

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



**Evaluación del sistema Fotovoltaico de 24.57 KWp,
conectado a red, instalado en Oficina Central de CEL en
el período 2009- 2014.**

PRESENTADO POR:

HERBERTH JOSUÉ PALACIOS ARANA

PARA OPTAR AL TITULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, SEPTIEMBRE DE 2014

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR

:

ING. MARIO ROBERTO NIETO LOVO

SECRETARIA GENERAL

:

DRA. ANA LETICIA ZA VALETA DE AMAYA

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

DECANO

:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO

:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR

:

ING. JOSÉ WILBER CALDERÓN URRUTIA

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

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título :

**Evaluación del sistema Fotovoltaico de 24.57 KWp,
conectado a red, instalado en Oficina Central de CEL
en el período 2009- 2014.**

Presentado por :

HERBERTH JOSUÉ PALACIOS ARANA

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Director :

ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

San Salvador, Septiembre 2014

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Director :

ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

AGRADECIMIENTOS

Al nacer un bebe llora y ríe, simplemente por efecto de un reflejo de supervivencia y mientras las personas que observan al bebe agradecen su sonrisa, y prestan atención para calmar su llanto, él sencillamente aprovecha lo que se le da.

Así cada persona tiene algo que la vida le ofrece y lo que unos tienen en abundancia otros carecen de ello. Compartir lo que tengo en mi vida es algo que abre mis ojos a nuevos horizontes y hace nacer en mí un sentimiento de agradecimiento hacia todas aquellas personas que un día compartieron algo conmigo, y me invita a compartirlo con quienes necesitan algo de mí aun sin conocerlos.

De esta manera doy gracias a Dios, por regalarme muchas bendiciones y permitirme pruebas durante el desarrollo de mi carrera, que de buena o mala manera las he aceptado en mi vida y han dado sus frutos.

Agradezco especialmente a Metzti Arana mi mamá y a Karla Arana mi hermana que desde hace veintiséis años me acompañan en cada experiencia de mi vida, y me han ayudado a cultivar virtudes y conocimientos con las que he logrado crecer y salir adelante, todo esto también me ha permitido ver la carrera de Ingeniería Eléctrica con una perspectiva propia.

Agradezco a toda mi familia en general, que de una u otra manera siempre estuvieron pendientes de mí. Agradezco a Sara Arteaga por acompañarme de manera incondicional durante el desarrollo de mi trabajo de graduación.

A los Docentes de la EIE-UES muchísimas gracias por compartir sus conocimientos que son de mucha importancia para el desarrollo de nuestro país.

A los Ingenieros Marlon Rodríguez y Jorge Zetino por las asesorías y consejos brindados durante el desarrollo de este documento.

A mis amigos y compañeros que de una u otra manera ayudaron en el desarrollo de este trabajo, especialmente a Edgar Menjivar, Lester Padilla.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
OBJETIVOS.....	3
OBJETIVO GENERAL.....	3
OBJETIVO ESPECIFICO.....	3
RESUMEN EJECUTIVO.....	4
CAPITULO I.....	8
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	8
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	8
1.3 ALCANCES Y DELIMITACIONES.....	8
CAPITULO II.....	10
2.1 ANTECEDENTES.....	10
2.2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	10
2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.....	22
CAPITULO III.....	25
METODOLOGÍA IMPLEMENTADA.....	25
3.1 Producciones Anuales.....	25
3.1.1 Por año calendario.....	25
3.1.2 Por periodos junio-mayo.....	25
3.2 Producciones por Sub-Generador.....	25
3.3 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL SOLAR.....	26
3.4 EFICIENCIAS.....	27
3.5 EVALUACIÓN INVIERNO VERANO.....	28
3.6 HORAS DE GENERACIÓN DIARIA.....	28
3.7 HISTORIAL DE FALLAS.....	29
3.8 ANÁLISIS COMPARATIVO ECONÓMICO.....	29
3.9 CARACTERÍSTICAS DEL GENERADOR.....	30
CAPÍTULO IV.....	31
DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES.....	31

4.1	COMPARAR Y ANALIZAR LA PRODUCCIÓN ANUAL Y MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN COMPLETO.....	31
4.1.1	PRODUCCIÓN DE ACUERDO AL AÑO CALENDARIO	31
4.1.2	PRODUCCIÓN POR PERIODOS JUNIO MAYO.....	36
4.1.3	TENDENCIA DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.	39
4.2	COMPARAR Y ANALIZAR LA PRODUCCIÓN ANUAL Y MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS SUB-GENERADORES.	43
4.2.1	ANÁLISIS POR TECNOLOGÍAS DE PANELES.	43
4.3	EVALUACIÓN DEL POTENCIAL SOLAR DE IRRADIACIÓN, COMPARANDO LAS MEDICIONES TOMADAS DEL PLANO HORIZONTAL CON LA DEL PLANO INCLINADO A 15° GRADOS, PRESENTAR GRÁFICOS Y ESTADÍSTICAS DE VALORES MÁXIMOS, MÍNIMOS Y PROMEDIOS DE IRRADIANCIA E IRRADIACIÓN EN PERIODOS MENSUALES.....	54
4.3.1	DESARROLLO ANALÍTICO.	54
4.3.2	ANÁLISIS DE VALORES MÁXIMOS DE IRRADIANCIA.....	56
4.3.3	ANÁLISIS DE PROMEDIOS DE VALORES MÁXIMOS.....	61
4.3.4	ANÁLISIS DE VALORES PROMEDIOS DE IRRADIANCIA.	65
4.3.5	ANÁLISIS DE VALORES MÍNIMOS.	69
4.3.6	ANÁLISIS DE IRRADIACIÓN MENSUAL.....	72
4.3.7	IRRADIACIÓN ANUAL.....	74
4.4	EVALUAR EL COMPORTAMIENTO Y EFICIENCIA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO, EN FUNCIÓN DE LOS CAMBIOS DE TEMPERATURA.....	76
4.4.1	EFICIENCIAS.....	76
4.4.2	RESUMEN DE EFICIENCIAS.....	90
4.5	EVALUAR EL COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR, EN LAS ESTACIONES DE INVIERNO Y VERANO.	92
4.5	EVALUAR Y ANALIZAR LAS HORAS DE GENERACIÓN DIARIA DE LOS SUB-GENERADORES FOTOVOLTAICOS, CONSIDERANDO SU OPERACIÓN EN EL TRANCURSO DEL AÑO.	97
4.6	EVALUAR EL HISTORIAL DE FALLAS EN EL FUNCIONAMIENTO DEL GENERADOR.	106

4.7 REALIZAR EL ANÁLISIS COMPARATIVO ECONÓMICO ENTRE TECNOLOGÍAS DE PANELES FOTOVOLTAICOS, CONSIDERANDO LOS PRECIOS DEL MERCADO REGULADOR DEL SISTEMA (MRS).....	119
4.8 EVALUAR LAS CARACTERÍSTICAS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO, TALES COMO LA HORA SOLAR PICO, FACTOR DE PLANTA, GENERACIONES MÁXIMAS, POTENCIAS MÁXIMAS, ETC., EN PERIODOS MENSUALES Y DURANTE TODO EL PERIODO ANALIZADO.....	126
4.8.1 ANÁLISIS DE HORAS SOL PICO (HSP).....	126
4.8.2. GENERACIONES Y POTENCIAS MÁXIMAS.....	130
4.8.3 AÑO 2009.....	131
4.8.4 AÑO 2010.....	134
4.8.5 AÑO 2011.....	137
4.8.6 AÑO 2012.....	140
4.8.7 AÑO 2013.....	143
4.8.8 FACTOR DE PLANTA.....	146
4.9 EVALUAR EL COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO, CON RESPECTO A LAS VARIABLES ATMOSFÉRICAS DE TEMPERATURA, VIENTO Y RADIACIÓN DIFUSA EN LOS DIFERENTES TIPOS DE TECNOLOGÍAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	150
Conclusiones.....	162
Observaciones y Recomendaciones.....	169
BIBLIOGRAFÍA.....	174
ANEXOS.....	177
Anexo A.....	177
Anexo B.....	178
Anexo J.....	186
Conteo y discriminación de días.....	186
Ajustes y tendencias de Gráficos de producciones de energía eléctrica.....	187
Imágenes Termografías.....	188
Tablas de temperaturas para Diseños.....	190
Graficos de MRS, Precios fijos y Precios Fijos indexados.....	191

