenta Amorfo	Primer Año
Ingresos Por Cuenta	\$2,146.85
(-) Costos de Operación y mtto.	-\$ 849.84
Utilidad Bruta de Operación	\$1,297.01
(-) Costos de Administración	\$ -
(-) Costos Financieros	\$ -
Utilidad Neta Antes de Impuestos	\$1,297.01
Impuesto Sobre la Renta (25%)	\$0.00
Compensación por CO2 no vertido	\$112.98
Flujo Neto de Efectivo	\$1,409.99

Tabla 6.9.3.6 Índices considerados para el cálculo de TMAR del generador Amorfo.

Inflación anual	0.00
Premio al riesgo	0.03
Utilidades	0.00
TMAR =	0.03

$$VAN = -104,266.61 + \frac{1,409.99}{(1 + 0.03)^1} + \frac{1,468.09}{(1 + 0.03)^2} + \dots + \frac{4,628.39}{(1 + 0.03)^{25}}$$

$$VAN = -61,629.19$$

Tasa Interna de Retorno:

$$0 = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \frac{FNE_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FNE_N}{(1+i)^N} = VAN$$

Al realizar la evaluación en Excel se obtiene: **TIR = -5.6%**

El índice de evaluación Tiempo de Recuperación de la Inversión (TRI) que nos dice la viabilidad de la instalación del sub generador resultó ser de **46 años**.

Finalmente el índice financiero llamado Beneficio/ costo obtenido fue de:

Beneficio	Suma FNE	\$42,637.42	0.4089
Costo	Inversión Inicial	\$104,266.61	

Nuevamente, al igual que en los casos anteriores, los indicadores muestran la no viabilidad del proyecto.

En vista de los resultados, y con el objeto de estudiar escenarios más acordes con las circunstancias de instalación y realidad de nuestro país, y considerando la creciente tendencia a la baja de los paneles fotovoltaicos se evaluaron otras alternativas, para lo cual se tomaron las siguientes consideraciones: precios actuales de los PFV, estructura de montaje sencilla con riel Strut, precios de oferta en el MRS de la energía generada por las plantas térmicas. Se consideraron en

especial los precios promedios ofertados por las plantas térmicas al MRS, en el año 2010 y en el 2011 durante el **período resto** que es en el cual también operarían los generadores FV, en un futuro despacho de carga.

La tabla 6.9.3.7 mostrada a continuación, proporciona los precios de PFV al 11 de abril del 2011 de diversas tecnologías y sus proveedores, estos fueron los precios de PFV tomados en cuenta para el análisis económico, a estos costos se les sumó el factor transporte por contenedor a El Salvador y otros gastos estimados en 40%, para considerarlos en la evaluación de costos actualizada.

Tabla 6.9.3.7 Costos actualizados de diferentes tecnologías de PFV.

Manufacturer	Model Number	Watts	IMP	VMP	Price per Panel	Price per Panel \$/Watt	Pallet Price \$/Watt	Container Price \$/Watt	Mega watt Price \$/Watt	More Than Megawatt Price \$/Watt	Cert.	In Stock	Qty.
Evergreen Solar	ES-A-210-FA2	210 Watts	11.23 Imp	18.70 Vmp	\$468.30	\$2.24	\$2.14	\$1.93	\$1.89	\$1.85	IEC, UL	Available in the USA	500 KW
Evergreen Solar	ES-A-210-FA2B	210 Watts	11.23 Imp	18.70 Vmp	\$468.30	\$2.10	\$1.98	\$1.82	\$1.78	\$1.74	IEC, UL	Available in the USA	500 KW
Sun (Laminate) PolyCrystalline	SUN185 SP	185 Watts			164.65	0.89	0.84	0.7	0.66	0.62		Available in the USA	90
GS Solar Thin Film	GS-46S	46 Watts	0.96 Imp	48.00 Vmp	\$61.64	\$1.34	\$1.24	\$1.14	\$1.04	\$1.03	UL	Available in the USA	1 MW

6.9.4 Resumen de los diferentes escenarios considerados.

A-Caso en el cual se considera la energía total generada por cada tecnología durante el año de operación, independientemente de si los PFV, reciben sombra o no.

Tabla 6.9.4.1 Resumen de diferentes escenarios evaluados de las 3 tecnologías en estudio instalados en CEL.

Descripción de Escenarios	Tecnología	Estructura	Inversión	Costo kWp instalado	Energía producida kWh	Precio energía kWh	VAN	TIR (%)	TRI (años)	Benef / Costo
Precio venta energía Caess 2009	Monoc	Existente CEL	\$92,440	\$11,287	\$13,928	\$0.140525	-\$36,747	-3.26%	35	0.60
	Amorfo	Existente CEL	\$104,267	\$12,731	\$13,214	\$0.140525	-\$61,629	-5.60%	46	0.41
	Polic	Existente CEL	\$90,682	\$11,072	\$13,552	\$0.140525	-\$37,178	-3.38%	36	0.59
Precio venta energía Caess 2009	Monoc	Riel strut	\$61,069	\$7,457	\$13,928	\$0.140525	-\$5,376	-0.63%	27	0.91
	Amorfo	Riel strut	\$53,440	\$6,525	\$13,214	\$0.140525	-\$10,803	-1.55%	30	0.80
	Polic	Riel strut	\$59,311	\$7,242	\$13,552	\$0.140525	-\$5,807	-0.70%	27	0.90
Precio promedio energía Térmica 2010	Monoc	Riel strut	\$60,489	\$7,386	\$13,928	\$0.175025	\$13,433	1.42%	22	1.22
	Amorfo	Riel strut	\$54,599	\$6,667	\$13,214	\$0.175025	\$4,291	0.54%	24	1.08
	Polic	Riel strut	\$58,732	\$7,171	\$13,552	\$0.175025	\$12,510	1.37%	22	1.21
Precio promedio energía Térmica Ene - Mayo 2011	Monoc	Riel strut	\$61,069	\$7,457	\$13,928	\$0.260000	\$56,298	5.01%	16	1.92
	Amorfo	Riel strut	\$53,440	\$6,525	\$13,214	\$0.260000	\$48,392	5.06%	16	1.91
	Polic	Riel strut	\$59,311	\$7,242	\$13,552	\$0.260000	\$54,163	4.97%	16	1.91
Precio Actual de PFV y Precio promedio energía Térmica Ene - May 2011	Monoc	Riel strut	\$34,686	\$4,235	\$13,928	\$0.260000	\$84,138	10.81%	10	3.43
	Amorfo	Riel strut	\$26,761	\$3,268	\$13,214	\$0.260000	\$72,161	12.13%	9	3.70
	Polic	Riel strut	\$33,425	\$4,081	\$13,552	\$0.260000	\$81,506	10.85%	10	3.44
Precio de Venta energía VAN=0 PFV Actualizados	Monoc	Riel strut	\$34,686	\$4,235	\$13,928	\$0.175025	\$0	9.16%	25	1.00
	Amorfo	Riel strut	\$26,761	\$3,268	\$13,214	\$0.175025	\$0	9.68%	25	1.00
	Polic	Riel strut	\$33,425	\$4,081	\$13,552	\$0.175025	\$0	9.16%	25	1.00
Precio promedio energía Térmica 2010 y PFV actualizados	Monoc	Riel strut	\$34,686	\$4,235	\$13,928	\$0.175025	\$39,236	5.98%	15	2.13
	Amorfo	Riel strut	\$26,761	\$3,268	\$13,214	\$0.175025	\$32,129	6.48%	14	2.20
	Polic	Riel strut	\$33,425	\$4,081	\$13,552	\$0.175025	\$37,817	5.98%	15	2.13

B- Caso en el cual solo se ha considerado aquellos PFV de cada tecnología, Grupo 1, que no reciben sombra durante el año de estudio.

La figura 6.9.4.1 muestra la ubicación de los arreglos 1, de cada tecnología, dentro del conjunto del sistema

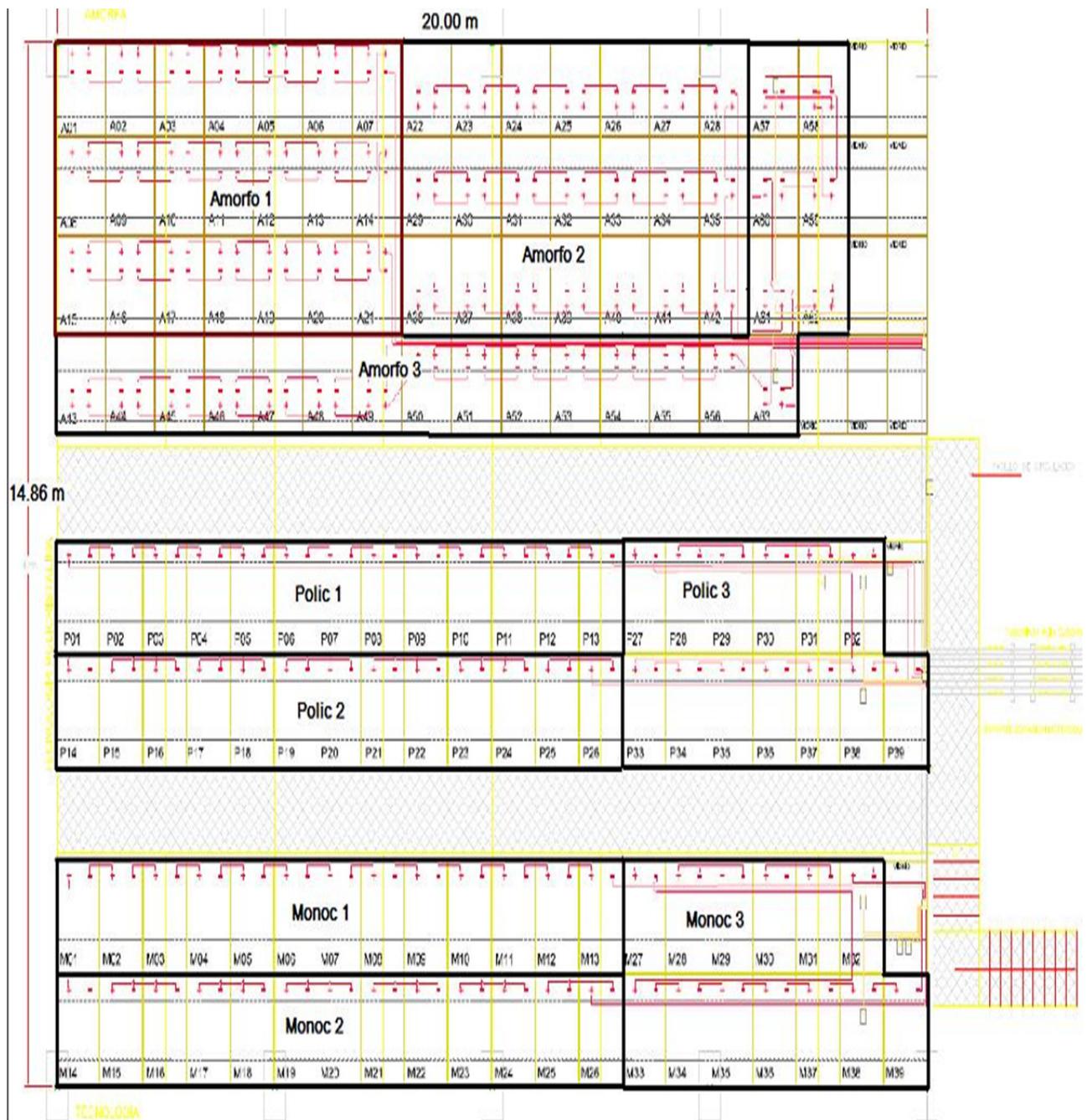


Figura 6.9.4.1 Los paneles fotovoltaicos correspondientes a los grupos uno de cada tecnología no reciben sombra en ningún momento durante el año.

Tabla 6.9.4.2 Resumen de diferentes escenarios evaluados, solo con los arreglos 1 de cada tecnología.

Descripción de Escenarios	Tecnología	Estructura	Inversión	Costo kWp instalado	Energía producida kWh	Precio energía kWh	VAN	TIR (%)	TRI (años)	Benef / Costo
Precio venta energía Caess 2009	Monoc	Existente CEL	\$30,813	\$11,287	\$4,669	\$0.140525	-\$11,186	-2.92%	34	0.64
	Amorfo	Existente CEL	\$34,756	\$12,731	\$4,418	\$0.140525	-\$22,287	-6.35%	49	0.36
	Polic	Existente CEL	\$30,227	\$11,072	\$4,634	\$0.140525	-\$10,802	-2.87%	34	0.64
Precio venta energía Caess 2009	Monoc	Riel strut	\$20,163	\$7,386	\$4,669	\$0.140525	-\$535	-0.19%	26	0.97
	Amorfo	Riel strut	\$18,200	\$6,667	\$4,418	\$0.140525	-\$5,731	-2.55%	33	0.69
	Polic	Riel strut	\$19,577	\$7,171	\$4,634	\$0.140525	-\$152	-0.05%	26	0.99
Precio promedio energía Térmica 2010	Monoc	Riel strut	\$20,163	\$7,386	\$4,669	\$0.175025	\$5,576	1.75%	21	1.28
	Amorfo	Riel strut	\$18,200	\$6,667	\$4,418	\$0.175025	-\$297	-0.12%	26	0.98
	Polic	Riel strut	\$19,577	\$7,171	\$4,634	\$0.175025	\$5,913	1.90%	21	1.30
Precio promedio energía Térmica Ene - May 2011	Monoc	Riel strut	\$20,163	\$7,386	\$4,669	\$0.260000	\$20,627	5.46%	15	2.02
	Amorfo	Riel strut	\$18,200	\$6,667	\$4,418	\$0.260000	\$13,088	4.17%	17	1.72
	Polic	Riel strut	\$19,577	\$7,171	\$4,634	\$0.260000	\$20,853	5.65%	15	2.07
Precio Actual de PFV y Precio promedio energía Térmica Ene - May 2011	Monoc	Riel strut	\$11,375	\$4,167	\$4,669	\$0.260000	\$29,416	11.36%	10	3.59
	Amorfo	Riel strut	\$9,307	\$3,409	\$4,418	\$0.260000	\$21,981	10.95%	10	3.36
	Polic	Riel strut	\$10,948	\$4,010	\$4,634	\$0.260000	\$29,481	11.72%	9	3.69
Precio Venta de energía VAN=0 PFV Actualizados	Monoc	Riel strut	\$11,375	\$4,167	\$4,669	\$0.175025	\$0	9.74%	25	1.00
	Amorfo	Riel strut	\$9,307	\$3,409	\$4,418	\$0.175025	\$0	8.39%	25	1.00
	Polic	Riel strut	\$10,948	\$4,010	\$4,634	\$0.175025	\$0	10.02%	25	1.00
Precio promedio energía Térmica 2010 y PFV actualizados	Monoc	Riel strut	\$11,375	\$4,167	\$4,669	\$0.175025	\$14,364	6.54%	14	2.26
	Amorfo	Riel strut	\$9,307	\$3,409	\$4,418	\$0.175025	\$8,596	5.23%	15	1.92
	Polic	Riel strut	\$10,948	\$4,010	\$4,634	\$0.175025	\$14,542	6.81%	14	2.33

CONCLUSIONES:

La estructura construida en el edificio de CEL para soportar los PFV, no debe considerarse en el análisis económico debido a que por ser sus costos muy altos, deforma cualquier escenario que se pueda evaluar, resultando unos tiempos de recuperación que hacen inviable el proyecto; y también que es un proyecto con fines de investigación.

Con el objeto de establecer costos reales de montaje de un sistema fotovoltaico que puedan emplearse en la mayor parte de aplicaciones industriales y domésticas que pudieran surgir a futuro, se ha considerado una estructura de soporte formada por rieles galvanizados tipo STRUT de fácil

instalación en techos de viviendas, fábricas, industrias y losas. Esto reduce apreciablemente los costos por lo que los escenarios considerados representan costos reales.

Si la energía fotovoltaica se pagara al precio pagado a las térmicas en el 2010 de 0.175 centavos de dólar por kWh generado, la inversión, considerando costos actualizados de PFV, se recupera en 14 años y la relación costo beneficio es de 2.33 para la tecnología policristalina.

En el escenario de precios pagados a las térmicas en el 2011 de hasta 0.26 centavos de dólar por kWh generado, el tiempo de recuperación es de 9 años para la tecnología policristalina a los precios actuales de los PFV, obteniéndose una relación costo/ beneficio de 3.69 para el policristalino.

Del estudio detallado de los diferentes escenarios se puede concluir que la energía fotovoltaica podría competir con la térmica si se pagara el kWh a los mismos costos que se paga en el MRS a las plantas térmicas en el horario de resto.

El aporte FV coincide con uno de los periodos de mayor requerimiento o demanda de energía del país, **periodo de resto**, que corresponden también con los costos más altos ofrecidos por las generadoras térmicas en el MRS.

La evaluación técnica y económica con precios actualizados de PFV, efectuada a cada tecnología muestra que los paneles policristalinos presentan una mayor relación costo beneficio que las otras tecnologías, amorfo y Monocristalino, siendo entonces la más recomendable de las tres estudiadas.

Debido a que la tecnología Cristalina y Amorfa están experimentando constantemente disminuciones en su costo y mejoras en su rendimiento; actualmente se fabrican PFV Amorfos con triple unión capa fina y la instalada en CEL es de dos capas, también se están comercializando PFV cilíndricos que aprovechan la irradiancia en todas direcciones; es conveniente efectuar con alguna frecuencia, nuevas valoraciones de rendimiento y costos, de acuerdo a los cambios tecnológicos, lo que permitirá, en base a situaciones reales, tomar las mejores decisiones y recomendaciones en beneficio del país.

7.0 Generador Fotovoltaico Instalado en la Escuela de Ingeniería Eléctrica EIE-UES.

A raíz de la aprobación de un proyecto de investigación por parte del Consejo de Investigación de la Universidad de El Salvador, orientado al estudio de la factibilidad del uso de los sistemas fotovoltaicos SFV con conexión a la red en El Salvador; en la Escuela de Ingeniería Eléctrica EIE desde abril del 2010, se encuentra operando un sistema trifásico conectado a la red de 2.1kW el cual también posee un monitoreo diario de sus variables físicas y eléctricas. Se considero importante evaluar y comparar la producción del sistema monocristalino de la UES con el de CEL aplicando los factores de escala correspondientes obteniéndose los resultados que se describen en esta sección.

El generador fotovoltaico está formado por 12 PFV de 175 Wp cada uno, conectados a tres inversores monofásicos de 120 VAC de 700Wp, que forman en conjunto un sistema trifásico en estrella 208/120 V. El edificio de la Escuela posee su propia subestación también conectada en el secundario en estrella 208/120 Voltios. La capacidad total del sistema de generación FV es de 2.1 kWp.

7.1 Equipo Utilizado en conexión a la Red

Las características de los equipos se muestran a continuación:

Tabla 7.1 Características físicas de los arreglos instalados en la EIE.

No. paneles por arreglo	Potencia por panel Wp	Potencia arreglo Wp	Longitud del panel (m)	Ancho del panel (m)	Área por arreglo (m ²)	Potencia Wp/m ²
4	175	700	1.575	0.826	5.20	134.52
4	175	700	1.575	0.826	5.20	134.52
4	175	700	1.575	0.826	5.20	134.52
Total		2,100			15.61	

175 WATT

NT-175UC1

NEC 2008 Compliant

Module output cables now 12 AWG with locking connectors

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Maximum Power (Pmax)**	175 W
Tolerance of Pmax	+10%/-5%
Type of Cell	Monocrystalline silicon
Cell Configuration	72 in series
Open Circuit Voltage (Voc)	44.4 V
Maximum Power Voltage (Vpm)	35.4 V
Short Circuit Current (Isc)	5.40 A
Maximum Power Current (Ipm)	4.95 A
Module Efficiency (%)	13.45%
Maximum System (DC) Voltage	600 V
Series Fuse Rating	10 A
NOCT	47.5°C
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.485%/°C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.36%/°C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053%/°C

**Measured at (STC) Standard Test Conditions: 25°C, 1 kW/m² irradiation, AM1.5

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Dimensions (A x B x C below)	32.5" x 62.0" x 1.8"/826 x 1575 x 46 mm
Cable Length (G)	4.33"/1100 mm
Output Interconnect Cable**	12 AWG with MC4 Locking Connector
Weight	35.3 lbs / 16.0 kg
Max Load	50 psf (2400 Pascals)

**A safety lock clip (Multi Contact part number PY-SSH4) may be required in readily accessible locations per NEC 2008 690.33 (C)



Figura 7.1 Planta fotovoltaica en techo de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador

En la figura 7.1 se observan los paneles y parte de la estructura de montaje de la planta de generación fotovoltaica instalada en el edificio de la EIE-UES, los primeros 2 paneles son policristalinos conectados en isla y los doce restantes que se aprecian al fondo de la figura son los arreglos monocristalinos conectados en red a un tablero, en el segundo nivel del edificio.



Figura 7.2 Los 3 inversores de la planta PFV EIE-UES.

Los 3 inversores con 120V de salida se conectan entre línea y neutro a cada una de las fases de la red, formando en conjunto un sistema trifásico en estrella.



Figura 7.3 Accesorios para monitoreo de la PFV EIE-UES.

En la figura 7.3 se muestra el equipo para monitoreo como es la webbox en la cual se almacenan los datos y pueden ser enviados a la página de SMA para generar los reportes diarios del comportamiento del sistema conectado a la red.

Los demás equipos, el inversor de 400 watts se emplea para un sistema conectado en isla de 400 W existente el cual convierte la energía DC producida por los paneles policristalinos a energía AC necesaria para alimentar las cargas por medio de un controlador de carga solar phocos y con el respaldo de baterías.

La figura 7.4 muestra los equipos de medición bidireccionales empleados para el control de flujo de las variables eléctricas de energía y potencia.



Figura 7.4 Medición de energía, medidor izquierdo bidireccional registra entrada y salida de energía, medidor derecho registra energía consumida por la carga.

El medidor de la izquierda CAESS registra la energía obtenida de la red para complementar la demanda de la carga, el medidor de la derecha LOAD registra el consumo total de la carga, la generación de energía de los paneles fotovoltaicos se calcula como la diferencia de energía registrada por ambos medidores.

7.2 Análisis de Datos

Se establecieron comparaciones de irradiancia entre los piranómetros instalados en CEL y UES obteniéndose los resultados detallados a continuación:

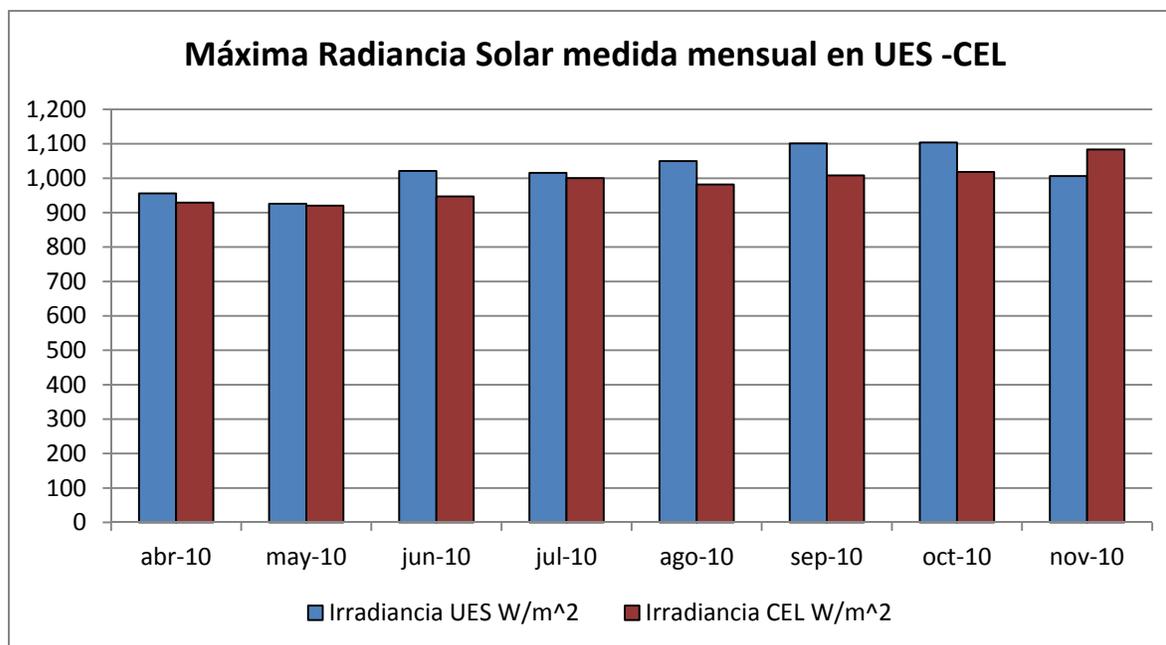
En la tabla 7.2.1 se presentan los datos de la producción del generador monocristalinos instalados en CEL de 8.19 kWp los cuales fueron factorizados para ser comparados con la producción de la planta FV de la EIE-UES de 2.1 kWp también monocristalinos.

Tabla 7.2.1 Comparación de irradiancia medida en la EIE y en CEL.

Mes	Irradiancia UES W/m ²	Irradiancia CEL W/m ²	Diferencia de medición	Diferencia en %
Abr-10	955.77	929.15	-26.62	-2.87
May-10	925.91	920.49	-5.42	-0.59
Jun-10	1,021.29	947.29	-74.00	-7.81
Jul-10	1,015.67	1,000.08	-15.59	-1.56
Ago-10	1,049.58	981.75	-67.83	-6.91
Sep-10	1,101.08	1,008.13	-92.95	-9.22
Oct-10	1,103.79	1,018.21	-85.58	-8.41
Nov-10	1,006.08	1,083.38	77.30	7.14
Promedio	1,022.40	986.06	-36.34	-3.78

Al comparar ambas mediciones se concluye que la diferencia existente es mínima, por tanto para propósitos prácticos se considera que los piranómetros registran las mismas lecturas en ambos sitios siendo entonces la misma irradiancia.

La separación física entre ambos sistemas edificio oficinas administrativas de CEL y Edificio EIE es de 1800 m.



Gráfica 7.2.1 Máxima irradiancia mensual recibida en la UES- CEL.

Debido a la falta de datos de la planta de CEL, la comparación se realizó solo desde mayo de 2010 a noviembre de 2010,

La tabla 7.2.2 muestra la producción mensual de energía del sistema de generación fotovoltaico SGFV, de la EIE-UES.

Tabla 7.2.2 Radiación y eficiencia en la planta EIE-UES.

Mes	Irradiación solar medida	Área de paneles	Irradiación solar/área de planta	Inversor A	Inversor B	Inversor C	Producción total /planta	Eficiencia de la planta
	Energía	Área	Energía /área planta	E-Total	E-Total	E-Total	Prod planta	Eric./planta
	kWh/m2	m2	kWh/planta	kWh	kWh	kWh	kWh total	%
May-10	138.98	15.61	2,169.74	76.47	75.11	76.74	228.32	10.52
Jun-10	127.45	15.61	1,989.65	68.20	68.01	68.59	204.80	10.29
Jul-10	130.03	15.61	2,029.89	71.86	74.89	72.11	218.86	10.78
Ago-10	105.79	15.61	1,651.52	59.01	60.41	53.27	172.69	10.46
Sep-10	108.42	15.61	1,692.62	61.98	61.67	62.26	185.91	10.98
Oct-10	162.05	15.61	2,529.80	101.36	100.21	101.94	303.51	12.00
Nov-10	149.61	15.61	2,335.60	95.29	95.38	96.08	286.75	12.28
Dic-10	152.67	15.61	2,383.36	103.66	103.34	99.62	306.62	12.87
Ene-11	146.54	15.61	2,287.76	96.55	82.80	97.17	276.52	12.09
Feb-11	138.36	15.61	2,160.03	82.72	82.33	83.11	248.16	11.49
Mar-11	178.51	15.61	2,786.78	105.05	104.96	105.60	315.61	11.33
Abr-11	141.92	15.61	2,215.64	82.26	82.80	82.94	248.00	11.19
Total	1,680.33	15.61	26,232.37	1,004.41	991.91	999.43	2,995.75	11.36

En la tabla 7.2.3 se observa que en una planta pequeña de escasos 2.1 kWp de potencia se evitó liberar 5,092.74 Lbs. de CO₂ a la atmósfera con tan solo 1 año de estar operando, de manera que en los 25 años de vida útil de los paneles esta pequeña planta FV evitará que se expulsen a la atmósfera un aproximado de 63.66 toneladas de CO₂.

La figura 7.1 muestra en un diagrama unifilar los equipos de medición instalados en la EIE; estos medidores son iguales a los empleados a nivel comercial por las distribuidoras, de manera que se cumplen los requisitos de exactitud exigidos por SIGET para medición comercial.

Un medidor, llamado LOAD, mide la energía y potencia entregada a la carga y el otro, llamado CAESS mide la energía y potencia demandada de la red de distribución o entregada a ella por el SGFV.

Tabla 7.2.3 Cantidad de CO₂ no vertido a la atmósfera debido a la planta en EIE-UES.