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfico 1.- Energía Total Generada por Año (2009-2014). Periodo: Enero –Diciembre.	32
Gráfico 2.- Índices de Producción por Año de Generación.	35
Gráfico 3.- Energía Total Generada Por Periodo.	37
Gráfico 4.- Índices de Producción por Periodo.....	39
Gráfico 5.-Irradiación y Producción por periodos.....	40
Gráfico 6.- Tendencia de la Producción de Energía.	40
Gráfico 7.-Generación Mensual (Total) desde Junio-09 a mayo-14.	42
Gráfico 8.- Porcentaje de contribución de energía por cada sub-generadores.	45
Gráfico 9.- Producción porcentual por tipo de Tecnología.	47
Gráfico 10.-Índice de Producción de Yf Por tecnología.....	49
Gráfico 11.- Tendencia de las Producciones por Tecnologías.....	51
Gráfico 12.- Rendimientos Específicos de los Sub-generadores Policristalinos.	52
Gráfico 13.- Rendimientos Específicos de los Sub-generadores Monocristalinos.....	52
Gráfico 14.- Rendimientos Específicos de los Sub-generadores Amorfos.	53
Gráfico 15.- Perfil de Irradiancia Máxima representativo del mes (noviembre-09) en el plano inclinado a 15°.	57
Gráfico 16.- Valores máximos mensuales de irradiancia medidos en el plano inclinado (15°) y horizontal (0°) Periodo (jun-09-may-11).	58
Gráfico 17.- Valores Máximos mensuales de irradiancia Medidos en el plano inclinado (15°) y horizontal (0°). Periodo (jun-11-may-13).	59
Gráfico 18.- Promedio de los valores máximos obtenidos en el periodo de jun-09 a may-11.....	62
Gráfico 19.- Promedio de los valores máximos obtenidos en el periodo de jun-11 a Dic-13.....	63
Gráfico 20.- Perfil de irradiancia Promedio representa los valores promedios del mes de noviembre-09 por unidad de tiempo.	65
Gráfico 21.- Valores promedios de irradiancia en el periodo jun-09 a may-11.....	66
Gráfico 22.- Valores promedios de irradiancia en el periodo jun-11 a Dic-13.....	67
Gráfico 23.- Perfil de Valores mínimos de Irradiancia correspondiente al mes de (nov-09) en el plano inclinado.	69
Gráfico 24.-Perfil Promedio Mensual de Valores Mínimos (jun-07-May11).....	70
Gráfico 25.- Perfil Promedio Mensual de Valores Mínimos (jun-11-Dic-13).....	71
Gráfico 26.- Perfil Promedio Mensual de Irradiación (jun-09-may-11).	72
Gráfico 27.- Perfil Promedio Mensual de Irradiación (jun-11-Dic-13).	73
Gráfico 28.- Comparación de irradiación y producción anual.	74
Gráfico 30.- Comparación de irradiación y producción por periodo.	74
Gráfico 31.-Eficiencia promedio mensual de módulos Policristalinos (jun-09-may11).	82
Gráfico 32.-Eficiencia promedio mensual de módulos Policristalinos (Jun11-Dic13).	83
Gráfico 33.-Eficiencia promedio mensual de módulos Monocristalinos (Jun09-may11).....	85
Gráfico 34.-Eficiencia promedio mensual de módulos Monocristalinos (Jun11-Dic13).....	86
Gráfico 35.- Eficiencia promedio mensual de módulos Amorfos (Jun09 – May11).	88
Gráfico 36.- Eficiencia promedio mensual de módulos Amorfos (Jun11-Dic13).	89
Gráfico 37.-Comportamiento por estaciones del generador completo.	93
Gráfico 38.-Comportamiento por estaciones de cada tecnología.	93
Gráfico 39.- Comportamiento por estaciones de los Sub-Generadores Policristalinos.	95
Gráfico 40.- Comportamiento por estaciones de los Sub-Generadores Monocristalinos.....	95
Gráfico 41.- Comportamiento por estaciones de los Sub-Generadores Amorfos.	96

Gráfico 42.- Inyección y Funcionamiento en tecnología de módulos policristalinos en días astronómicos.....	99
Gráfico 43.- Inyección y Funcionamiento en tecnología de módulos Monocristalinos en días astronómicos.....	100
Gráfico 44.- Inyección y Funcionamiento en tecnología de módulos Amorfos en días astronómicos.....	100
Gráfico 45.- Inyección y funcionamiento promedio mensual Policristalino.....	103
Gráfico 46.- Inyección y funcionamiento promedio mensual monocristalino.....	103
Gráfico 47.- Inyección y funcionamiento promedio mensual amorfo.....	104
Gráfico 48.- Curvas de Ingresos, Precio y Generación.....	121
Gráfico 49.-Resumen de ingresos anuales.....	122
Gráfico 50.- Horas Sol pico obtenidas para el periodo jun-09 may-10.....	126
Gráfico 51.- Horas Sol pico obtenidas para el periodo jun-10 may-11.....	127
Gráfico 52.-Día de potencia máxima 2009.....	133
Gráfico 53.-Días de generación máxima 2009.....	133
Gráfico 54.-Día de potencia máxima 2010.....	136
Gráfico 55.-Días de Maxima generación 2010.....	136
Gráfico 56.- Día de potencia máxima 2011.....	139
Gráfico 57.- Días de Maxima generación 2011.....	139
Gráfico 58.- Día de potencia máxima 2012.....	142
Gráfico 59.- Días de Maxima generación 2012.....	142
Gráfico 60.- Días de potencia máxima 2013.....	144
Gráfico 61.- Días de Maxima generación 2012.....	145
Gráfico 62.-Factor de Planta de por Tecnologías periodo jun-09-may11.....	146
Gráfico 63.-Factor de planta por Tecnologías periodo jun11-may13.....	147
Gráfico 64.-Factor de Planta por Tecnologías periodo jun-13-may-14.....	148
Gráfico 65.-. Promedio anual 2009 de temperaturas de celda y ambiente con franjas segmentadas.....	150
Gráfico 66.- Formación del gráfico de temperaturas con el avance de los días. A) Día 1, B) Día 1-3, C) Días 1-7.....	151
Gráfico 67.-. Año(2009) Temperatura Ambiente Vrs Temperatura de Celda a) MonoCristalina, b)PoliCristalina y c)Amorfa.....	154
Gráfico 68.- Año(2010) Temperatura Ambiente Vrs Temperatura de Celda a) MonoCristalina, b)PoliCristalina y c)Amorfa.....	154
Gráfico 69.-Año(2011) Temperatura Ambiente Vrs Temperatura de Celda a) MonoCristalina, b)PoliCristalina y c)Amorfa.....	155
Gráfico 70.- Año(2012) Temperatura Ambiente Vrs Temperatura de Celda a) MonoCristalina, b)PoliCristalina y c)Amorfa.....	155
Gráfico 71.- Año(2013) Temperatura Ambiente Vrs Temperatura de Celda a) MonoCristalina, b)PoliCristalina y c)Amorfa.....	155
Gráfico 72.- Temperaturas Promedio periodo jun-09-may-11.....	156
Gráfico 73.- Temperaturas Promedios periodo jun11-dic13.....	157
Gráfico 74.-Temperaturas Máximas periodo jun-09-may11.....	158
Gráfico 75.- Temperaturas Máximas periodo jun-11-dic-13.....	159
Gráfico 76.-Energía Generada por Año, Proyección de energía y Estimación por energía no generada.....	177
Gráfico 77.-Estado de los Datos de la estación meteorológica.....	186
Gráfico 78.- Ajustes de Gráficos de Producción por año.....	187

Gráfico 79. Ajustes de Gráficos de Producción por Periodo.	187
Gráfico 80.-Ingresos en MRS e Ingresos a Precio Fijo.....	191
Gráfico 81.-Curvas I-V del día 27 de feb 2011 en la tecnología Policristalina.	192
Gráfico 82.- Curvas P-V del día 27 de feb 2011 en la tecnología Policristalina.	193
Gráfico 83.- Curvas I-V del día 27 de feb 2011 en la tecnología Monocristalina.....	194
Gráfico 84.- Curvas P-V del día 27 de feb 2011 en la tecnología Monocristalina.....	195

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Energía Total Generada por año..	31
Tabla 2.- Índices de Producción mensuales por año de generación.	34
Tabla 3.- Energía mensual por Periodo de Generación.	36
Tabla 4.- Índices de Producción Mensuales Por Periodo De Generación.....	38
Tabla 5.- Comparación de la Producción de Energía.	39
Tabla 6.- Extrapolación de Generación Máxima de Energía Eléctrica.	41
Tabla 7.-Producciones por Sub-Generador con referencia al monocristalino.	44
Tabla 8.- Comparación de Generación por Tecnologías.....	46
Tabla 9.-Horas de salida y puesta del sol Mensuales.	55
Tabla 10.-Eficiencias de cada Sub-Generador por periodo.....	90
Tabla 11.- Comparación de eficiencias STC VRS Condiciones Reales de operación.....	90
Tabla 12.-Fechas Invierno Verano según el ROBCP.	92
Tabla 13.- Días astronómicos importantes 97	97
Tabla 14.-Resumen de Irradiancia 2009 en días Astronómicos.....	101
Tabla 15.- Resumen de Irradiancia 2010 y 2011 en días Astronómicos.....	101
Tabla 16.- Resumen de Irradiancia 2012 y 2013 en días Astronómicos.....	102
Tabla 17. Resumen de Horas de Funcionamiento y Generación.	105
Tabla 18.-Historial de fallas del SFV completo.	108
Tabla 19.- Calculo de energía eléctrica que dejo de producirse.	112
Tabla 20.- Calculo de energía eléctrica que dejo de registrarse.....	113
Tabla 21.- Datos Faltantes en el registro de Sunny portal (2009).	114
Tabla 22.-Datos Faltantes en el registro de Sunny portal (2010).	115
Tabla 23.- Datos Faltantes en el registro de Sunny portal (2011).	115
Tabla 24.-Datos Faltantes en el registro de Sunny portal (2012-2013).....	116
Tabla 25.-Datos Faltantes en el registro de Sunny portal (2014).	117
Tabla 26.-Ingresos simulando venta en el MRS.....	119
Tabla 27.-Ingresos Anuales Policristalinos.....	123
Tabla 28 .-Ingresos Anuales Amorfos.....	123
Tabla 29 .-Ingresos Anuales Monocristalinos.....	124
Tabla 30.- Resumen de Horas Sol pico Mensuales a 0° y 15°.....	128
Tabla 31.-Resumen de Potencias máximas 2009.	131
Tabla 32.-Resumen de generaciones máximas 2009.	131
Tabla 33.-Resumen de Potencias máximas 2010.	134
Tabla 34.-Resumen de Generaciones máximas 2010.....	134
Tabla 35.- Resumen de Potencias máximas y generaciones máximas 2011.....	137
Tabla 36.-Resumen de generaciones máximas 2011.	137
Tabla 37.- Resumen de Potencias máximas 2012.	140

<i>Tabla 38.-Resumen de generaciones máximas 2012.</i>	140
<i>Tabla 39.- Resumen de Potencias máximas 2013.</i>	143
<i>Tabla 40.-Resumen de generaciones máximas.2013</i>	143
<i>Tabla 41.- Factor de planta máximo, mínimo y promedio por Periodo.</i>	149
<i>Tabla 42.-Factores de planta por año.</i>	149
<i>Tabla 43.-Tabla resumen de temperaturas de celda máximas y mínimas.</i>	152
<i>Tabla 44.- Tabla resumen de temperatura ambiente máximas y mínimas.</i>	152
<i>Tabla 45.-Producción mensual por Sub-Generadores (Jun-09-Dic-10).</i>	179
<i>Tabla 46.-Producción mensual por Sub-Generadores (Ene-11-Dic-12).</i>	180
<i>Tabla 47.-Producción mensual por Sub-Generadores (Ene-13-May-14).</i>	182
<i>Tabla 48.- Índices de producción por Sub-Generador jun 09-Dic 11 (KWh/KWp)</i>	184
<i>Tabla 49.- Índices de producción por Sub-Generador Ene 12- May 14(KWh/KWp).</i>	185
<i>Tabla 50.- Días de Mediciones.</i>	186
<i>Tabla 51.-Temperaturas de Diseño según mediciones en oficinas Administrativas de CEL.</i>	190

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1.Espectro Electromagnético.</i>	11
<i>Ilustración 2.Espectro de la Irradiancia Solar en la parte superior de la atmosfera.</i>	13
<i>Ilustración 3.-Espectro de la irradiancia.</i>	14
<i>Ilustración 4.-Semiconductor Intrínseco.</i>	15
<i>Ilustración 5.-Estructura de la Celda Fotovoltaica.</i>	16
<i>Ilustración 6.-Tipos de células de Silicio.</i>	17
<i>Ilustración 7.Esquema Básico de un sistema de Conexión a RED.</i>	18
<i>Ilustración 8.- Piranómetro Térmico clase secondary estándar que cumple con la norma Clase ISO 9060.</i>	20
<i>Ilustración 9.- Pirómetros Termoeléctricos.</i>	20
<i>Ilustración 10.-Piranómetros Fotovoltaicos.</i>	21
<i>Ilustración 12.- Movimiento relativo del Sol.</i>	55
<i>Ilustración 13.- Descripción de las variables utilizadas para determinar la eficiencia.</i>	76
<i>Ilustración 14.- Imagen termografica de modulos del Sub-Generador Policristalino 2.</i>	188
<i>Ilustración 15.-Imagen termografía de módulos P-14 al P-39.</i>	189

INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo se muestran los resultados del estudio técnico realizado al sistema fotovoltaico de 24.57KWp instalado en las oficinas centrales de CEL. El periodo bajo análisis comprende desde su puesta en operación en junio 2009, hasta mayo de 2014.

Entre otros, se analizó toda la información recolectada referente al funcionamiento, rendimiento y comportamiento del sistema fotovoltaico, así como la información de la estación meteorológica existente en el sitio. El análisis de los datos evidencia el comportamiento que el sistema de generación fotovoltaico ha tenido a lo largo de 5 años de operación continua.

El sistema Fotovoltaico fue diseñado específicamente para el estudio del comportamiento de tres tecnologías de módulos fotovoltaicos, Monocristalino, Policristalino y Amorfo, cada tecnología consta de 3 inversores de 3kW los cuales tienen en su entrada una potencia pico de 2.73kW (en STC) cada uno. Las cadenas de los inversores en la tecnología de módulos Monocristalino y policristalino están conformados por 13 módulos de 210Wp (en STC) conectados en serie; en cuanto a las cadenas de los inversores con tecnología de módulos amorfos, cada inversor está conformado por 21 paneles de 130Wp, los cuales se dividen en 3 arreglos conectados en serie y cada arreglo con 7 módulos en paralelo.

La estación meteorológica, permite la medición de los siguientes parámetros:

Temperatura Ambiente, humedad relativa, presión absoluta del aire, precipitación, velocidad del viento, dirección del viento, irradiación (inclinada y horizontal), temperatura de celdas (2 sensores por cada tecnología de módulos fotovoltaicos).

Los periodos de análisis para los datos de la estación meteorología están comprendidos del 1 junio de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2013, y los periodos

de análisis de producciones están comprendidos desde el 1 de junio de 2009 hasta el 31 de mayo de 2014, por tanto todo análisis que tenga referencia a utilizar datos de la estación meteorológica es presentado en periodos hasta el 31 de diciembre de 2013 y los que tengan relación a la información obtenida por medio de la página de Sunny-Portal son presentados hasta el 31 de mayo de 2014.

Es importante recalcar que el obtener mediciones de las plantas fotovoltaicas es un factor indispensable para cualquier estudio, predicción, estimación u otra actividad en la que se necesite la caracterización del comportamiento del sistema de generación y representa una excelente referencia para predecir el comportamiento de sistemas de mayor capacidad a instalarse en El Salvador.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL.

1. Organizar, analizar y evaluar los datos registrados por el generador Fotovoltaico, correspondiente al periodo de junio de 2009 a mayo de 2013.

OBJETIVO ESPECIFICO.

1. Evaluar las condiciones de producción de energía del Generador Fotovoltaico.
2. Comparar las características físicas y eléctricas de las diferentes tecnologías instaladas en el Generador Fotovoltaico (paneles monocristalinos, policristalinos y amorfo).
3. Evaluar las variables atmosféricas que influyen en el desempeño del Generador Fotovoltaicos, tomando como referencia las mediciones de la estación meteorológica del edificio de Oficina Central de CEL, y determinar la forma como estas afectan el aprovechamiento de la energía solar.

RESUMEN EJECUTIVO

Con el objeto de evaluar las principales tecnologías de fabricación de paneles fotovoltaicos, la Comisión Ejecutiva del Río Lempa (CEL) ha desarrollado un proyecto piloto de investigación aplicado a los sistemas fotovoltaicos con conexión a la red del servicio eléctrico, el trabajo consiste en estudiar el comportamiento de tres tecnologías de paneles fotovoltaicos bajo condiciones normales de operación y en el entorno de las variables atmosféricas de San Salvador. Todo el estudio se basa en los registros obtenidos por los equipos de medición instalados en CEL, para el periodo comprendido del 1 de junio 2009 hasta el 31 de mayo de 2014.

El sistema Fotovoltaico fue diseñado para el estudio del comportamiento de las tecnologías de módulos fotovoltaicos, Monocristalino, Policristalino y Amorfo, cada tecnología consta de 3 inversores de 3kW c/u y cada inversor tiene conectada una potencia en módulos fotovoltaicos de 2.73kWp (en STC) divididos de la siguiente manera: 13 módulos de 210Wp (en STC) conectados en serie en la tecnología monocristalino y policristalino, mientras que en la tecnología amorfo está conformada por 21 paneles de 130Wp, divididos en 3 arreglos conectados en serie y cada arreglo con 7 módulos en paralelo.

El análisis de producción por año refleja que la producción máxima fue de 40.0MWh, esta se dio en el año 2012 y no en el primer año de producción como es de esperarse, esto es debido a la fecha de inicio de la producción y a la aleatoriedad del recurso solar, por tanto se estimó conveniente realizar los análisis en periodos de tiempo consecutivos de 365 Días los cuales comprenden de 1 junio al 31 de mayo; de esta forma el máximo de generación de energía se dio en el primer periodo y fue de 40.7MWh con un índice de producción de 1657kWh/kWp. La producción del generador completo depende del recurso solar disponible en cada periodo de operación, pero en general refleja una tendencia a la baja de 1.7% por cada periodo de operación.

La producción total del generador hasta el 31 de mayo de 2014 fue de 193.6MWh y está dividida de la siguiente manera: 34.7%,33.8% y 31.5% generado por la tecnología monocristalina, policristalina y amorfa respectivamente. La menor producción ha sido por parte de la tecnología amorfa, la cual refleja una tendencia a la baja en la producción 2.7 veces mayor que la tendencia de los monocristalinos, mientras que la producción de los policristalinos tiende a disminuir 1.7 veces más rápido que la de los monocristalinos. La inclinación que poseen todos los módulos fotovoltaicos instalados es de 15° lo cual permite que se obtenga entre 3.0 y 3.5% más radiación incidente sobre la superficie de los módulos, en comparación con el plano horizontal a 0°; esta inclinación también permitió que los niveles de irradiancia fueran 7% más altos en los meses comprendidos entre septiembre y abril y 6% más en los meses restantes, comparado con la irradiancia incidente sobre el plano a 0°; de esta manera se registraron valores máximos de irradiancia mensuales entre 1300 W/m² y 1500W/m².

En promedio, las eficiencias de los módulos monocristalinos y amorfos fueron de 9.95% y 5.87% respectivamente durante el periodo comprendido entre Agosto de 2009 y diciembre de 2013. Tomando como referencia la eficiencia en condiciones Estadndar (STC) esto refleja una caída de 22.3% y 31.2% respectivamente, mientras que la eficiencia de los módulos policristalinos fue de 9.78% durante el periodo comprendido entre Marzo de 2010 y Diciembre de 2013 reflejando que la eficiencia se mantuvo 23.6% bajo la eficiencia STC.

Las producciones en épocas secas y lluviosas se dividieron en intervalos de tiempo según el criterio de periodo crítico establecido en el ROBCP; este análisis reflejó que La época seca con la menor producción fue la del 2011-2012 en la que se registró una generación de 20.91 MWh en el generador completo y la época seca en la que se registró la mayor producción fue en 2012-2013 con 22.04 MWh, esto refleja una diferencia máxima de 5% entre las producciones de épocas secas, mientras que la

época lluviosa con menor producción fue la de 2010 con una generación de 16.27MWh; en estas épocas se registran diferencias de producciones hasta de 13% dejando en evidencia que el comportamiento de la época lluviosa es la que más afecta los niveles de generación anuales.

El sistema Fotovoltaico completo ha inyectado durante 20,419 Horas hasta el 31 de mayo de 2014; este tiempo representa 97% de las horas totales de funcionamiento. El generador comienza a inyectar cuando se alcanzan niveles de irradiancia mínimos promedios de $41.4\text{W}/\text{m}^2$, estos niveles se alcanzan generalmente entre las 5:45 y 6:45 horas dependiendo de la fecha de inyección.

El total de la energía no inyectada por fallas en el sistema es de 785.71 KWh el cual representa 0.4% de toda la energía Generada hasta mayo de 2014 y el 26% de las fallas adicionales registradas únicamente por los equipos son provenientes de la red.

Con el objetivo de conocer el comportamiento de los ingresos al vender este tipo de energía en el Mercado Regulador del sistema se realizó una simulación con los precios horarios y precios promedios mensuales oficiales en el horario de resto. A pesar de que la generación de los SFV tiene la tendencia de reducir el nivel de producción con el paso del tiempo en $0.036\text{MWh}/\text{Año}$, los precios de la energía eléctrica tienen una tendencia al alza de $70\$/\text{MWh}/\text{Año}$, contribuyendo a que la tendencia de los ingresos tenga también un aumento, de $23.88\$/\text{MWh}/\text{año}$. El total de ingresos asciende a $\$28,669.27$.