Mes	Producción total /planta	Inversor A	Inversor B	Inversor C
	Prod. planta	CO ₂ saved	CO ₂ saved	CO ₂ saved
	kWh total	(lb)	(lb)	(lb)
May-10	228.32	130.03	127.71	130.48
Jun-10	204.80	115.92	115.61	116.58
Jul-10	218.86	122.17	127.31	122.59
Ago-10	172.69	100.30	102.68	90.56
Sep-10	185.91	105.36	104.86	105.85
Oct-10	303.51	172.32	170.35	173.29
Nov-10	286.75	161.98	162.14	163.34
Dic-10	306.62	176.22	175.68	169.35
Ene-11	276.52	164.14	140.76	165.19
Feb-11	248.16	140.61	139.94	141.29
Mar-11	315.61	178.57	178.42	179.52
Abr-11	248.00	139.85	140.78	140.99
Total	2,995.75	1,707.47	1,686.24	1,699.03
Total CO₂ no emitido		5,092.74 libras		

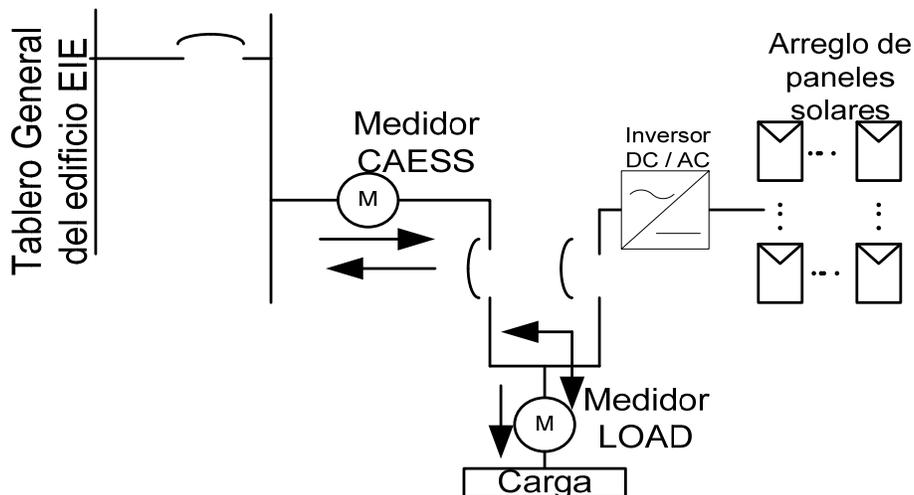


Figura 7.1 Diagrama unifilar de conexión de medidores Elster, mide el consumo de la carga y producción de PFV.

Los gráficos a continuación nos permiten visualizar la forma como se lleva a cabo el intercambio y demanda de energía al superponer todas las mediciones.

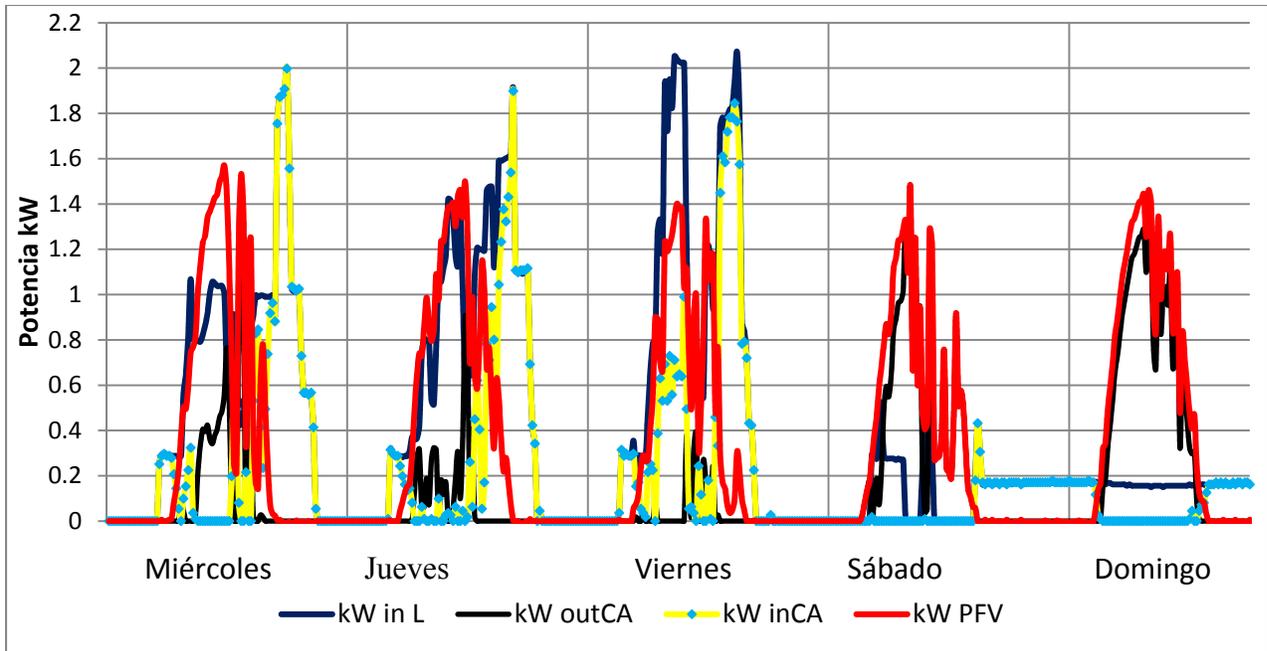


Gráfico 7.3.3 Perfil de potencias en la carga y generador de PFV del 8 al 12 de junio 2011.

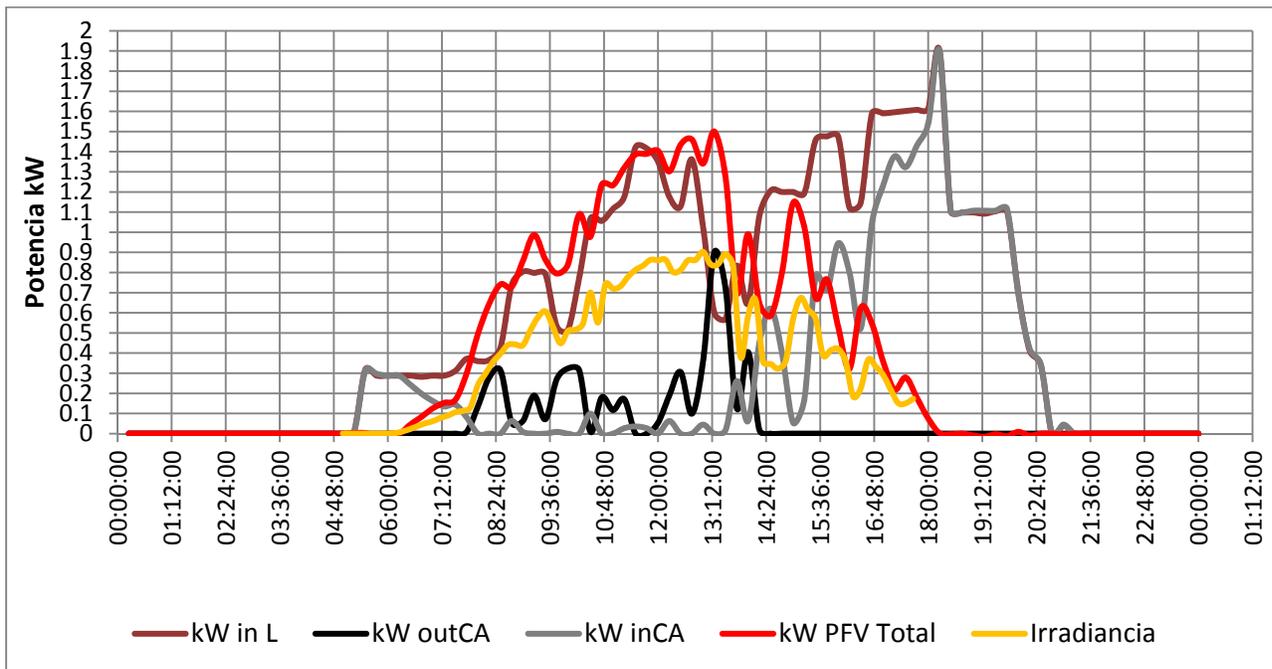


Gráfico 7.3.4 Perfil de potencias en la carga y generador de PFV el jueves 9 de junio 2011.

La potencia producida por la PFV es suministrada directamente a la carga en AC conectada y sincronizada por medio de los inversores y el excedente es suministrado al tablero general del edificio y medido por el medidor bidireccional CAESS, cuando la potencia producida por los PFV no es suficiente para cubrir la demanda de la carga se inyecta energía de la red y es medido por el medidor CAESS en la otra dirección, de esta manera toda la potencia es registrada y así su respectiva energía.

En los gráficos 7.3.3 y 7.3.4 se presentan los perfiles de carga para diferentes días, en la gráfica 7.3.3 se representan los días del 8 al 12 de junio 2011 y se tienen las potencias “kW in L” esta indica la potencia consumida por la carga seleccionada, la gráfica “kW out CA” representa la potencia que se inyecta al tablero general o dicho de otra manera la potencia generada por la PFV que la carga no es capaz de consumir, “kW inCA” mide la potencia que la PFV no puede suministrar a la carga y es extraída de la red de CAESS, “kW PFV Total” es la potencia total generada por la PFV de 2.1 kW.

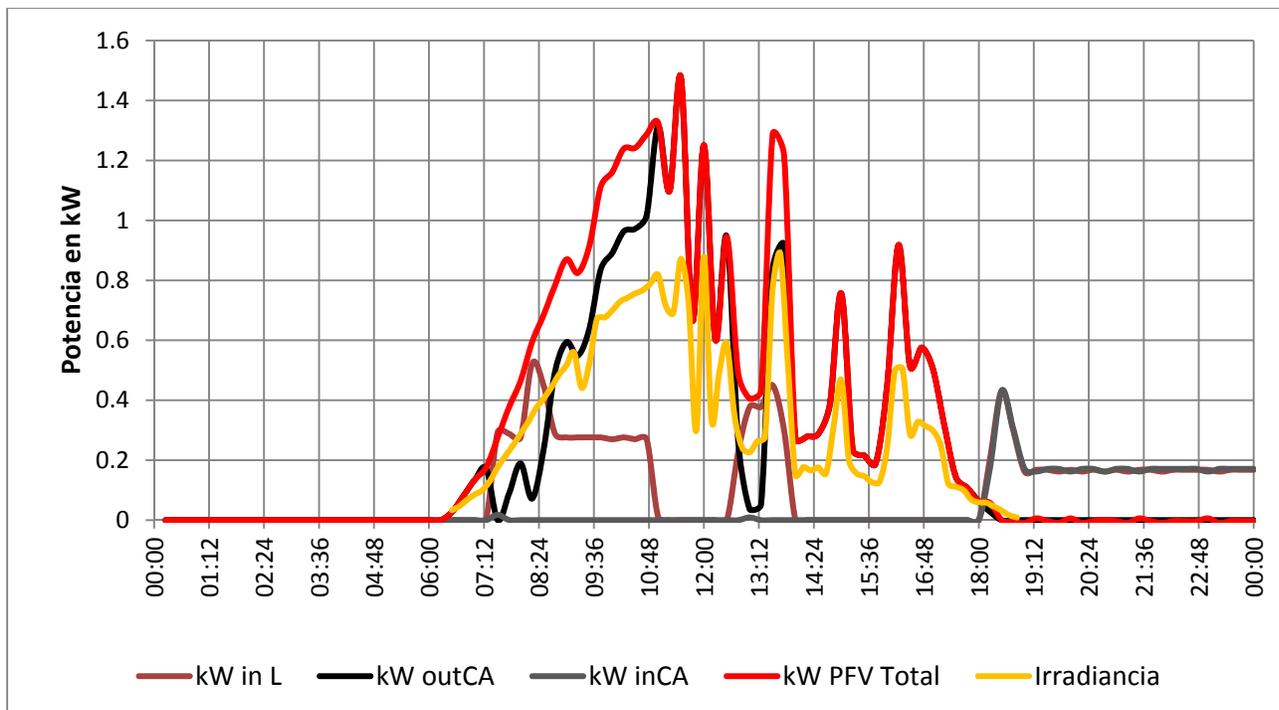


Gráfico 7.3.5 Perfil de potencias en la carga y generador de PFV el sábado 11 de junio 2011.

La grafica 7.3.5 presenta la potencia para un día con poca actividad en el edificio y se aprecia que la PFV inyecta a la red casi toda su potencia a excepción de los pequeños intervalos de carga que hay de 7:00 a 10:00 y aproximadamente de 12:30 a 14:00 horas esto se da en los días sábados.

En la grafica 7.3.6 se muestra la curva de irradiancia superpuesta con la de potencia generada esta gráfica es muy importante debido a que de esta se puede afirmar que la potencia generada por la PFV es directamente proporcional a la irradiancia solar, dado que ambas curvas presentan en mismo comportamiento.

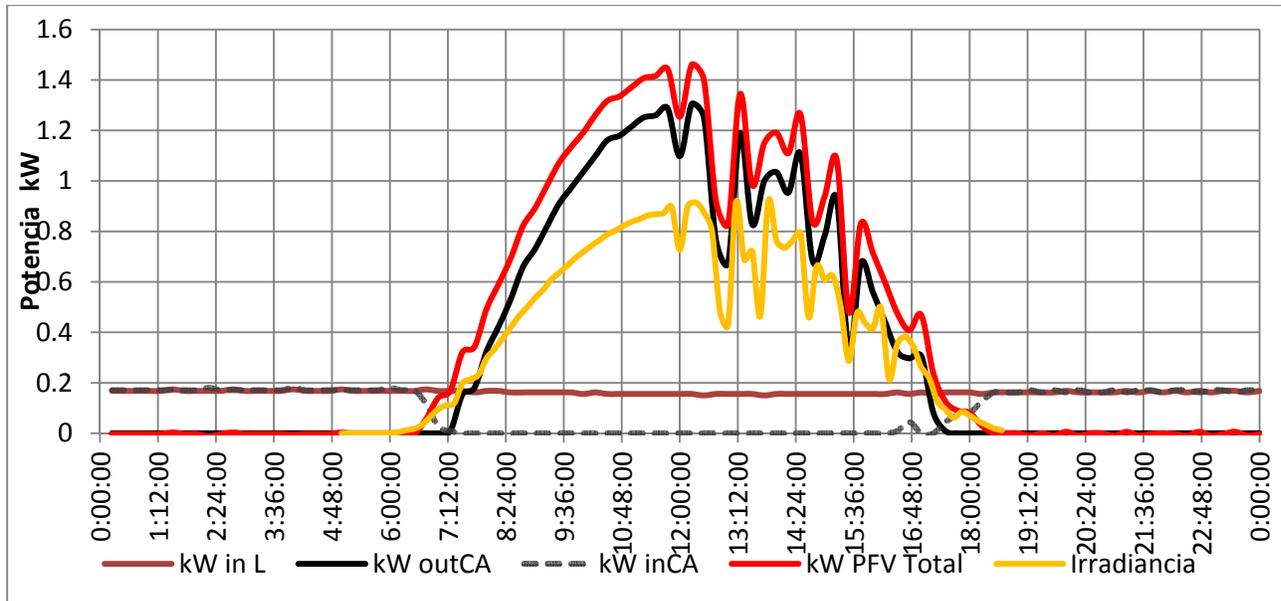


Gráfico 7.3.6 Perfil de potencias en la carga y generador de PFV el domingo 12 de junio 2011.