La cantidad de horas sol pico promedio que se obtuvieron en el plano inclinado (15°) fue de 5.7 Horas mientras que en el plano Horizontal (0°) fue de 5.5 Horas; también se alcanzaron valores máximos promedios mensuales de HPS de 6.8 en el plano inclinado (15°) y 6.6 en el plano horizontal (0°)

Los factores de planta promedios por tecnología varían entre 14%-23% (Prom:19%) para los monocristalinos, 14%-23%(Prom:18%) para los policristalinos y 12%-

22%(Prom:17%)para los amorfos; también durante todo el periodo de evaluación los valores máximos de factor de planta, se han presentado en los monocristalinos y policristalinos durante varios periodos de tiempo, a diferencia de los amorfos en donde, se presentó en el primer periodo de estudio (2009-2010) y periodo a periodo va disminuyendo sin reflejarse aumento aun cuando los niveles de radiación incrementan.

Las corrientes de operación máximas de los arreglos han registrado alzas del 22% en la ISC y 16% en la Pmp en STC, estas alzas se registran ocasionalmente cuando las condiciones meteorológicas que influyen en la generación son favorables, sobrepasando la potencia pico instalada en periodos cortos de tiempo (15 minutos); la simulación en las condiciones reales de operación en los módulos, difieren 2.5% de la medición, por lo que se considera que estas alzas en las potencias registradas son reales.

En promedio las temperaturas máximas de cada mes son de 60°C y las mínimas 11°C, estas temperaturas siguen el comportamiento de la radiación en donde las temperaturas son relativamente bajas al inicio del día y alcanzan sus máximos al medio día; por tanto los valores máximos de voltaje se alcanzan en las primeras horas de funcionamiento del generador y las máximas corrientes cerca del mediodía.

CAPITULO I

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Siendo la tecnología de generación fotovoltaica relativamente nueva en El Salvador, no se cuenta con estudios que reflejen el verdadero comportamiento de la producción energética en los sistemas fotovoltaicos instalados en el país. El Sistema Fotovoltaico instalado en CEL, tiene cinco años de operación continua y cuenta con los registros completos de los sistemas de medición existentes en dicha planta de generación y que proporcionan información de variables físicas y eléctricas como: potencia, corriente, voltaje energía, irradiancia solar, temperatura, velocidad del viento información que actualmente se encuentra sin procesar.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Un estudio de este tipo arrojará valiosa información al país sobre el comportamiento de las tres tecnologías fotovoltaicas de mayor aplicación en el mundo, después de un periodo de cinco años de operación continua bajo condiciones reales de operación en El Salvador.

1.3 ALCANCES Y DELIMITACIONES.

Comparar y analizar la producción anual y mensual de energía eléctrica del sistema de generación completo.

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

Evaluar el comportamiento y eficiencia del sistema fotovoltaico, en función de los cambios de temperatura.

Evaluar el comportamiento del generador, en las estaciones de invierno y verano.

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

Evaluar el historial de fallas en el funcionamiento del generador.

Realizar el análisis comparativo económico entre tecnologías de paneles fotovoltaicos, considerando los precios del Mercado Regulador del Sistema (MRS).

Evaluar las características del Generador Fotovoltaico, tales como la hora solar pico, factor de planta, generaciones máximas, potencias máximas, etc., en periodos mensuales y durante todo el periodo analizado.

Evaluar el comportamiento del generador fotovoltaico, con respecto a las variables atmosféricas de temperatura, viento y radiación difusa en los diferentes tipos de tecnologías de módulos fotovoltaicos.

Elaborar y presentar a CEL un informe en forma impresa, un original y una copia en medio electrónico del estudio comparativo de los sub-generadores fotovoltaicos con inyección a la red, con tecnologías monocristalina, policristalino y amorfo instalados como parte del Generador Fotovoltaico.

CAPITULO II

2.1 ANTECEDENTES

El SFV instalado en CEL, fue concebido como un proyecto piloto para que en dicho sistema se evaluara el comportamiento de tres tecnologías de generación FV predominantes en el mundo, dichos estudios servirían para facilitar la toma de decisiones sobre futuras inversiones de CEL, en sistemas de mayor capacidad, como consecuencia, muy pronto CEL, dará inicio a la construcción de un Sistema fotovoltaico de 14 MW.

Estudios previos realizados en el sistema fotovoltaico de 24.57 KWp instalado en CEL, se han referido únicamente al primer año de operación, un estudio de 5 años de servicio en condiciones reales de operación, arrojará valiosa información del comportamiento de las tres tecnologías monocristalina, policristalina y amorfa.

2.2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA INVESTIGACIÓN.

La energía Solar es una fuente de energía de origen renovable, obtenida a partir del aprovechamiento de la radiación Electromagnética procedente del sol. En una forma u otra es la fuente de casi toda la energía en la tierra. Los seres humanos, como todos los otros animales y plantas, dependen del sol para el calor y comida.

La energía solar varía de un lugar a otro (depende de factores geográficos), depende de la época del año y de las condiciones de la atmósfera local. Una de las manifestaciones de la energía solar es la luz, **a más luz más energía.**

En 1839 fue descubierto el efecto fotovoltaico. Históricamente se sabe que este efecto fue reconocido por primera vez por el físico francés Alexander-Edmond Becquere, el efecto fotovoltaico consiste en transformar la energía radiada por el sol en energía eléctrica, mediante un semiconductor, denominado celda fotovoltaica. El

término fotovoltaico se comenzó a usar en el Reino Unido en el año 1849[1]. Proviene del griego phos que significa luz y de voltaico, en honor al físico italiano Alejandro volta. La primera celda fotovoltaica se fabricó hasta 1883 y su creador fue Charles Fritts quien recubrió una muestra de selenio semiconductor con pan de oro para formar la unión, logrando una eficiencia del 1% pero demostró de forma práctica que producir electricidad con la luz solar es posible.

La energía fotovoltaica tiene como recurso primario la luz solar, el cual es abundante, gratuito y ampliamente distribuido a disposición de todos los países y las personas del mundo [2].

La luz que vemos todos los días es sólo una fracción de la energía total emitida por el sol y que incide sobre la tierra. La luz solar es una forma de "radiación electromagnética", y la luz visible que vemos es un pequeño subconjunto del espectro electromagnético [3], tal como se muestra en la ilustración 1.

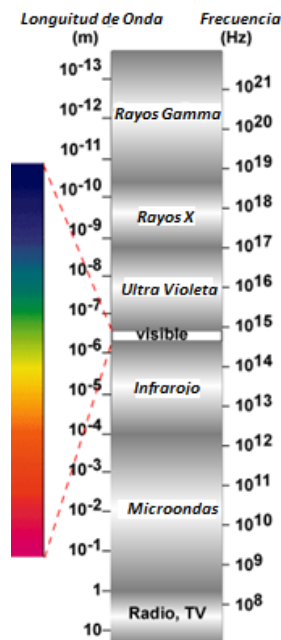


Ilustración 1. Espectro Electromagnético.

El espectro electromagnético se describe como una onda de luz que tiene una longitud de onda particular. La descripción de la luz como una onda primero ganó aceptación en la década de 1800 cuando los experimentos de Thomas Young, François Arago, y Augustin Jean Fresnel demostraron efectos de interferencia en los rayos de luz, lo que indica que la luz está compuesta de ondas. La luz visible a finales de 1860 fue visto como una parte del espectro electromagnético, [5] Planck propuso que la energía total de la luz se compone de elementos de energía indistinguibles, o un quanta [6] de energía. [7] Einstein, al examinar el efecto fotoeléctrico (la liberación de electrones de ciertos metales y semiconductores al ser golpeado por la luz), distingue correctamente los valores de estos elementos de energía cuántica. Por su trabajo en esta área, Planck y Einstein ganaron el premio Nobel de física en 1918 y 1921, respectivamente, y en base a este trabajo, la luz puede ser vista como un conjunto de "paquetes" o partículas de energía, llamados fotones.

De esta manera cada fotón de una longitud de onda, posee diferentes cantidades de Energía la cual puede ser calculada mediante la fórmula:

$$E = \frac{hc}{\lambda}$$

Ecuación 1. Energía del fotón.

En donde:

h=constante de Planck que es igual a 6.62×10^{-34} J S

c=a la velocidad de la luz que es 2.998×10^8 m/s

E=Energía del fotón expresada en Electrón Voltio (eV).

λ = Longitud de Onda (m).

Radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol.

Esta energía liberada del Sol se transmite al exterior mediante la radiación solar.

No toda la radiación alcanza la superficie de la Tierra, porque las ondas ultravioletas más cortas son absorbidas por los gases de la atmósfera, fundamentalmente por el ozono. La ilustración 2 describe el espectro de irradiancia solar en la parte superior de la atmosfera.

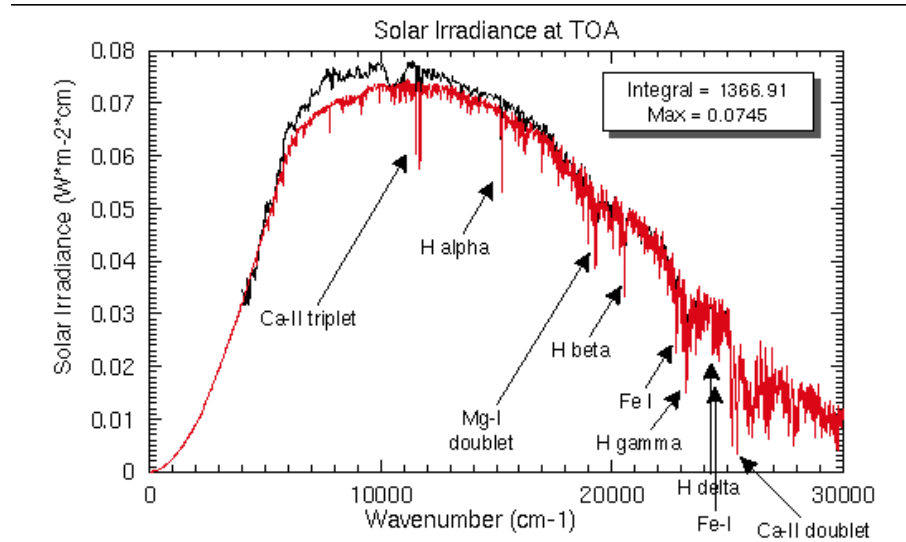


Ilustración 2. Espectro de la Irradiancia Solar en la parte superior de la atmosfera.