También se presenta la ausencia de inyección de energía a la carga por parte de la red de distribución CAESS durante la planta fotovoltaica está funcionando, esta grafica de la PFV durante todo el día siempre es superior a la de inyección de energía a la red debido a que suministra los casi 0.2 kW que hay conectada en el edificio constantemente, esto se puede corroborar porque cuando no hay generación de energía FV esta potencia es suministrada por la red CAESS.

De acuerdo a la tabla 7.3.5 se tienen 2 formas para medir la energía suministrada por la planta fotovoltaica una es por medio de los medidores de energía suministrada por SMA y la otra por la diferencia entre la energía medida por el medidor CAESS y el medidor LOAD.

Del 100% de kilo Watts hora de energía consumida por la carga el 43% lo aportó la planta fotovoltaica y el 57% lo aportó la red de CAESS, tomando en cuenta que debido a que en el edificio, disminuye o no existe actividad en el horario de 12:00 a 14:00, los fines de semana y los días de asueto, por lo que la planta fotovoltaica en esos periodos inyecta directamente hacia el tablero general del edificio registrándose en el medidor denominado CAESS, la energía que la planta FV

suministra a la red (tablero general) se cuantifica en un 38%, la energía producida por la PFV en 62% suministrada a la carga.

Tabla 7.3.5 Mediciones realizadas a la planta fotovoltaica EIE-UES.

Comparación de energía (kWh) recibida del 8 de junio al 7 de julio 2011							
	DIA	SMA	CAESS IN	CAESS OUT	PFV	LOAD	PFV Total
M	8	8.39	7.49	2.54	6.07	13.57	8.62
J	9	8.91	6.58	1.42	7.73	14.31	9.15
V	10	7.31	7.78	0.57	7.00	14.78	7.57
S	11	7.16	1.12	5.91	1.50	2.62	7.41
D	12	9.37	2.21	7.95	1.70	3.91	9.65
L	13	8.04	8.18	1.85	6.41	14.59	8.26
M	14	9.65	6.54	1.75	8.14	14.69	9.89
M	15	8.78	5.31	1.67	7.32	12.62	8.99
J	16	5.69	12.83	0.09	5.87	18.70	5.96
V	17	8.88	3.14	2.83	6.33	9.48	9.16
S	18	7.96	0.00	8.23	0.00	0.00	8.23
D	19	3.76	0.00	3.86	0.00	0.00	3.86
L	20	5.30	8.02	0.24	5.22	13.24	5.46
M	21	5.95	8.61	0.52	5.65	14.25	6.17
M	22	8.04	0.00	8.39	0.01	0.01	8.41
J	23	8.10	13.55	0.05	8.32	21.87	8.37
V	24	7.28	11.14	0.79	6.66	17.80	7.45
S	25	6.33	0.00	6.39	0.09	0.09	6.48
D	26	4.27	0.00	4.42	0.00	0.00	4.42
L	27	4.37	9.05	0.33	4.26	13.30	4.59
M	28	4.80	10.05	0.70	4.26	14.31	4.96
M	29	5.57	7.39	1.18	4.56	11.94	5.74
J	30	7.81	7.07	0.48	7.49	14.57	7.98
V	1	6.11	7.79	0.65	5.75	13.53	6.40
S	2	7.67	0.00	7.58	0.41	0.41	7.99
D	3	7.73	0.00	7.91	0.00	0.00	7.91
L	4	4.15	10.59	0.27	4.01	14.60	4.28
M	5	6.56	10.75	1.32	5.43	16.18	6.75
M	6	8.90	6.48	2.00	7.13	13.60	9.13
J	7	8.71	7.76	1.71	7.29	15.05	8.99
kWh totales		211.55	179.43	83.63	134.60	314.03	218.23
Producción de Paneles Fotovoltaicos				38%	62%		100%
Porcentaje de aportación a carga			57%		43%	100%	

SMA: Medidor de fabrica incorporado en los inversores

Tabla 7.3.6 Mediciones de energía (kWh) a la planta fotovoltaica EIE-UES del 13 al 19 de junio 2011.

Comparación de energía recibida del 13 al 19 de junio 2011							
	DIA	SMA	CAESS	CAESS OUT	PFV	LOAD	PFV Total
L	13/06/2011	8.04	8.18	1.85	6.41	14.59	8.26
M	14/06/2011	9.65	6.54	1.75	8.14	14.69	9.89
M	15/06/2011	8.78	5.31	1.67	7.32	12.62	8.99
J	16/06/2011	5.69	12.83	0.09	5.87	18.70	5.96
V	17/06/2011	8.88	3.14	2.83	6.33	9.48	9.16
S	18/06/2011	7.96	0.00	8.23	0.00	0.00	8.23
D	19/06/2011	3.76	0.00	3.86	0.00	0.00	3.86

En la tabla 7.3.6 es un sección de la tabla 7.3.5, del 13 al 19 de junio 2011, que corresponde a una semana completa, lunes a domingo, para evaluar el comportamiento de energía (kWh) entregada a la carga y se observa que sábado y domingo la carga no presenta consumo de la red LOAD tampoco de la PFV, el total generado por la planta fotovoltaico (PFV Total) es inyectado a la red y registrado por el medidor CAESS OUT, esta medición también corresponde a los kWh registrado por medición SMA.

La gráfica 7.3.7 muestra el comportamiento de energía registrado por las mediciones a la carga y la red en la semana de lunes 13 a domingo 19 junio de acuerdo a la tabla 7.3.6.

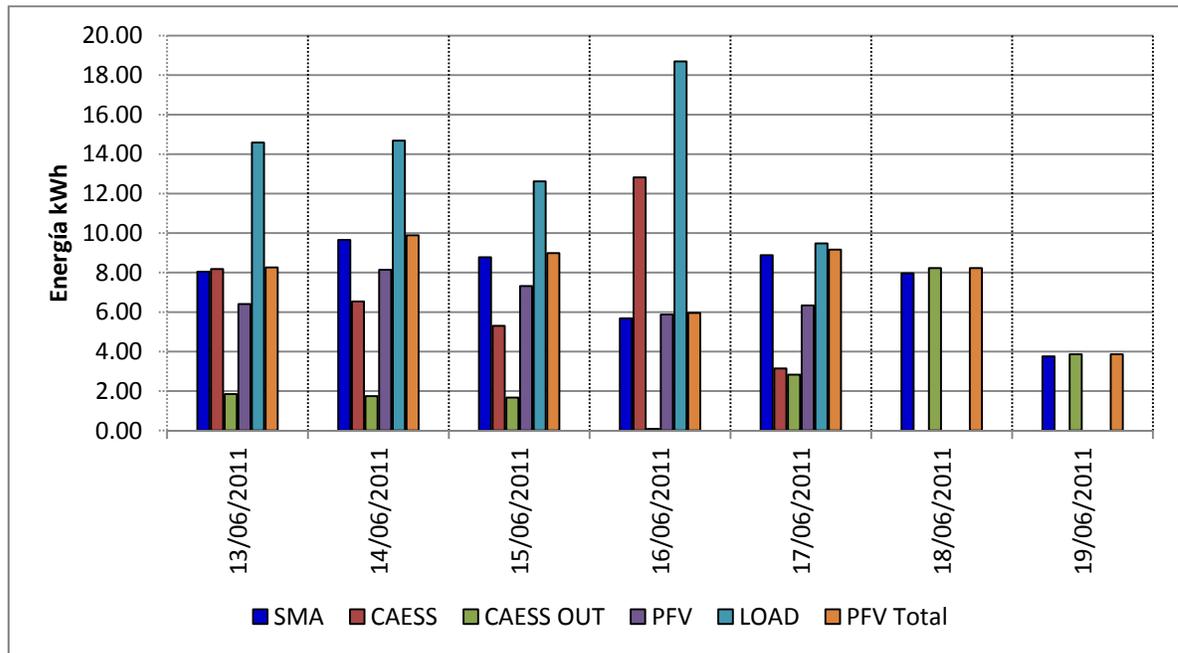


Gráfico 7.3.7 Perfil de energía suministrada a la carga del edificio de EIE-UES junio 13 a junio 19 de 2011.

Tabla 7.3.7 Comparación de producción de planta monocristalina CEL y EIE-UES.

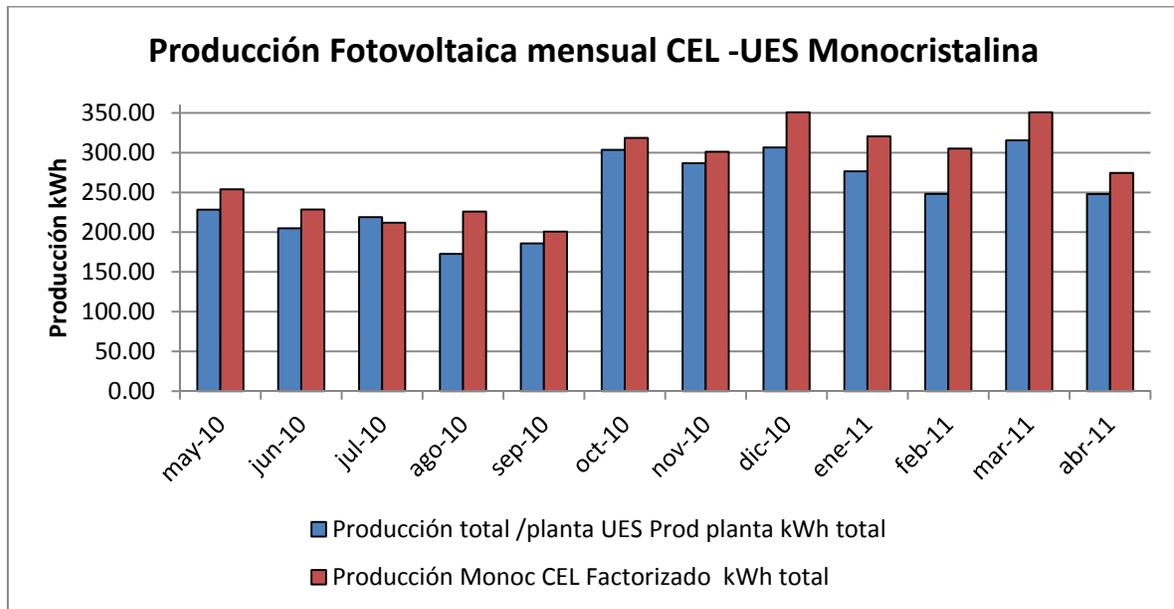
Mes	Producción total /planta UES	Producción Monoc CEL	Diferencia producción	Diff en %
	Prod. planta	Factorizado	kWh total	
	kWh total	kWh total		
May-10	228.32	253.84	25.52	10.05
Jun-10	204.80	228.51	23.71	10.37
Jul-10	218.86	211.95	-6.91	-3.26
Ago-10	172.69	225.81	53.12	23.53
Sep-10	185.91	200.71	14.80	7.37
Oct-10	303.51	318.46	14.95	4.69
Nov-10	286.75	301.22	14.47	4.80
Dic-10	306.62	350.77	44.15	12.59
Ene-11	276.52	320.51	43.99	13.73
Feb-11	248.16	305.13	56.97	18.67
Mar-11	315.61	350.77	35.16	10.02
Abr-11	248.00	274.62	26.62	9.69
Total	2,995.75	3,342.29		10.19

La factorización se realizó dividiendo la potencia de monocristalinos CEL entre potencia monocristalinos UES, es: $8.19\text{kW}/2.1\text{kW} = 3.9$

En la tabla 7.3.7 se compara la producción de energía mes a mes de ambos sistemas FV CEL-EIE. Se observan valores muy similares aunque algunas diferencias como la del 10 de agosto, la cual se atribuye a pérdida de fase en una de las líneas lo que redujo la producción. Otros factores que inciden en las diferencias son:

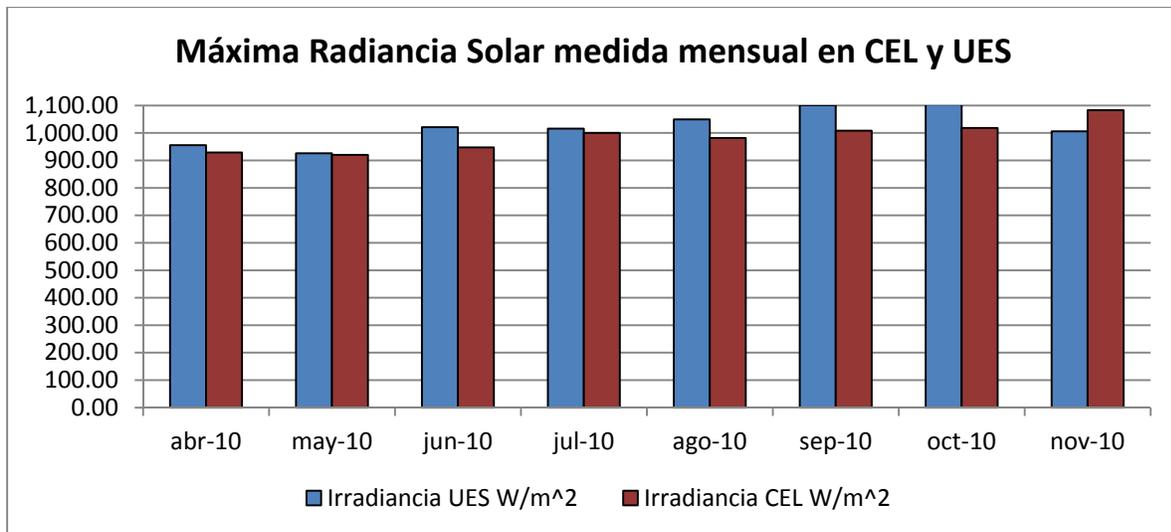
La existencia de sombra a partir de las 4:30 p.m. en la EIE, debido a la proyección de los edificios de aulas C y D de mayor altura, así como a algunos árboles que proyectan sombra sobre los PFV a ciertas horas de la tarde; situaciones que no se presentan en los paneles monocristalinos instalados en CEL.

Los gráficos a continuación, muestran otras comparaciones efectuadas entre las dos instalaciones.