La irradiancia espectral es una función de la energía, denotado por F , es la forma más común de caracterizar una fuente de luz. Es la densidad de potencia en una longitud de onda particular.

Las unidades de irradiación espectral están en $Wm^{-2} \mu m^{-1}$. El término Wm^{-2} es la densidad de potencia en la longitud de onda λ (μm). Por lo tanto, m^{-2} se refiere a la superficie del emisor de luz y μm^{-1} se refiere a la longitud de onda de interés.

En el análisis de las células solares, el flujo de fotones es a menudo necesario, así como la irradiación espectral. La irradiancia espectral puede determinarse a partir del flujo de fotones mediante la conversión del flujo de fotones a una longitud de onda dada a W / m^2 [8].

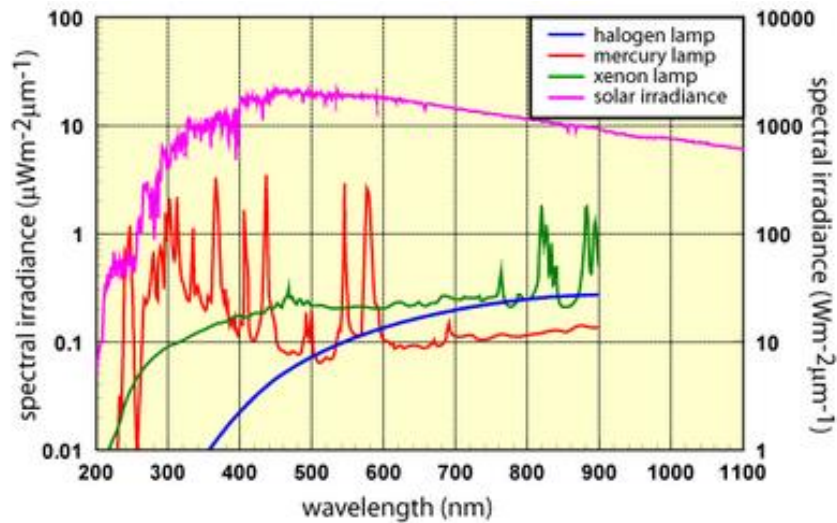


Ilustración 3.-Espectro de la irradiancia.

DESCRIPCIÓN DE SEMICONDUCTORES:

SEMICONDUCTORES INTRINSECOS: No poseen impurezas, no están contaminados por otros átomos, representan un estado intermedio, tienen 4 electrones de valencia, como el **Si** y el **Ge**. Con esta estructura el átomo es inestable, para que el átomo logre la estabilidad pueden surgir acciones, que el átomo se desprenderse de cuatro electrones o que absorba otros cuatro electrones Para lograr su estabilidad con ocho electrones. En estas circunstancias, el **Si** y el **Ge** agrupan sus átomos, formando una estructura en la que cada átomo queda rodeado por otros 4 iguales, formando los llamados **enlaces covalentes**. Esta estructura sólida, ordenada, se llama cristal.

Cuando se eleva la temperatura de la red cristalina de un elemento semiconductor intrínseco, algunos de los enlaces covalentes se rompen y varios electrones pertenecientes a la banda de valencia se liberan de la atracción que ejerce el núcleo del átomo sobre los mismos. Esos electrones libres saltan a la banda de conducción y allí funcionan como “electrones de conducción”, pudiéndose desplazar libremente

de un átomo a otro dentro de la propia estructura cristalina, siempre que el elemento semiconductor se estimule con el paso de una corriente eléctrica.

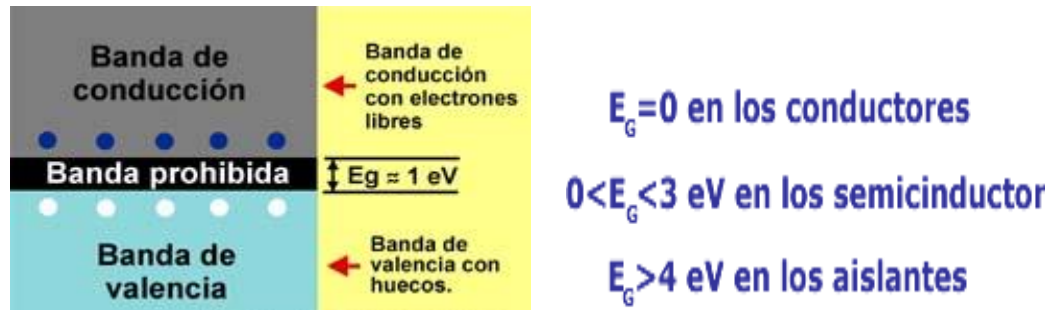


Ilustración 4.-Semiconductor Intrínseco.

En los semiconductores el espacio correspondiente a la banda prohibida es mucho más estrecho en comparación con los materiales aislantes. La energía de salto de banda (E_g) requerida por los electrones para saltar de la banda de valencia a la de conducción en el Si es de 1,21 eV y en el Ge es de 0,785 eV.

Semiconductores extrínsecos: Las corrientes que se producen en un semiconductor intrínseco a la temperatura ambiente son insignificantes, dado el bajo valor de portadores libres, para aumentarlos se les añaden impurezas.

Un **Semiconductor tipo N** se obtiene llevando a cabo un proceso de dopado añadiendo un cierto tipo de átomos al semiconductor para poder aumentar el número de portadores de carga libres (en este caso negativos o *electrones*).

Un **Semiconductor tipo P** se obtiene llevando a cabo un proceso de dopado, añadiendo un cierto tipo de átomos al semiconductor para poder aumentar el número de portadores de carga libres (en este caso positivos o *huecos*).

Una celda solar es una oblea de silicio cristalino menor a medio milímetro de espesor obtenida a partir de un lingote de silicio ultra puro y tiene propiedades de efecto fotovoltaico.

Un fotón es capaz de penetrar diferentes superficies y transferir energía dependiendo de su longitud de onda. Por tanto si un semiconductor [9] es expuesto a la luz solar solo ciertas longitudes de onda podrán penetrar el material, estas longitudes de onda que penetren el material dependerán de la estructura del semiconductor [10]. En una unión de semiconductores tipo N y tipo P los fotones transferirán la suficiente energía para lograr una transferencia de electrones en un sentido o huecos en sentido inverso.

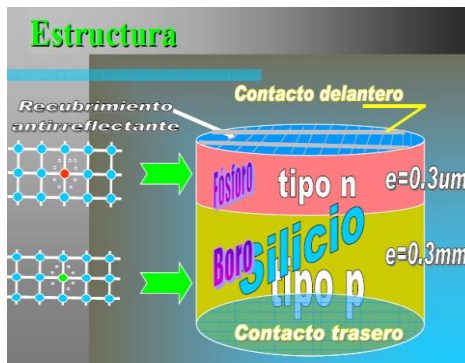


Ilustración 5.-Estructura de la Celda Fotovoltaica.

Tipos de células

Se presentan en tres formas:

1. Monocomponente: solo utiliza un tipo de semiconductor. Ej. Si
2. Policomponente: Suele utilizar dos o tres elementos. Ej. GaAs, InP, CdTe, etc.
3. Mezclas poliméricas: La mezcla utiliza polímeros.

El silicio como monocomponente presenta tres formas: Monocristalino, policristalino y amorfo; es el más utilizado por ser el más abundante y barato de obtener. Tiene un gap muy adecuado y un buen rendimiento.

Los poli componentes, tienen un mal comportamiento como policristalino, su rendimiento es mayor que el Si, es caro y difícil de obtener, requiere un proceso industrial complejo (muy alta pureza).

Los polímeros se basan en uniones metal semiconductor y están todavía poco desarrollados, poseen un buen comportamiento y son caros

Los módulos fotovoltaicos más conocidos en el mercado son los monocristalinos, policristalinos y amorfos. Los monocristalinos se caracterizan por tener eficiencias entre 15-18%, son típicamente azules homogéneos, se obtiene del silicio puro fundido popado con boro. Los policristalinos tienen eficiencias entre 12-14%, la superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos de azules. Los amorfos tienen rendimientos menores al 10%, poseen un color marrón homogéneo pero no existe conexión visible entre las células.

CÉLULAS		RENDIMIENTO LABORATORIO	RENDIMIENTO DIRECTO
	MONOCRISTALINO	24 %	15 - 18 %
	POLICRISTALINO	19 - 20 %	12 - 14 %
	AMORFO	16 %	< 10 %

Ilustración 6.-Tipos de células de Silicio.

SISTEMA FOTOVOLTAICO ACOPLADO A RED

Un sistema Fotovoltaico de conexión a red está compuesto en su forma más básica por un arreglo de módulos fotovoltaicos y un inversor de conexión a red.

Los módulos fotovoltaicos son los que transforman la energía solar en energía eléctrica, específicamente proporcionan una corriente directa como efecto del flujo de electrones provocado por la radiación solar en el semiconductor.

El inversor de conexión a red es el encargado de la transformación de la corriente directa proveniente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna, esta corriente alterna posteriormente es transferida a la red de suministro de energía eléctrica.



Ilustración 7. Esquema Básico de un sistema de Conexión a RED

1. Paneles Solare 2. Inversor 3. Medidores 4. Aparatos Eléctricos 5. Conexión a la Red Eléctrica.

Equipos de Medición.

Los equipos de medición son utilizados para tener un registro de las variables físicas que se presentan en un sistema fotovoltaico. Las mediciones que comúnmente acompañan a los sistemas solares pequeños solo incluyen el monitoreo de la energía entregada a la red; sin embargo en sistemas en donde se pretende llevar un registro más amplio de todas las variables involucradas en las producciones se encuentran dispositivos que miden por ejemplo radiación solar, temperatura ambiente y de modulo, precipitaciones, velocidad del viento, producciones de energía en corriente directa y corriente alterna entre otros.

La medición de la radiación solar en instalaciones fotovoltaicas donde se requiere precisión en las mediciones debe realizarse con piranómetro que cumplen la norma "ISO 9060: Secondary Estándar", en los casos en los que la medición no requiera precisión pueden utilizarse un piranómetro fotovoltaico.

Clasificación de piranómetros:

- Piranómetro Térmico

Se constituye por una pila termoeléctrica contenida en un alojamiento con dos semiesferas de cristal. La pila termoeléctrica está constituida por una serie de termopares colocados horizontalmente, cuyos extremos están soldados con unas barras de cobre verticales solidarias a una placa de latón maciza. El conjunto está pintado con un barniz negro, para absorber la radiación. El flujo de calor originado por la radiación se transmite a la termopila, generándose una tensión eléctrica proporcional a la diferencia de temperatura entre los metales de los termopares.