Grafica 7.3.8 Producción mensual de energía para los mese donde en ambas plantas se tienen datos

Gráficamente se muestra la diferencia de producción en kWh donde es mayor el de la planta de CEL, mas por la condición favorable en la que fue instalada, que por el fabricante de paneles u otra condición. Ya que como se muestra en la gráfica 7.3.8 a continuación en la grafica 7.3.9, la potencia radiada por metro cuadrado es similar, la medida en CEL con la medida en la EIE -UES, donde ligeramente todos los meses supera la radiancia máxima de la UES a la de CEL por lo cual se podría decir que la energía recibida seria mayor en la EIE y no en CEL como lo muestra la gráfica 7.3.9.



Grafica 7.3.9 Comparación de energía radiada abril a noviembre 2010.

La tabla 7.3.8 compara los factores de planta del generador EIE-CEL, el factor de planta de la EIE es menor debido a que el generador se apaga más temprano, por lo tanto genera menos energía.

Tabla 7.3.8 Factor de planta EIE-UES y CEL.

Meses	Factor Planta		Diff (%)
	UES	CEL	CEL-UES
May-10	15.10	15.72	3.92
Jun-10	13.54	14.62	7.34
Jul-10	14.47	13.12	-10.37
Ago-10	11.42	13.95	18.14
Sep-10	12.30	12.85	4.30
Oct-10	20.07	20.02	-0.27
Nov-10	18.96	19.29	1.70
Total	15.13	15.65	3.54

El factor planta es bajo en ambos lugares debido a las condiciones atmosféricas que provocan que las plantas fotovoltaicas produzcan menos energía y el de la EIE-UES es relativamente menor 3.54% debido a la sombra que le proyecta a partir de las 4:30 p.m. los edificios de aulas C, D y arboles alrededor.

Aunque si se revisa el factor de planta para la planta de CEL de junio 2009 a mayo de 2010 donde el factor de planta fue de 18.95% como se muestra en la tabla 6.8.4, debido a que son períodos diferentes también los Factores de Planta lo son; este factor depende de las condiciones climáticas que se tengan.

Tabla 7.3.9 Hora Solar Pico EIE-UES y CEL.

Hora Sol Pico HSP		
Meses	UES	CEL
May-10	4.29	3.70
Jun-10	3.97	3.42
Jul-10	3.96	3.02
Ago-10	3.88	3.25
Sep-10	3.29	3.05
Oct-10	5.25	4.75
Nov-10	4.98	4.44
Promedios	4.23	3.66

La Hora Solar Pico es ligeramente mayor 13.5% en la UES que CEL.

Como referencia la generación de energía eléctrica fotovoltaica para el generador monocristalino en la EIE es 1,367.92 kWh/kWp

8.0 Conclusiones

Luego de finalizado el análisis de todas las variables que inciden en el funcionamiento del generador fotovoltaico en estudio, habiendo comparado el comportamiento de cada una de ellas; y observado cómo afectan el desempeño de cada uno de los sub arreglos de paneles fotovoltaicos, se concluye que:

- 1- El generador fotovoltaico estudiado, presenta mayor generación en los meses donde existió una mayor irradiación diaria, es decir, agosto de 2009, enero y marzo de 2010. Los meses de menor generación fueron septiembre de 2009, febrero, abril y mayo de 2010. Durante el año se generó 40.7 MWh, con una potencia fotovoltaica instalada de 24.57 kWp.
- 2- La tecnología que generó más energía eléctrica durante el año en estudio fue la de paneles Monocristalinos con **13.9 MWh**. La tecnología que presenta una generación menor respecto a las demás es la de paneles Amorfos, pues generó **0.7 MWh menos que la tecnología monocristalina** y **0.37 MWh**, menos que la tecnología policristalina. Estos valores equivalen a un **5% y 2.7% menos energía**, respectivamente.
- 3- En San Salvador, por cada KW fotovoltaico instalado, dependiendo de la tecnología empleada, se puede obtener entre 1614 y 1699 KWh de energía entregada a la carga, en un año de operación.
- 4- Los paneles de silicio amorfo poseen, en operación, una eficiencia mayor que la indicada en las especificaciones del fabricante, manteniéndose durante el año en estudio, por encima de dicho valor. En los datos del fabricante se tiene que la eficiencia de estos paneles es de:

$$\eta_{fab} = 8.25\%$$

El obtenido en este estudio para el primer mes de funcionamiento es decir, junio de 2009 fue:

$$\eta_{gen} = 8.46\% \quad \text{en promedio}$$

Lo que representa un excedente de un **0.21%**, respecto a lo ofrecido por el fabricante. Entre los arreglos de paneles amorfos, el arreglo que presenta una mejor eficiencia al término del periodo de evaluación es el Amorfo 2 con 8.06%, seguido del Amorfo 1 con 7.97%, por último se tiene el Amorfo 3 con 7.84% obteniéndose una eficiencia promedio al final del año de:

$$\eta_{gen} = 7.96\%$$

- 5- Con una inclinación de los paneles fotovoltaicos de **15°**, durante el periodo comprendido entre julio de 2009 y mayo de 2010 se determinó que se obtuvieron **15,045 KWh más (a la**

entrada de los inversores) que si los paneles hubiesen sido colocados completamente horizontales.

- 6- Al observar los valores teóricos del factor inclinación se puede concluir que, el nivel de inclinación al cual deben ser colocados los paneles fotovoltaicos no debe superar **los 25°**, pues si la inclinación es mayor no se tendría un buen aprovechamiento de la irradiación solar.
- 7- Puesto que los equipos inversores cuentan con seguidores del punto de máxima potencia no es posible determinar con exactitud el efecto de la temperatura sobre la eficiencia de los paneles fotovoltaicos monocristalino, policristalinos y amorfo. Lo que se pudo determinar es que los paneles de silicio amorfo, han presentado una degradación en su eficiencia de 0.29% durante el primer año de operación.
- 8- Existe en promedio una diferencia de **18 minutos**, entre el total de horas de funcionamiento y horas de generación diarios. En promedio se necesitan **76 W/m²** para que los paneles produzcan suficiente potencia de corriente directa para que los inversores comiencen a generar energía eléctrica.
- 9- La tecnología de paneles fotovoltaicos para este proyecto en estudio tiene una distribución de costo por kW de potencia instalada como sigue: el generador de tecnología amorfa con US\$ 12,730.97 por KW, el generador de tecnología monocristalina es de US\$ 11,286.92 por KW, y por último el generador de tecnología policristalina es de US\$ 11,072.30 por KW.
- 10- Si la energía producida se vendiera a los precios establecidos en el pliego tarifario promedio anual 2009, ninguno de las tres tecnologías recupera la inversión inicial en el tiempo de evaluación 25 años, sino, en lo siguiente: el generador amorfo en 46 años, el monocristalinos en 35 años, y el generador policristalino en 36 años, por tanto no se recupera la inversión inicial durante la vida útil de los PFV.
- 11- Del estudio detallado de los diferentes escenarios se puede concluir que la energía fotovoltaica podría competir con la térmica si se pagara el kWh a los mismos costos que se paga en el MRS a las plantas térmicas en el horario de resto.
- 12- La evaluación técnica y económica con precios actualizados de PFV, efectuada a cada tecnología muestra que los paneles policristalinos presentan una mayor relación costo beneficio que las otras tecnologías, amorfa y monocristalina, siendo entonces los PFV policristalinos, en las condiciones actuales, los más recomendables de las tres tecnologías estudiadas.
- 13- Con los valores de energía generada, obtenida de los medidores incorporados en los inversores, no se logran obtener los valores de precisión exigidos por SIGET. Por lo que

- para un sistema de este tipo se debe de comprar equipo de medición adicional que cumpla con las normas nacionales de precisión en las mediciones de energía.
- 14- Las HSP en que opera el generador fotovoltaico, varían desde **3.70 a 6.27 HSP, con un promedio anual de 4.59 Horas Sol Pico.**
 - 15- El Factor de Planta del sistema de generación en estudio varía durante el año desde **9.6% hasta 26.1%**, teniendo un Factor de Planta anual de **18.9%**.
 - 16- Este proyecto evaluado económicamente no es viable en las condiciones en que se construyó, pero si se toman consideraciones válidas para implementar proyectos de generadores de energía verde como considerar el precio de energía térmica actualmente, la disminución de precios de los paneles, el generador fotovoltaico se vuelve inclusive atractivo para la inversión con cualquier tecnología, pero según los escenarios económicos evaluados la tecnología policristalina es la que presenta mayor viabilidad.
 - 17- Un análisis separado de los arreglos uno de las diferentes tecnologías, estos se encuentran mejor ubicados y no les ocasiona sombra ningún obstáculo, pero el análisis técnico económico aun continua siendo favorable para la tecnología policristalina, seguido por la monocristalina y al final la amorfa, tomando en cuenta además que para implementar el generador amorfo se utiliza alrededor de un 36% más de área que al usar tecnología policristalina o monocristalina.
 - 18- La planta fotovoltaica de la EIE-UES inyecta prácticamente toda la energía producida de lunes a viernes a la carga del segundo nivel del edificio, siendo la inyección de potencia directamente proporcional a la irradiancia solar, cuando la potencia del Sistema Generador FV es menor que la potencia demandada por la carga, entonces el faltante es suplido por la red y cuando hay excedente de energía generada por el SFV se inyecta a la red.
 - 19- Con los datos obtenidos de los medidores LOAD Y CAESS se determina la potencia y energía generada por la planta fotovoltaica, esta potencia el día sábado y domingo es inyectado prácticamente a la red directamente ya que la carga dentro del edificio es mínima.

- 20- De las mediciones se concluye que la PFV está aportando el 43% de energía de lo que consume el segundo nivel del edificio de la Escuela de Ingeniería Eléctrica y el 57% es aportado por la red de CAESS. Los PFV inyectan su producción total hacia el tablero general del edificio en los días de carga mínima o cero como el sábado y domingo, eso constituye el 38% del total de producción de los PV.
- 21- La producción total de la PFV monocristalina de la EIE-UES es el 10.19% menos con su similar factorizado de la PVF en CEL, esto se debe a que los PFV de la EIE les afecta la sombra del edificio C, D y la vegetación del lugar.
- 22- El Factor de Planta de la EIE de 3.54% menos que el de CEL y las Horas Sol Pico de 13.5% menos que las HSP de CEL son atribuibles a las mismas variables de sombras provocadas en la producción en la PFV de la UES.
- 23- Los medidores ELSTER de energía instalados en la EIE cumplen con los requerimientos de precisión y exactitud exigidos por SIGET a una medición comercial.

9.0 Glosario

Afelio: Se define como la posición más alejada que presenta la tierra en su rotación en la órbita elíptica alrededor del sol, esto se da en el mes de julio.

Albedo: Es un índice que se calcula como la fracción de la radiación solar incidente que se refleja en la superficie de la Tierra, el océano o las nubes. El albedo promedio de la Tierra es cercano a 0.30. Una superficie cubierta de nieve fresca puede tener un índice de albedo tan alto como 0.95, mientras que los océanos se caracterizan por albedos relativamente bajos (0.06 a 0.09).

Anemómetro: Instrumento meteorológico que mide la rapidez y dirección del **viento**.

Celdas fotovoltaicas: Son las expresiones más pequeñas de diferentes tecnologías para generar energía fotovoltaica y son interconectadas en arreglos entre sí para crear los módulos o paneles fotovoltaicos el número de celdas de un módulo depende de las características necesarias de voltaje y corriente al cual se quiera construir el modulo esta unión la realizan los fabricantes.

Celdas Monocristalinas: se componen de secciones de un único cristal de silicio (reconocibles por su forma circular o hexagonal).

Celdas Policristalinas: cuando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas.

Celdas Amorfas: cuando el silicio no se ha cristalizado.

CEL: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa.

Eficiencia: Es la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada en porcentaje se multiplica por cien.

EIE-UES: Escuela de Ingeniería eléctrica de la Universidad de El Salvador.

Energía Fotovoltaica: Es la energía solar aprovechada por medio de celdas fotoeléctricas (celda solar, auto solar), capaces de convertir la luz directamente en un potencial eléctrico, sin pasar por un efecto térmico. La luz se transforma a través de los llamados módulos fotovoltaicos.

Equinoccios: Ocurre dos veces por año el 20 ó 21 de marzo y el 22 ó 23 de septiembre. Cuando el Sol está en el primer punto de Aries o en el primer punto de Libra. El primero es el punto del ecuador celeste donde el Sol en su movimiento anual aparente por la eclíptica pasa de Sur a Norte respecto al plano ecuatorial, y su declinación pasa de negativa a positiva. En el primer punto de Libra sucede lo contrario: el Sol aparenta pasar de Norte a Sur del ecuador celeste, y su declinación pasa de positiva a negativa

Factor Planta: Es la relación en porcentaje de la energía generada real en un periodo entre la energía que se debió haber generado en el mismo periodo a potencia nominal.

Generación de energía eléctrica: Consiste en transformar cualquier clase de energía ya sea química, mecánica, térmica o luminosa, entre otras, en energía eléctrica.

Hora Sol Pico HSP: Es el índice de la radiación solar promedio normalizado al valor de $1000\text{W}/\text{m}^2$. Se obtiene dividiendo la el área bajo la curva de radiación por metro cuadrado entre $1000\text{ W}/\text{m}^2$.

Inversor eléctrico: es un dispositivo eléctrico que cambia una señal de voltaje directo a una señal de voltaje de forma simétrico alterno a la salida regulada para este caso a 60 Hz.

Insolación: Promedio diario de la radiación de onda corta incidente en el tope de la atmósfera. Depende de la latitud y del día del año en que uno se encuentre.

Perihelio: Se define como la posición más cercana que presenta la tierra en su rotación en la órbita elíptica alrededor del sol, esto se da en el mes de Enero.

Irradiancia es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética. En unidades del sistema internacional se mide en W/m^2 .

Radiación: (Irradiación) Es la energía incidente por unidad de superficie en un determinado período de tiempo y se mide en J/m^2 . (Aunque la irradiancia y la Irradiación son magnitudes físicas distintas, coinciden numéricamente cuando la unidad de tiempo es la hora. La irradiación puede medirse por ejemplo en J/m^2 año).

Radiación directa: Es la radiación que corresponde al ángulo sólido limitado por el disco solar sin tener en cuenta la dispersión atmosférica.

Radiación difusa: Corresponde a la radiación solar dispersada por los diferentes componentes de la atmósfera.

Radiación reflejada: Es la radiación reflejada por el suelo (albedo)

Radiación total: Es el resultado de todas ellas (cuando la medida de la radiación se realiza sobre una superficie horizontal no se tiene en cuenta la reflejada, en este caso a la suma de la directa y la difusa se la denomina Radiación global.

Sistemas Conectados a la Red: Un sistema fotovoltaico conectado a la red consiste básicamente en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional.

Orto: Se denomina orto o salida del sol al instante que corresponde a la aparición del borde superior del Sol en un horizonte hipotético en que no se considera el relieve del horizonte real, ni obstáculos cercanos (casas, árboles), ni la presencia de nubes o niebla.

Ocaso: Se denomina ocaso o puesta del sol al instante que corresponde a la desaparición del borde superior del Sol en un horizonte hipotético en que no se considera el relieve del horizonte real, ni obstáculos cercanos (casas, árboles), ni la presencia de nubes o niebla.

Planta fotovoltaica: es un grupo de módulos (paneles) fotovoltaicos interconectados entre sí, en serie o en paralelo de acuerdo a las características necesarias de voltaje y corriente.

Solsticio de diciembre: Ocurre alrededor del 21 de diciembre y es llamado de invierno en el Hemisferio Norte o de verano en el Hemisferio Sur. En el polo Norte el sol nunca sale, siempre se mantiene 23° abajo del horizonte.

Solsticio de junio: Ocurre regularmente alrededor del 21 de junio y es llamado de verano en el Hemisferio Norte o de invierno en el Hemisferio Sur. El día del solsticio de junio es el día más largo del año en el hemisferio Norte, y el más corto en el hemisferio Sur. En el polo Norte el sol circula al cielo a una altitud constante de 23° .

Temperatura: Medida del movimiento molecular o el grado de calor de una sustancia. Se mide usando una escala arbitraria a partir del cero absoluto, donde las moléculas teóricamente dejan de moverse. Es también el grado de calor y de frío

10.0 Referencias Bibliográficas

Base de datos proporcionados por el sistema de monitoreo SMA de la Planta Fotovoltaica CEL.
Junio 2009 a Mayo 2010

Solar Energy Engineering processes and systems 2009
Kalogirou, soteris

Módulos ATERSA

www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/04_componen/01_generador/01_basico/pdfs/1M_dulos.pdf

Norma EN 61215

[www.upcomillas.es/catedras/crm/report05/Comunicaciones/Mesa III/D^a. Ana Rosa Lagunas - CENER.pdf](http://www.upcomillas.es/catedras/crm/report05/Comunicaciones/Mesa_III/Da_Ana_Rosa_Lagunas_CENER.pdf)

Trayectoria aparente de la Posición del Sol

IDEA (c) 2005 -45Curso de Energía Solar Fotovoltaica -.mht

Líder en el campo de los ensayos dieléctricos y de aislamiento,...

www.sefelec.fr/esp/fiche_actualite.php?idnews=250

Glosario.mht

Instituto Geográfico Nacional de España.

Tarifas de energía eléctrica para distribuidores de electricidad aprobados por SIGET

http://www.siget.gob.sv/index.php?option=com_content&view=category&id=107&Itemid=149

Radiación solar mundial y tablas de radiación.

<http://solucionessolares.blogspot.com/2008/05/mapa-radiacin-solar.html>

Mapa de radiación Solar desarrollado por Bishop and Rossow

http://www.ez2c.de/ml/solar_land_area/

11.0 Anexos

Anexo A. Características del panel monocristalino DC05

Módulos Solares Monocristalinos – TSM-DC



TrinaSolar

PRINCIPALES VENTAJAS

- Tolerancia $\pm 3\%$
- Configuración con 3 bus bars
- Conectores Plug & Play
- Vidrio templado con bajo contenido en hierro

GARANTIA

Fabricación: 5 años
 Producción de potencia: 90% : 10 años
 80% : 25 años

CERTIFICACIONES



Células solares de alta eficiencia

TRINA TSM-DC05, 200W a 240W

Módulo solar fotovoltaico

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Modelo	TSM	200-DC05	210-DC05	220-DC05	230-DC05	240-DC05
Potencia máxima	Pm(W)	200	210	220	230	240
Tolerancia de la potencia	(%)	± 3	± 3	± 3	± 3	± 3
Tensión de punto de máxima potencia	Vm(V)	28.7	29.2	29.8	30.0	30.6
Corriente de punto de máxima potencia	Im(A)	6.97	7.19	7.39	7.66	7.84
Tensión de circuito abierto	Voc(V)	36.0	36.4	36.8	37.0	37.5
Corriente de corto circuito	Isc(A)	7.75	7.86	8.00	8.18	8.38
Tensión máxima del sistema	(VDC)	1000				
Eficiencia de la célula	η_c (%)	14.1	14.8	15.5	16.2	16.9
Eficiencia del módulo	η_m (%)	12.2	12.8	13.4	14.1	14.7
Nº, tipo y configuración de las células		60 un. Silicio Monocristalino (6x10)				
Dimensiones de la célula	(mm)	156 X 156				
Nº de diodos bypass	(un.)	6				
Máxima intensidad del fusible en serie	(A)	11				
Coef. de temperatura Pm	(%/°C)	- 0.45				
Coef. de temperatura Isc	(%/°C)	0.05				
Coef. de temperatura Voc	(%/°C)	- 0.35				
NOCT	(°C)	47 \pm 2				

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

Tipo de cable, diámetro y longitud		4mm ² , TÜV certificado, 1000mm
Tipo de conector		Compatible Type III y Type IV
Dimensiones A*B*C	(mm)	1650*992*46
Peso	(Kg)	19.5
Nº orificios de drenaje en marco		8
Tipo de vidrio y grosor		Alta transmisión de la luz, bajo contenido en hierro, 3.2mm

CARACTERÍSTICAS DEL EMBALAJE

Condiciones de embalaje		2 un. /box ó 20 un. /box
Cantidad / Pallet		36 un. /pallet ó 20 un. /pallet
Capacidad de carga		504 un. /40ft ó 520 un. /40ft(H)

ÍNDICES MÁXIMOS ABSOLUTOS

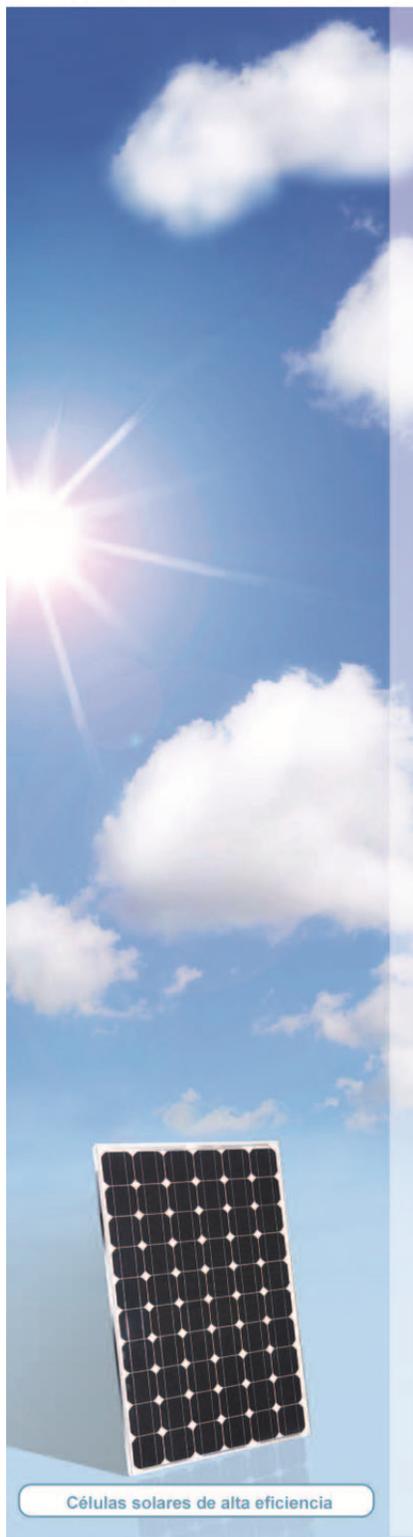
Tensión de aislamiento del dieléctrico	(VDC)	3000 max.
Temperatura de operación	(°C)	-40~+85
Temperatura de almacenaje	(°C)	-40~+85

*STC Condiciones (1000W/m²; 1.5 AM y 25°C temperatura de la célula)



TRINA TSM-DC05, 200W a 240W

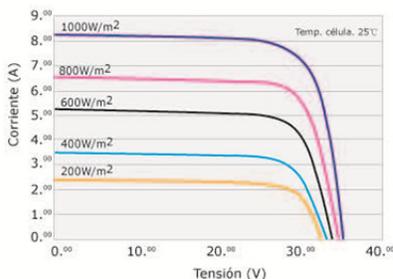
Módulo solar fotovoltaico



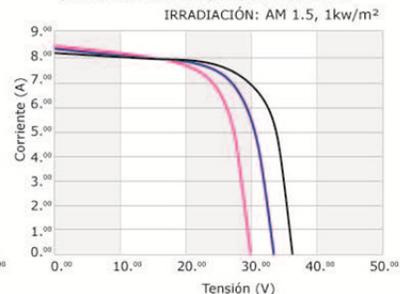
Células solares de alta eficiencia

I-V Curvas

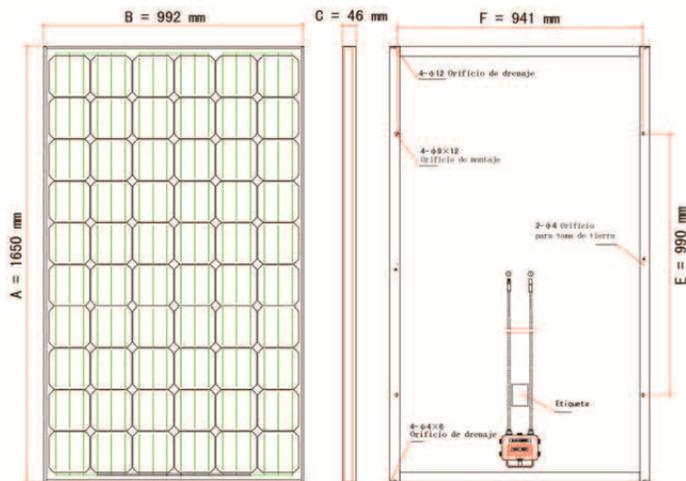
I-V Curvas del módulo PV TSM-230-DC05



I-V Curvas del módulo PV TSM-230-DC05 para diferentes temperaturas de célula



Dimensiones



Dimensiones (mm) A*B*C	1650*992*46
Orificios de montaje (mm) E*F	941*990
Longitud del cable (mm) G	1000

*La empresa no se responsabiliza de posibles errores tipográficos.

www.trinasolar.es

Anexo B. Características del panel policristalino PC05

Módulos Solares Multicristalinos – TSM-PC



PRINCIPALES VENTAJAS

- Tolerancia $\pm 3\%$
- Configuración con 3 bus bars
- Conectores Plug & Play
- Vidrio templado con bajo contenido en hierro

GARANTIA

Fabricación: 5 años
 Producción de potencia: 90% : 10 años
 80% : 25 años

CERTIFICACIONES

Células solares de alta eficiencia

TRINA TSM-PC05, 200W a 230W

Módulo solar fotovoltaico

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Modelo	TSM	200-PC05	210-PC05	220-PC05	230-PC05
Potencia máxima	Pm(W)	200	210	220	230
Tolerancia de la potencia	(%)	± 3	± 3	± 3	± 3
Tensión de punto de máxima potencia	Vm(V)	28.7	29.7	29.8	30.0
Corriente de punto de máxima potencia	Im(A)	6.97	7.19	7.39	7.66
Tensión de circuito abierto	Voc(V)	36.0	36.4	36.8	37.0
Corriente de corto circuito	Isc(A)	7.75	7.86	8.00	8.18
Tensión máxima del sistema	(VDC)	1000			
Eficiencia de la célula	η_c (%)	13.7	14.4	15.1	15.8
Eficiencia del módulo	η_m (%)	12.2	12.8	13.4	14.1
Nº, tipo y configuración de las células		60 un. Silicio Multicristalino (6x10)			
Dimensiones de la célula	(mm)	156 X 156			
Nº de diodos bypass	(un.)	6 (3x2)			
Máxima intensidad del fusible en serie	(A)	11			
Coef. de temperatura Pm	(%/°C)	- 0.45			
Coef. de temperatura Isc	(%/°C)	0.05			
Coef. de temperatura Voc	(%/°C)	- 0.35			
NOCT	(°C)	47 \pm 2			

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

Tipo de cable, diametro y longitud		4mm ² , TÜV certificado, 1000mm
Tipo de conector		Compatible Type III y Type IV
Dimensiones A*B*C	(mm)	1650*992*46
Peso	(Kg)	19.5
Nº orificios de drenaje en marco		8
Tipo de vidrio y grosor		Alta transmisión de la luz, bajo contenido en hierro, 3.2mm

CARACTERÍSTICAS DEL EMBALAJE

Condiciones de embalaje		2 un. /caja ó 20 un. /caja
Cantidad / Pallet		36 un. /pallet ó 20 un. /pallet
Capacidad de carga		504 un. /40ft ó 520 un. /40ft(H)

ÍNDICES MÁXIMOS ABSOLUTOS

Tensión de aislamiento del dieléctrico	(VDC)	3000 max.
Temperatura de operación	(°C)	-40~+85
Temperatura de almacenaje	(°C)	-40~+85

*Condiciones STC (1000W/m²; 1.5 AM y 25°C temperatura de la célula)

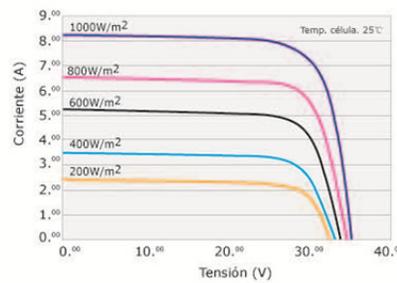


TRINA TSM-PC05, 200W a 230W

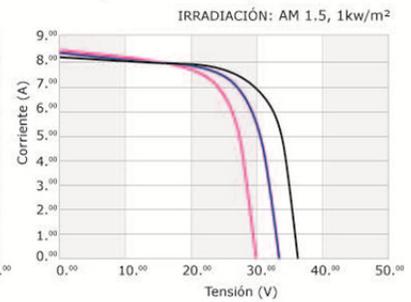
Módulo solar fotovoltaico

I-V Curvas

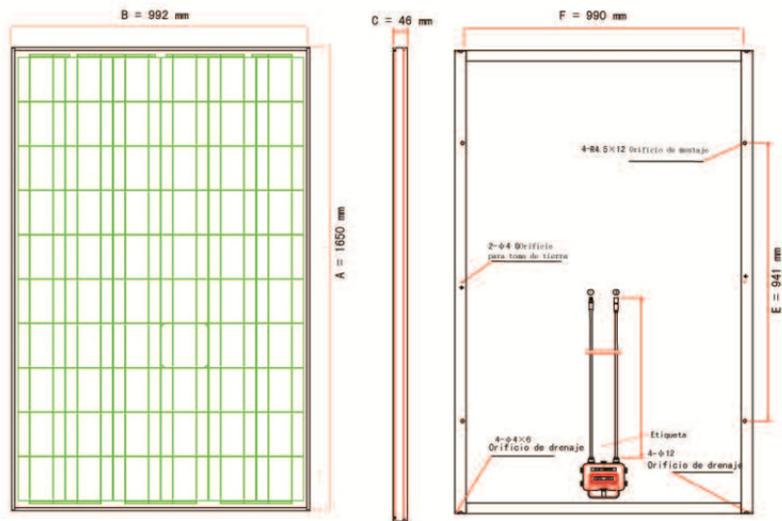
I-V Curvas del módulo PV TSM-220-PC05



I-V Curvas del módulo PV TSM-220-PC05 para diferentes temperaturas de célula



Dimensiones



Dimensiones (mm)	A*B*C	1650*992*46
Orificios de montaje (mm)	E*F	990*941
Longitud del cable (mm)	G	1000

*La empresa no se responsabiliza de posibles errores tipográficos.

www.trinasolar.es

Células solares de alta eficiencia

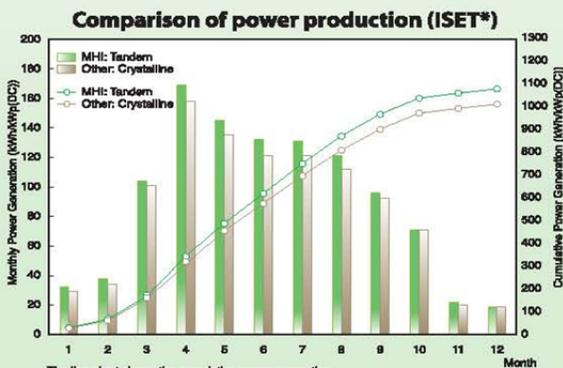
Anexo C. Características del panel amorfo MH 130

Mitsubishi Tandem Photovoltaic Module

After more than five years of producing reliable and extremely high-quality amorphous silicon photovoltaic modules, MHI has successfully developed and commercialized a new generation of micromorph tandem-type modules with even higher generating capacities.