Para medir la radiación difusa es necesario tapar el sensor de radiación directa mediante una pantalla parasol, midiendo la irradiancia solar difusa (piranómetro de difusa). La termopila, formada por sectores blancos y negros, es capaz de absorber la radiación solar en un rango entre los 300 y los 50000 nm y tiene una respuesta casi perfecta al coseno del ángulo de incidencia.

La cúpula de cristal limita la respuesta al rango de 300 a 2800 nm preservando un campo de visión de 180 grados. Otra función de la cúpula es la de proteger la termopila de la convección.

Las bandas negras del sensor (termopila) absorben la radiación solar que se transforma en calor. Este calor fluye atravesando los sensores hacia el cuerpo del piranómetro, proporcionando una señal eléctrica proporcional a la radiación incidente.



Ilustración 8.- Piranómetro Térmico clase secondary estándar que cumple con la norma Clase ISO 9060.



Ilustración 9.- Pirómetros Termoeléctricos

- Piranómetro Fotovoltaico

En ellos, el principio de funcionamiento no es térmico como en el caso anterior; sino que tiene como fundamento el efecto fotoeléctrico. La radiación incide sobre un fotodiodo que es capaz de diferenciar el espectro solar por la frecuencia de la onda electromagnética, y de ese modo, mediante la lectura de voltaje, conocer los datos de radiación.

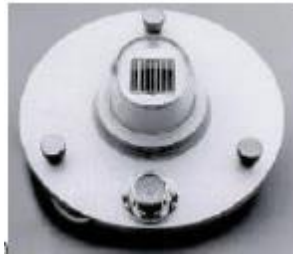


Ilustración 10.-Piranómetros Fotovoltaicos.

La estación meteorológica de Instalada en las Oficinas de CEL Mide los Sigüientes parámetros:

- Fecha Y Hora
- Temperatura ambiente.
- Humedad relativa.
- Presión atmosférica.
- Precipitación.
- Tipo de precipitación.
- Velocidad del Viento.
- Dirección del viento
- Irradiación Inclinada (15°) (Piranómetro [19]).
- Irradiación Horizontal (Piranómetro [19]).
- Temperatura de módulo mono cristalino.
- Temperatura de módulo Poli cristalino.
- Temperatura de módulo Amorfo.

2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.

Análisis por año: Se refiere al tiempo de análisis total o parcial definido según el intervalo de un año calendario.

Análisis por periodo: En el documento Se refiere al tiempo de análisis total definido según la duración de un año calendario (365 ó 366) que inicia el 1 de junio de un año y termina el 31 de mayo del siguiente.

Año calendario: Periodo de doce meses, a contar desde el 1 de enero hasta el 31 de Diciembre.

CEL: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Rio Lempa.

CO₂: Dióxido de Carbono.

Condiciones estándar de prueba (STC): Son condiciones internacionales estandarizadas que prevén una irradiación de 1000 W/m² en el plano del módulo, una temperatura homogénea celular / modular de 25°C, así como un espectro de la luz solar a una masa de aire 1,5. Son realizadas con un simulador de la clase AAA (las tres «A» se refieren a la máxima precisión de la fuente lumínica con adaptación espectral, homogeneidad y estabilidad temporal).

Distancias Tierra Sol: Es la Distancia correspondiente entre la tierra y el sol en cada día correspondiente al año calendario. Sus extremos están definidos por el perihelio y afelio.

Energía: En el documento se refiere a la energía eléctrica en las unidades de MWh o kWh.

FV: Fotovoltaicos.

Geodesia: Divisiones geográficas de la tierra.

Hemisferio norte: Es una de las divisiones geodésicas clásicas en que se divide la Tierra y se sitúa al norte del ecuador.

Inversor: Es un convertidor de corriente continua procedente del generador fotovoltaico en corriente alterna

Irradiación: Es la energía incidente por unidad de superficie en un determinado período de tiempo. Medido en kWh/m²

Irradiancia: Es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética. Medida en W/m²

KWh: Es una unidad de energía expresada en forma de unidades de *potencia × tiempo*, equivalente a mil vatios-hora.

kWn: Kilowatt nominales. Hace referencia a la potencia del inversor.

KWp: Kilowatt pico o Potencia pico que hace referencia a la cantidad de kW instalados en módulos fotovoltaicos. En un módulo fotovoltaico es la potencia de salida en condiciones de operación iguales a las STC.

MFV: Modulo o Módulos Fotovoltaico.

MWh: Es una unidad de energía expresada en forma de unidades de *potencia × tiempo*, equivalente a un millón de vatios-hora.

Perihelio: Es el punto más cercano de la órbita de un cuerpo celeste alrededor del Sol

Afelio: Es el punto más alejado de la órbita de un planeta alrededor del Sol

Radiación: Conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol.

SFV: Sistema Fotovoltaico.

SMA: Empresa SMA Solar Technology AG. Desarrolla, produce y comercializa inversores fotovoltaicos.

Sunny Portal: Portal Web de la empresa SMA Solar Technology AG, en el que se puede monitorear, gestionar y presentar múltiples variables de medición realizadas por los equipos de monitoreo de la instalación fotovoltaica teniendo acceso en todo momento a los datos más importantes.

Sunny WebBox: Es una potente central de comunicaciones para instalaciones fotovoltaicas de tamaño mediano y grande. Recopila continuamente todos los datos de los inversores y permite informarse del estado de la instalación en todo momento.

Yf: índice de producción final en un sistema fotovoltaico. Este índice se calcula por medio de la relación de la energía inyectada a la red en kWh sobre la potencia instalada en módulos fotovoltaicos en kWp, para un periodo de tiempo determinado, generalmente un año.

CAPITULO III

METODOLOGÍA IMPLEMENTADA.

3.1 Producciones Anuales.

Dado que el SFV inició sus operaciones en junio del 2009, es decir a mediados de año, se efectuará el análisis de producción anual bajo dos aspectos:

3.1.1 Por año calendario.

Se basa en el análisis del periodo de tiempo comprendido entre el 1 de enero hasta el 31 de Diciembre. En este caso se obtendrán 4 años calendario completo y 2 años incompletos, 2009 y 2014. Los índices de producción anual de estos dos años, se tratarán en función de los días de operación del sistema, para evitar datos que puedan resultar incongruentes.

3.1.2 Por periodos junio-mayo.

Se basa en el análisis a partir del primer día de operación hasta cumplir 365 ó 366 días de operación según corresponda; es decir, del 1 de junio de un año al 31 de mayo del siguiente año. Esto significa que para el período bajo estudio, junio 2009 a mayo 2014, se obtendrán 5 periodos completos.

3.2 Producciones por Sub-Generador.

Las producciones por Sub-generador se refieren a los niveles de generación de energía eléctrica que tiene cada inversor al cual le corresponde una tecnología específica en estudio.

El sistema está compuesto por Tres tecnologías de módulos fotovoltaicos las cuales son:

- Tecnología de módulos Monocristalinos.
- Tecnología de módulos Policristalinos y
- Tecnología de módulos amorfos.

Se cuenta con tres inversores de 3.0 kW de potencia nominal, para cada una de las tecnologías en estudio.

Cada Inversor posee una potencia pico de 2.73kW¹ en módulos fotovoltaicos.

Cada inversor de la tecnología monocristalina y policristalina posee 13 módulos fotovoltaicos en conexión serie de 210Wp cada uno.

La tecnología de módulos amorfos está compuesta por 21 módulos fotovoltaicos de 130Wp, divididos en 3 arreglos conectados en serie y cada arreglo con 7 módulos en paralelo.

Debido a la ubicación física de cada arreglo de módulos fotovoltaicos correspondiente a cada inversor, se realiza el análisis de producción bajo dos aspectos.

Por tecnología: En donde se toman en cuenta el conjunto de inversores o conjunto de sub-generadores que conforman cada una de las tecnologías de módulos fotovoltaicos.

Por Sub-generador: En donde se analiza independientemente cada sub-generador o inversor de las diferentes tecnologías de módulos fotovoltaicos.

3.3 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL SOLAR

Para el análisis del potencial solar se cuenta con datos de la estación meteorológica de CEL instalada en la azotea del edificio.

¹ Potencia en Condiciones Estándar de Prueba

Esta estación meteorología recolecta la siguiente información:

Temperatura Ambiente, Humedad Relativa, presión atmosférica, precipitación, velocidad y dirección del viento, irradiación inclinada y horizontal, temperatura ambiente y temperatura de celda en cada tecnología.

EL análisis se desarrolló tomando en cuenta únicamente en el intervalo comprendido entre la hora de salida y puesta del sol promedio, correspondiente para cada mes.²

Los diferentes datos de la estación meteorología presentan en algunos casos diferentes series de tiempo entre una medición y otra, por lo tanto para realizar un análisis mensual se desarrolló un método, el cual consiste en obtener un perfil mensual (minuto a minuto) en el que se observe un intervalo de tiempo correspondiente a las horas de duración promedio de un día según el mes que corresponda.

Para el análisis del potencial solar se creó una serie gráficos a partir de los perfiles mensuales en todo el periodo de estudio, estos perfiles muestran el comportamiento mes a mes de los siguientes parámetros:

Máximos instantáneos de irradiancia, Promedios del perfil máximo de irradiancia, Promedios de irradiancia, mínimos de irradiación y promedios de irradiación.

Adicionalmente se creó el perfil de irradiación anual y por periodo Vrs la producción. Para establecer una comparación entre radiación incidente y producción de energía eléctrica.

3.4 EFICIENCIAS.

En este análisis se usó la potencia en el punto máximo de operación promedio diaria para cada sub-generador con la que se obtuvo la potencia promedio mensual de

² Horas de salida y puesta del sol mensuales en tabla 9

operación en punto de máxima potencia y también se utilizó el promedio de irradiancia mensual.

El análisis se basa en la siguiente formula:

$$\eta = \frac{(P_{mp})}{Irrad * (Area\ modulo * \#modulos)}$$

Ecuación 2. Eficiencia de módulos fotovoltaicos.

En donde:

Pmp= Punto de Máxima Potencia Promedio Mensual de la cadena de módulos.