These tandem modules have a double-layer structure with a microcrystalline silicon film on an amorphous silicon film. The solar absorption spectrum of these modules extends from ultraviolet to visible and infrared wavelengths, assuring the generation of considerably more power than can be expected from the conventional amorphous modules from MHI. The thin-film structure enables the manufacture of the modules with only small amounts of silicon and energy, extending the reduction of CO₂ emissions over conventional crystalline modules.

The next generation of tandem photovoltaic modules from MHI expand the possibilities of clean energy by combining high efficiency with environmental care.



FEATURES

- Higher annual power generation than conventional modules (crystalline silicon type)
See the field test record by ISET, Kassel, in Germany (left slide)
- Generates 1.3 more power (maximum output) than MHI's amorphous silicon photovoltaic type
- Thin films need less silicon to be produced
- Applying lead-free solder and halogen-free cables contribute to environmental conservation

QUALITY & SAFETY

The MT (MHI Tandem) is awarded the following international certifications:

- Manufactured in an ISO 9001 certified factory
- IEC 61646 and IEC 61730 certified

SPECIFICATIONS

Mechanical Characteristics

Model	MT130
Dimensions (Length x Width x Thickness)	1,414 mm x 1,114 mm x 35 mm
Weight	Approx. 21 kg

Electrical Characteristics

Maximum power	130 W
Maximum power voltage	100 V
Maximum power current	1.30 A
Open circuit voltage	130 V
Short circuit current	1.59 A
Maximum system voltage	600 V

Temperature Coefficients

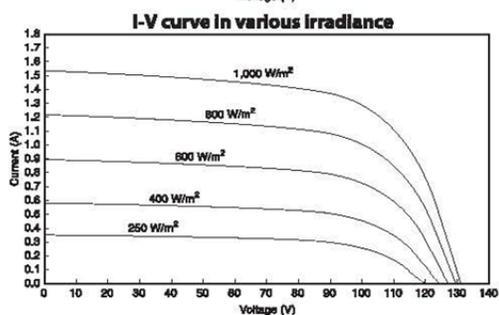
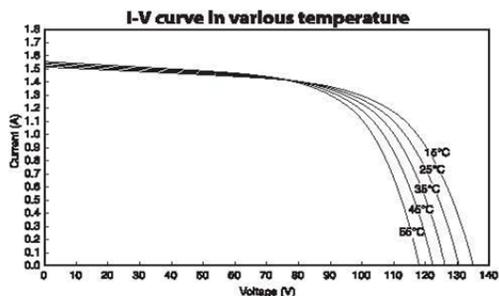
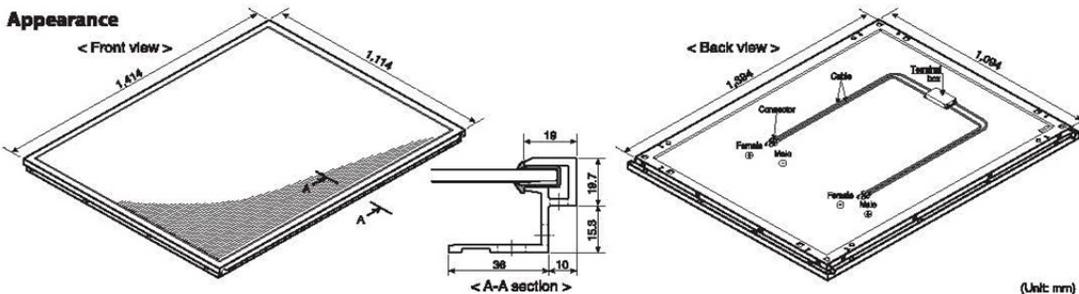
Maximum power (W)	-0.28%/°C
Maximum power voltage (V)	-0.33%/°C
Maximum power current (A)	+0.06%/°C
Open circuit voltage (V)	-0.32%/°C
Short circuit current (A)	+0.06%/°C

Measurements made under the standard test conditions (STC):

- Irradiance of 1 kW/m²
- Spectrum of AM1.5
- Module temperature of 25°C

* MHI reserves its rights to change without prior notice the contents of this data.

Appearance



Wiring Principle

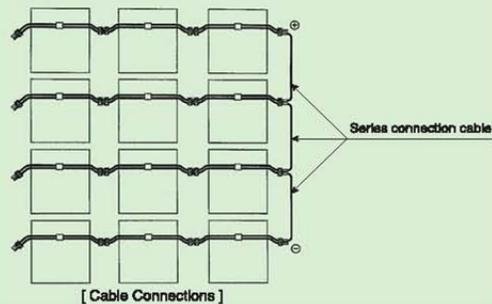
Mitsubishi Tandem PV modules connection functional system reduces the need of special cables and connection box, and thus substantially contributes to cost reduction.

(a) Parallel connection

PV modules can be connected in parallel by fastening together adjacent positive cables, and together adjacent negative cables.

(b) Series connection

PV modules can be connected in series by fastening the positive cable of one parallel string and the negative cable of another parallel string.



 **MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, LTD.**

Renewable Energy Business Division

Solar Power System Business Unit

3-1, Minatomirai 3-chome, Nishi-ku, Yokohama 220-8401, Japan

Tel: +81-45-200-7922 Fax: +81-45-200-7738

E-mail for contact: photovoltaic@mhi.co.jp URL: http://www.mhi.co.jp/power/e_a-ai

Printed in Japan

Anexo D. Características Técnicas del Inversor SB3000

Technical Data Sunny Boy 3000 / 4000

	SB 3000US	SB 4000US
Input Data (DC)		
Max. Recommended Array Input Power (DC @ STC)	3750 W	5000 W
Max. DC Voltage	500 V	600 V
Peak Power Tracking Voltage	180 - 400 V @ 208 V 200 - 400 V @ 240 V	220 - 480 V @ 208 V 250 - 480 V @ 240 V
DC Max. Input Current	17 A	18 A
DC Voltage Ripple	< 5%	< 5%
Number of Fused String Inputs	4	4
PV Start Voltage	228 V	285 V
Output Data (AC)		
AC Nominal Power	3000 W	3500 W @ 208 V / 4000 W @ 240 V
AC Maximum Output Power	3000 W	4000 W
AC Maximum Output Current	15 A @ 208 V, 12.5 A @ 240 V	17 A @ 208 V, 16.6 A @ 240 V
AC Nominal Voltage / Range	183 - 229 V @ 208 V 211 - 264 V @ 240 V	183 - 229 V @ 208 V 211 - 264 V @ 240 V
AC Frequency / Range	60 Hz / 59.3 Hz - 60.5 Hz	60 Hz / 59.3 Hz - 60.5 Hz
Power Factor	1	1
Efficiency		
Peak Inverter Efficiency	96.6%	96.8%
CEC weighted Efficiency	95.0% @ 208 V 95.5% @ 240 V	95.5% @ 208 V 96.0% @ 240 V
Mechanical Data		
Dimensions W x H x D in inches	17.8 x 13.8 x 9.3	17.8 x 13.8 x 9.3
Weight / Shipping Weight	88 lbs / 94 lbs	88 lbs / 94 lbs
Ambient temperature range	-13 to +113 °F	-13 to +113 °F
Power Consumption: standby / nighttime	< 7 W / 0.1 W	< 7 W / 0.1 W
Topology	PWM, true sinewave, current source	PWM, true sinewave, current source
Cooling Concept	Convection, regulated fan cooling	Convection, regulated fan cooling
Mounting Location Indoor / Outdoor (NEMA 3R)	● / ●	● / ●
Features		
LCD Display	●	●
Lid Color: aluminum / red / blue / yellow	● / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○
Communication: RS485 / Wireless	○ / ○	○ / ○
Warranty: 10 year	●	●
Compliance: IEEE 929, IEEE 1547, UL 1741, UL 1998, FCC Part 15 A & B	●	●
Specifications for nominal conditions	● Included ○ Option - Not available	
Efficiency Curves		

SB3000US-4000US (1/10/07) Sunny Boy and SMA are registered trademarks of SMA Technology, U.S. Inc. and figures comply with the data sheets of applicable solar panels. Subject to technical changes. We accept no liability for any typographical and other errors. Printed in the United States of America.

www.sma-america.com
Phone 530-273-4895
Toll Free 888-4SMAUSA

SMA America, Inc.

Anexo E. MANUAL DE USUARIO DE MANEJO DE ARCHIVOS

Por medio del siguiente manual de usuario, se explicarán todos los procedimientos que se deben realizar para poder transformar los archivos que se utilizaron para el desarrollo del análisis comparativo de los generadores fotovoltaicos.

La manipulación de los archivos se realiza mediante dos Hojas de Cálculo llamadas:

- Conversor de Datos
- Consolidado

El primero sirve para importar los archivos de SMA en formato texto o con extensión .CSV a archivos convencionales de hoja de cálculo con extensión .XLS, al haber manipulado las hojas se pueden guardar normalmente. El segundo se utiliza para poder hacer un solo archivo mensual, a partir de los reportes diarios que se obtienen de SMA. Teniendo listos los archivos descargados de SMA y creando una carpeta para cada mes se tiene lo siguiente:

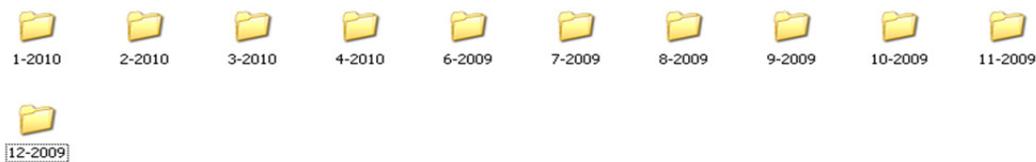


Figura A-1. Árbol de carpetas.

Luego se ejecuta el archivo Conversor de Datos.xlsx, y aparece una ventana como esta:

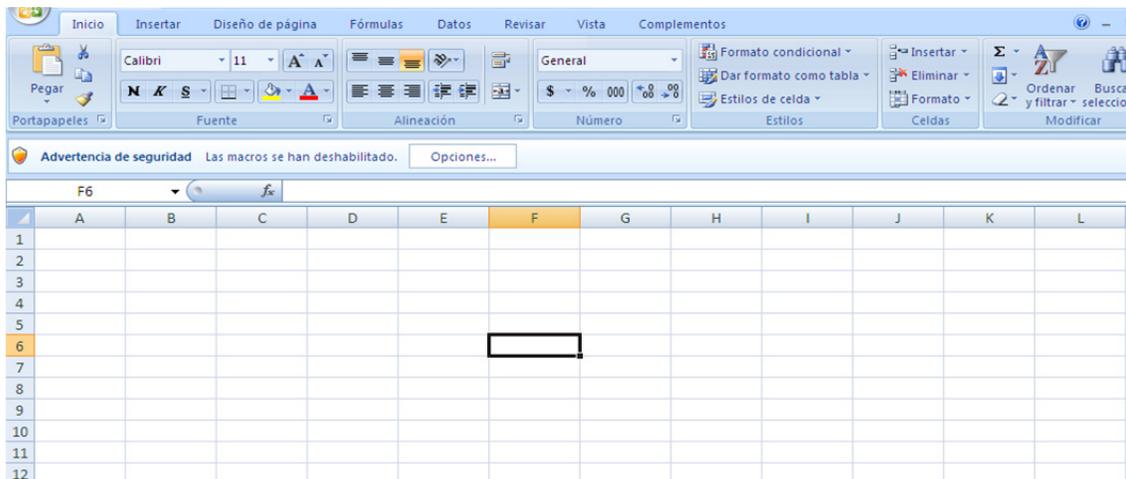


Figura A-2. Ventana Principal de la Hoja de Cálculo.

Se observa la advertencia sobre la deshabilitación de Macros, y puesto que todo el proceso se realiza a partir de código VBA; es necesario habilitar las funciones de macros. Se pulsa el botón “Opciones...” y se tiene la ventana:

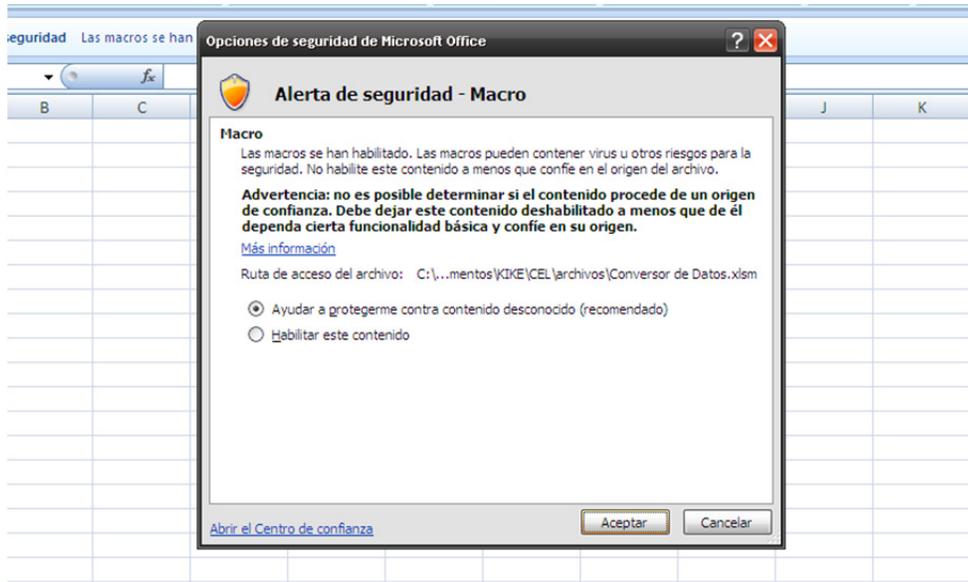


Figura A-3. Ventana de habilitación de macros.