Irrad= Irradiación Promedio Mensual.

#módulos= Cantidad Total de módulos que conforman la cadena del Sub-generador.

A partir de lo anterior se obtuvieron una serie de gráficos que describen el comportamiento de la eficiencia promedio mensual de cada sub-generador.

3.5 EVALUACIÓN INVIERNO VERANO.

Para este análisis se establecieron intervalos de tiempo en la estación de invierno y verano según la definición de periodo crítico descrito en el ROBCP en el apartado 6.2.1 en donde se define la forma de establecer fechas precisas para el periodo crítico.

3.6 HORAS DE GENERACIÓN DIARIA.

Para este análisis no se contó con suficientes datos que permitan cuantificar las horas de generación de cada sub-generador, por lo tanto se hizo huso de la base de datos de generación diaria en la cual se verifico día a día, las horas de inicio y fin de la operación e inyección de cada sub-generador.

3.7 HISTORIAL DE FALLAS

El análisis de falla es un tema considerado de mucha importancia ya que ayuda a mejorar la confiabilidad del sistema de generación y permitirá tener una mejor visión de cuáles son las vulnerabilidades de este tipo de sistemas de generación.

El análisis consiste verificar la causa de la falla y estimar cuanta energía dejó de inyectarse tras la falla del sistema, en base a la bitácora de fallas proporcionada por CEL.

Adicionalmente se examinó la base de datos de generación contenida en SunnyPortal para la instalación de CEL, con el fin de identificar la existencia de fallos no perceptibles y que haya afectado la inyección de energía eléctrica o fallos que se atribuyan al sistema de adquisición, trasmisión o almacenamiento de datos.

3.8 ANÁLISIS COMPARATIVO ECONÓMICO

Este análisis es una simulación basada en obtener el comportamiento de los ingresos por la venta de este tipo de energía en el mercado regulador del sistema (MRS) o mercado spot.

Para el análisis se consideran los precios de la energía en el MRS; los intervalos de tiempo definidos en esta simulación son de una hora, lo que significa que el precio de la energía en el MRS tiene una duración de tiempo de una hora y la energía que se produzca en ese intervalo será multiplicada por el precio en la hora que corresponda.

La simulación se lleva a cabo en las producciones del generador completo así como también en las generaciones de cada tecnología, en el caso de existir faltantes de medición de energía en intervalos de una hora, se tomaran como referencia los precios promedios simples de la energía en el horario de resto (5:00-17:59) y los ingresos se obtendrán a partir de la multiplicación del precio promedio

obtenido por la diferencia entre la energía mensual medida y la energía total registrada en intervalos de una hora, más los ingresos calculados hora a hora.

3.9 CARACTERISTICAS DEL GENERADOR.

Este análisis es basado en la descripción de las horas de sol estandarizadas, también conocidas como Horas sol pico (HSP), generaciones máximas, potencias máximas, y factor de planta.

Las potencias máximas tienen caracterizas específicas de operación, las cuales se verifican según el modelo de módulos fotovoltaico correspondiente por medio de una simulación.

Estas potencias máximas y generaciones máximas se obtienen a partir de la base de datos de sunny portal la cual tiene registro de potencias y generación en intervalos de 15 minutos, estas mediciones se respaldan con una simulación en condiciones reales de operación a partir de los datos medidos en la estación meteorológica que provocan variación en los niveles de generación.

CAPÍTULO IV

DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES.

4.1 COMPARAR Y ANALIZAR LA PRODUCCIÓN ANUAL Y MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN COMPLETO.

4.1.1 PRODUCCIÓN DE ACUERDO AL AÑO CALENDARIO

El estudio muestra y compara la producción mensual y anual del sistema completo de generación fotovoltaico de CEL en los periodos que comprenden del año 2009 al 2014.

Producción Total Por Año MWh							
MES-AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Suma
Enero		3.9	3.6	3.5	3.7	3.6	18.3
Febrero		3.0	3.5	3.3	3.4	3.0	16.2
Marzo		3.9	4.0	3.8	3.9	3.5	19.0
Abril		3.0	3.1	3.3	2.9	2.8	15.0
Mayo		2.8	3.1	2.8	2.8	2.6	14.2
Junio	2.8	2.6	2.8	2.6	2.9		13.7
Julio	3.6	2.4	2.9	3.4	3.1		15.5
Agosto	3.8	2.6	2.9	3.2	3.1		15.6
Septiembre	3.3	2.3	2.8	3.3	2.4		14.0
Octubre	3.5	3.7	2.8	3.3	3.0		16.4
Noviembre	3.4	3.5	3.8	3.9	3.2		17.9
Diciembre	3.6	3.9	3.7	3.7	2.9		17.8
Total Σ	24.0	37.6	39.1	40.0	37.4	15.5	193.6

Tabla 1.- Energía Total Generada por año. ³

³ Los espacios en Blanco son debidos a que el periodo de análisis comienza en junio de 2009 y termina en mayo de 2014.

El Sistema fotovoltaico inicia operaciones a partir de *junio de 2009*; las producciones de junio de 2009 a diciembre 2009 representan cerca de un 60% de la generación esperada para ese año tal como se aprecia en la tabla 1.

El sistema tiene un comportamiento energético anual que osciló en el siguiente intervalo:

37,400 kWh < Energía < 40,000 kWh y ha generado 193.554 MWh hasta el 31 de Mayo de 2014.

Se hace énfasis en la importancia del año 2011 y 2012 debido a que en estos años hubo mayor producción de energía, sobrepasando el promedio de producción estimado.⁴

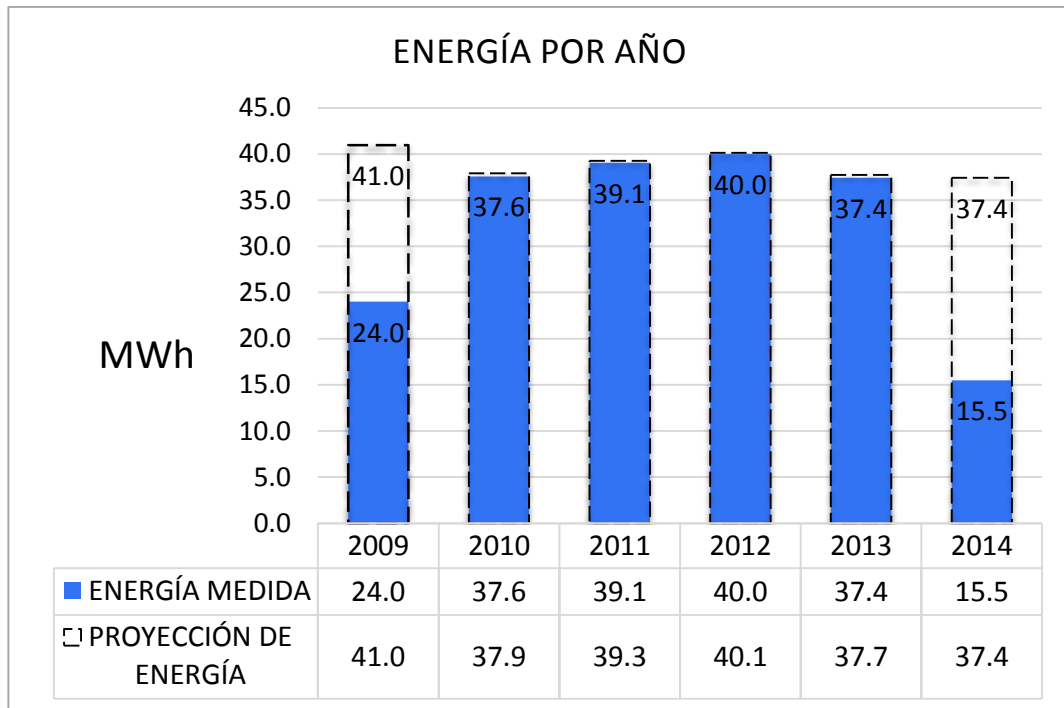


Gráfico 1.- Energía Total Generada por Año (2009-2014). Periodo: Enero –Diciembre.

⁴ El promedio de Generación mostrado en el Sunnyportal de SMA es de 38.575KWh /Año y una prevención de CO2 de 29.7 Toneladas al año. Este valor es mostrado en la página de Sunny portal para la instalación de CEL.

El gráfico 1. Muestra las producciones totales por año. En las cuales se observa que tanto para el 2009 como para el 2014 los periodos de tiempo están incompletos, solo se cuenta con 4 años completos (2010-2013) de enero a diciembre. ⁵La parte punteada representa una proyección de la producción, para efectos de comparación de años completos.

Como se observa las generaciones anuales de energía sufren variaciones año con año, esto debido a las diferentes condiciones climatológicas que son en gran medida lo que aumenta o disminuye las producciones en este tipo de sistemas de generación de energía eléctrica.

A partir de las mediciones obtenidas, se puede determinar el índice de producción final Y_f , de la planta FV.

$$Y_f = \frac{kWh \text{ producidos}}{kWp \text{ instalados}}$$

Ecuación 3. Índice de Producción.

Los índices de producción o también llamados producciones específicas nos permiten tener una referencia de cuanto se produce de energía en KWh por cada KWp instalado. Y sirven como referencia para estimar la producción de energía en una futura instalación que se lleve a cabo bajo condiciones similares a la actual.

La Tabla 2 muestra los índices de Producción (Y_f) mensuales y promedio anual del Sistema de generación Fotovoltaico completo, en donde están incluidas las tres tecnologías de módulos Fotovoltaicos en análisis (Monocristalino, Policristalino y Amorfo).

Los índices de producción anual de los años incompletos 2009 y 2014, se han tratado en función de los días de producción del sistema para evitar datos que puedan resultar incongruentes.

⁵ Ver gráfico de Ajustes 2009 y 2014 con estimación de energía no servida en anexo a.