En esta ventana se debe marcar la opción “Habilitar este contenido”, y luego presionar el botón aceptar. Después se selecciona la pestaña “Vista” de la hoja de cálculo ahí aparece la opción de “Macros”, al presionar sobre ese botón aparece la lista de macros que contiene la hoja de cálculo, estos son:

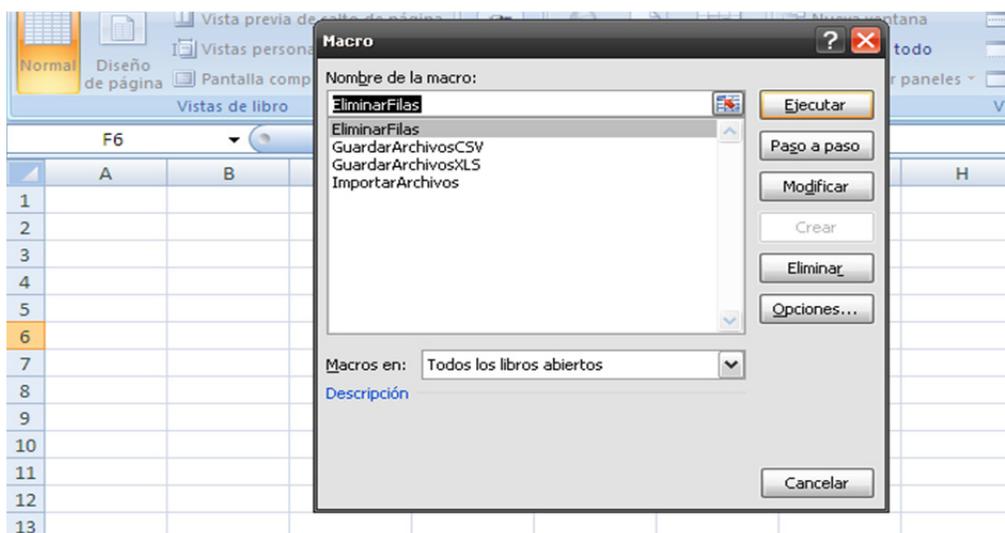


Figura A-4. Ventana de macros del documento.

El primero que se debe de ocupar es el macro de “ImportarArchivos”, que se utiliza para poder utilizar los CSV en la hoja de cálculo. Se ejecuta ese macro y aparece una ventana solicitando se seleccionen los archivos a importar; es importante mencionar que la selección de los archivos se debe hacer como área y no individualmente; porque si no el orden no será el correcto.

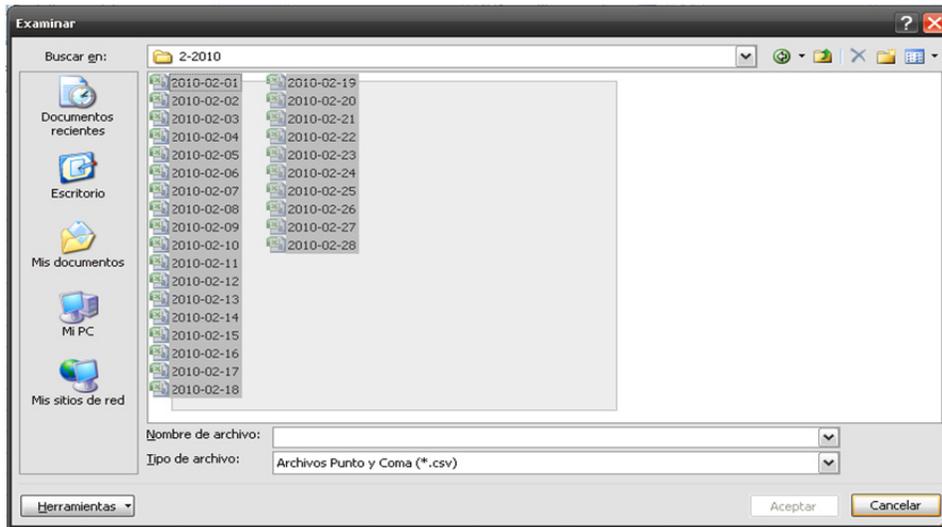


Figura A-5. Selección de los archivos a importar.

Luego de haber realizado la selección y dependiendo del tipo de computador que se tenga, después de cierto tiempo se tiene un libro con número de hojas de cálculo igual a los archivos importados, como se muestra:

1	CSV-Export	Version: 1.01	Separator: Semicolon					
2								
3		SENS0500	SENS0500	SENS0500	SENS0500	SENS0500	SENS0500	WR30U08E
4		3828	3828	3828	3828	3828	3828	2000602562
5	TimeStamp	ExlSolIrr	IntSolIrr	OpTm	TmpAmb C	TmpMdul C	WindVel m/s	Backup State
6	hh:mm	W/m^2	W/m^2	h	?C	PC	m/s	
7	00:00	0	0	5747.56	23.03	22.63	0	
8	00:05	0	0	5747.64	23.05	22.4	0	
9	00:10	0	0	5747.71	22.95	22.17	0	
10	00:15	0	0	5747.8	22.78	22.21	0	
11	00:20	0	0	5747.88	22.76	22.1	0	
12	00:25	0	0	5747.95	22.73	22.21	0	
13	00:30	0	0	5748.04	22.76	22.23	0	
14	00:35	0	0	5748.12	22.65	22.3	0	
15	00:40	0	0	5748.21	22.63	22.41	0	
16	00:45	0	0	5748.29	22.78	22.58	0	
17	00:50	0	0	5748.39	22.8	22.63	0	
18	00:55	0	0	5748.47	22.78	22.58	0	
19	01:00	0	0	5748.56	22.73	22.51	0	
20	01:05	0	0	5748.64	22.6	22.35	0	
21	01:10	0	0	5748.73	22.63	22.28	0	
22	01:15	0	0	5748.81	22.53	22.16	0	
23	01:20	0	0	5748.89	22.6	22.1	0	
24	01:25	0	0	5748.98	22.58	22.05	0	
25	01:30	0	0	5749.04	22.66	22.03	0	

Figura A-6. Hoja de Cálculo con los archivos ya importados.

Luego de haber importado todos los archivos, se puede guardar el Libro asignándole un nombre. Es muy importante utilizar la función “Guardar como”, pues si se utiliza “Guardar” se sobre escribiría sobre el archivo original y se dificultaría volver a utilizarlo. Cuando el archivo que se está utilizando se guarda toma el lugar de “Convertor de Datos”, por lo que hay que abrir nuevamente el archivo antes mencionado para poder manipular otra cantidad de CSV.

Para poder tener un consolidado mensual, se realiza el mismo proceso que antes; es decir se importan los archivos CSV y si se desea se borran los encabezados a todas las hojas, esto se hace por medio del macro “EliminarFilas” quedando:

	A	B	C	D	E	F	G	H
1								
2	00:00	0	0	5747.56	23.03	22.63	0	
3	00:05	0	0	5747.64	23.05	22.4	0	
4	00:10	0	0	5747.71	22.95	22.17	0	
5	00:15	0	0	5747.8	22.78	22.21	0	
6	00:20	0	0	5747.88	22.76	22.1	0	
7	00:25	0	0	5747.95	22.73	22.21	0	
8	00:30	0	0	5748.04	22.76	22.23	0	
9	00:35	0	0	5748.12	22.65	22.3	0	
10	00:40	0	0	5748.21	22.63	22.41	0	
11	00:45	0	0	5748.29	22.78	22.58	0	
12	00:50	0	0	5748.39	22.8	22.63	0	
13	00:55	0	0	5748.47	22.78	22.58	0	
14	01:00	0	0	5748.56	22.73	22.51	0	
15	01:05	0	0	5748.64	22.6	22.35	0	
16	01:10	0	0	5748.73	22.63	22.28	0	
17	01:15	0	0	5748.81	22.53	22.16	0	
18	01:20	0	0	5748.89	22.6	22.1	0	
19	01:25	0	0	5748.98	22.58	22.05	0	

Figura A-7. Borrado de encabezados.

Este proceso se debe realizar hoja por hoja. Después se debe de seleccionar un lugar donde se almacenaran todos los archivos que se generaran. Luego se debe de ejecutar el macro “GuardarArchivosXLS” aparece una ventana preguntando donde se almacenaran los archivos, se pasa la dirección escogida, teniendo entonces:

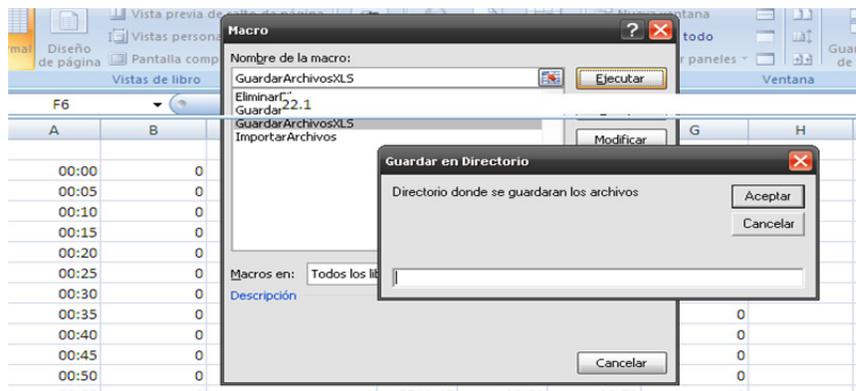


Figura A-8. Ejecución del Macro “GuardarArchivosXLS”

Luego de este proceso se tiene:



Figura A-9. Carpeta de Almacenamiento de las Hojas diarias.

En este punto se utiliza el archivo “Consolidado”. Al abrir este archivo, igual que en Conversor de Datos se deben de habilitar los contenidos VBA, apareciendo un formulario como el siguiente:

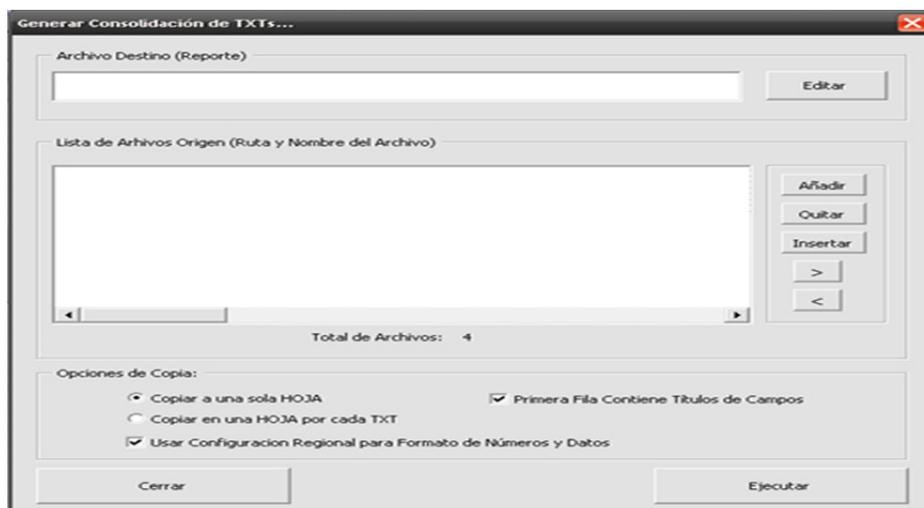


Figura A-10. Formulario de Consolidación.

En el campo de “Archivo Destino” se coloca en ubicación el lugar donde quedara almacenado el reporte mensual, y el nombre que tendrá el reporte. En la parte de “Lista de Archivos de Origen” si existiesen archivos en ese campo se deben de eliminar, para eso se utiliza el botón “Quitar”. Luego se presiona “Añadir” y se seleccionan los archivos que se utilizaran, como en el caso anterior se deben escoger en forma de área. Una vez seleccionados se presiona el botón “Ejecutar”. El formulario empezará a trabajar mostrando el avance del trabajo de esta forma:

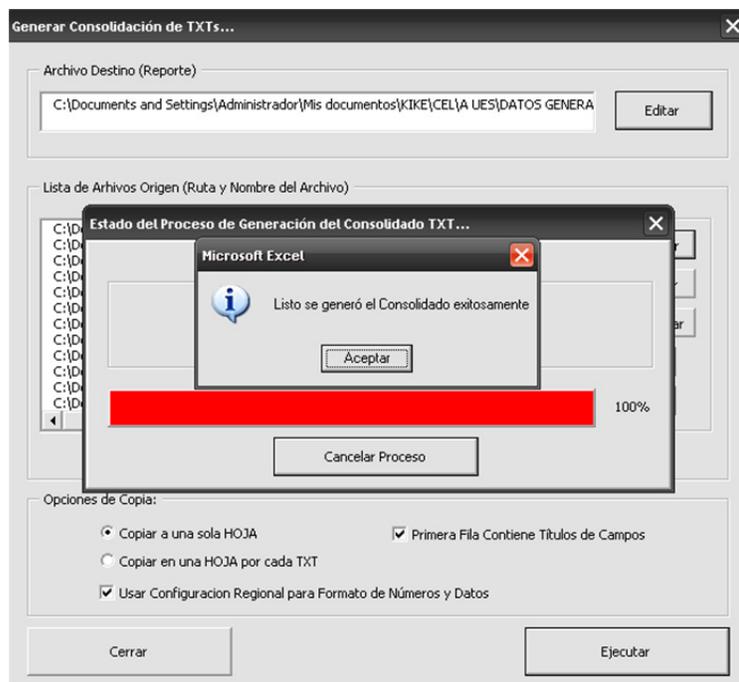


Figura A-11. Trabajo de consolidación del formulario.

Una vez haya terminado, mostrará el consolidado mensual y solo resta guardarlo en archivo a elegir y listo para manejarlo en hoja de cálculo Excel.

Anexo F. Precisión necesaria para medición comercial según ley de electricidad de El Salvador SIGET.

Según el anexo 13 sección 2.1.8 del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), dice literalmente

- 10.1.1 El porcentaje de error máximo para los transformadores de instrumento, y para los medidores conectados en los secundarios de estos, será la indicada en la tabla siguiente:

EQUIPO	PRECISION
Medidor de Estado Solido	0.2
Transformador de Corriente	0.3
Transformador de Potencial	0.3