Índices de Producción Total Por Año KWh/KWp (Yf)							
MES-AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Prom Mensual
Enero		159.7	145.9	143.1	151.6	145.4	150.1
Febrero		124.0	142.3	133.9	138.1	122.4	134.6
Marzo		158.7	162.2	153.9	157.5	142.0	158.1
Abril		121.3	124.8	132.4	119.3	113.0	124.5
Mayo		115.9	127.9	112.4	112.5	107.4	117.2
Junio	112.4	105.2	114.3	104.5	119.4		111.2
Julio	145.3	97.6	120.0	140.2	127.8		126.2
Agosto	156.4	103.8	119.1	131.9	125.2		127.3
Septiembre	133.6	92.5	112.2	133.6	96.8		113.8
Octubre	144.3	148.9	114.1	134.3	124.0		133.1
Noviembre	139.9	142.8	156.2	156.9	131.8		149.0
Diciembre	145.1	158.6	150.7	150.5	120.0		151.2
Promedio	139.6	127.4	132.5	135.6	127.0	126.0	133.0
Suma	977.0	1529.2	1589.7	1627.7	1523.9	630.2	1596.0

Tabla 2.- Índices de Producción mensuales por año de generación.

Observe que en promedio los meses que presentan mejores índices de producción son de noviembre a marzo. Siendo este último mes el que en promedio presenta mejores índice de producción y por tanto mayor generación de energía eléctrica. Estos periodos coinciden con distancias menores (Tierra-SOL) y condiciones meteorológicas favorables (verano) en el hemisferio Norte.

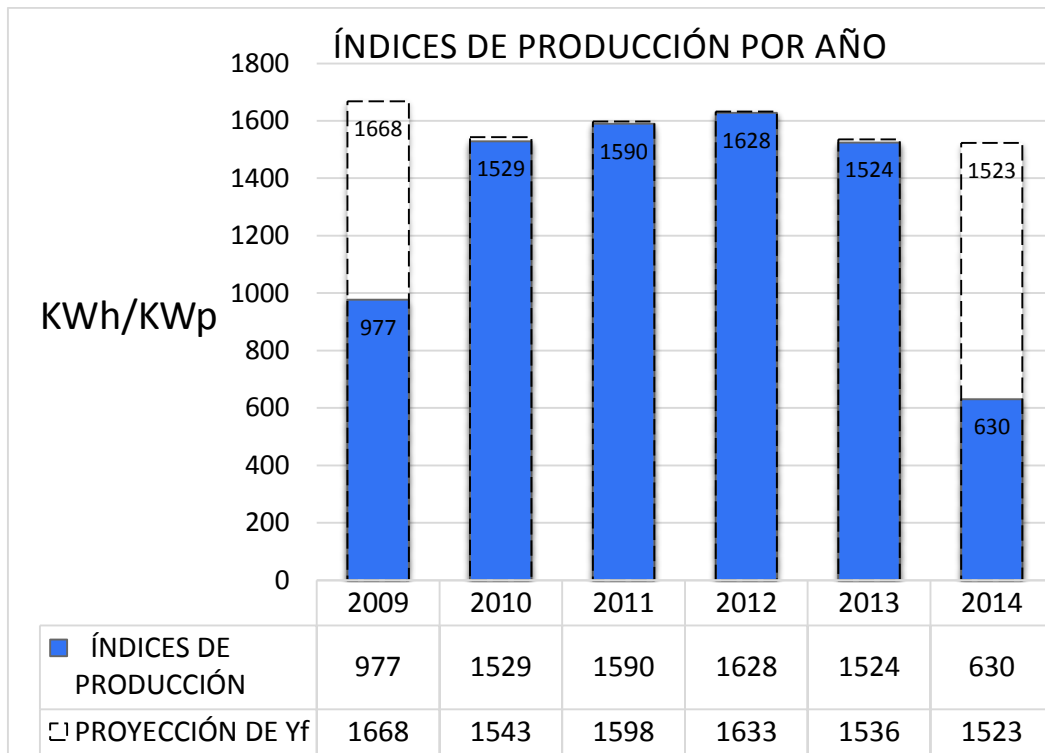


Gráfico 2.- Índices de Producción por Año de Generación.

El Gráfico 2 muestra los rendimientos específicos anuales para el sistema de generación completo. La parte punteada representa una proyección de los valores de Yf, para efectos de comparación de años completos.

Observe que los índices de producción tienen la misma tendencia que las producciones de energía mostradas en el gráfico 1, esto debido a que los índices de producción están afectados por una constante que es la potencia pico de la instalación (24.57KWp). Por tanto así como en el 2011 y 2012 se obtuvieron las mejores producciones así también para esos años se obtienen los mejores rendimientos específicos, esta es otra forma de interpretación de los datos.

4.1.2 PRODUCCIÓN POR PERIODOS JUNIO MAYO.

En este caso se tienen 5 períodos completos, a partir de la puesta en marcha del sistema. Los resultados se muestran en las tablas 3 y 4, correspondientes a producción por periodo e índices de productividad por periodo.

Producción Por Periodo Total MWh						
MES-AÑO	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	Suma
Junio	2.8	2.6	2.8	2.6	2.9	13.7
Julio	3.6	2.4	2.9	3.4	3.1	15.5
Agosto	3.8	2.6	2.9	3.2	3.1	15.6
Septiembre	3.3	2.3	2.8	3.3	2.4	14.0
Octubre	3.5	3.7	2.8	3.3	3.0	16.4
Noviembre	3.4	3.5	3.8	3.9	3.2	17.9
Diciembre	3.6	3.9	3.7	3.7	2.9	17.8
Enero	3.9	3.6	3.5	3.7	3.6	18.3
Febrero	3.0	3.5	3.3	3.4	3.0	16.2
Marzo	3.9	4.0	3.8	3.9	3.5	19.0
Abril	3.0	3.1	3.3	2.9	2.8	15.0
Mayo	2.8	3.1	2.8	2.8	2.6	14.2
Total Σ	40.7	38.1	38.4	40.1	36.2	193.6

Tabla 3.- Energía mensual por Periodo de Generación.

El primer periodo corresponde al valor de producción más alto, tal como era de esperarse, dado que cuando un MFV es expuesto al sol transforma la energía del proveniente del sol en energía eléctrica, pero año con año el material de fabricación de los MFV sufre cierta degradación, por lo que es normal esperar que el primer periodo (365 días) sea de máxima generación, también es de esperar que la tendencia de producción general sea a la baja aunque esto puede variar

dependiendo de los niveles de irradiación en cada periodo, los cuales pueden experimentar modificaciones a la alza o a la baja, año con año.

Las gráficas 3 y 4 muestran la producción y los índices Yf en cada periodo, se observa que las producciones no son estables y los niveles máximos de producción dependen en gran medida de las condiciones climatológicas del periodo correspondiente.

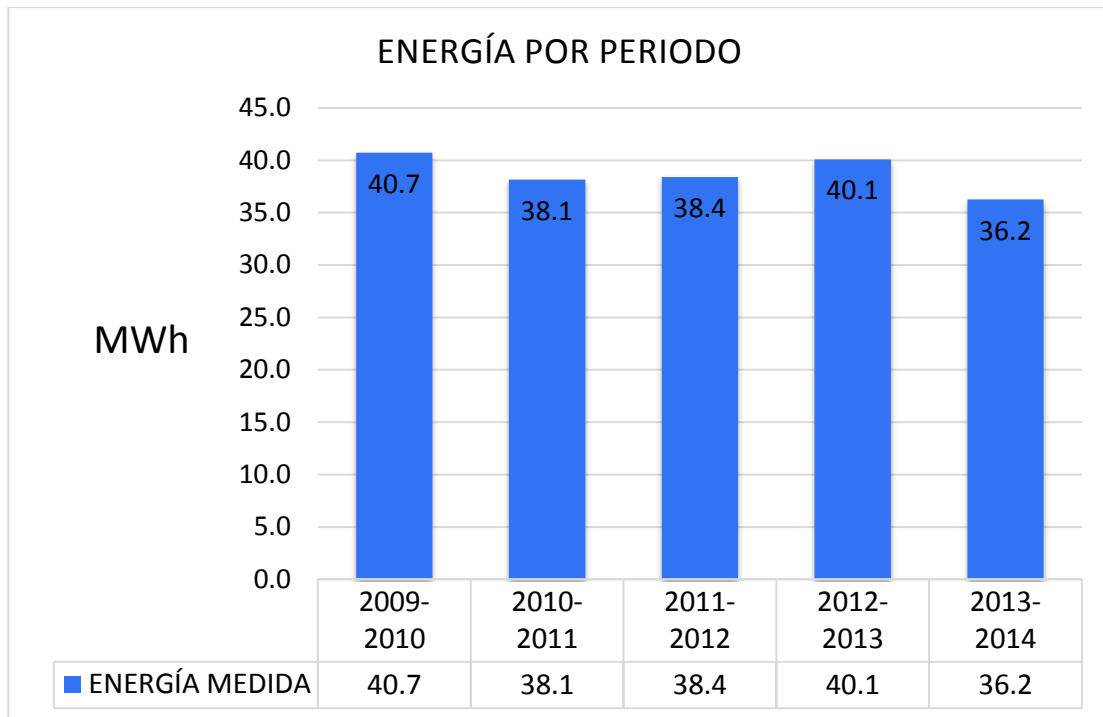


Gráfico 3.- Energía Total Generada Por Periodo.

Se observa que el máximo de producción fue en el primer periodo seguido por el periodo 2012-2013 mientras que el periodo de menos producción es 2013-2014. La diferencia porcentual entre el periodo de mayor producción y el de menor producción es del 11% aproximadamente.

Tomando como base la producción máxima, se obtuvo una disminución promedio del 6% con respecto a los 4 periodos siguientes.

En la tabla 4 se observa que los índices de producción final más altos, corresponden a los meses de noviembre a mayo, los valores de los índices de generación anual rondan entre los 1475 y los 1657 Kwh/Kwp. Con un valor promedio de 1576Kwh/Kwp en los cinco periodos para el generador completo. Observe que en cada mes los índices de producción tienen variaciones considerables que van desde el 4% hasta el 28% tomando como referencia el mes de marzo, esto debido a que los índices de producción y la energía generada están en función de la radiación solar incidente en los MFV.

Índices de Producción Total Por Periodo KWh/KWp (Yf)						
MES-AÑO	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	Promedio
Junio	112.4	105.2	114.3	104.5	119.4	111.2
Julio	145.3	97.6	120.0	140.2	127.8	126.2
Agosto	156.4	103.8	119.1	131.9	125.2	127.3
Septiembre	133.6	92.5	112.2	133.6	96.8	113.8
Octubre	144.3	148.9	114.1	134.3	124.0	133.1
Noviembre	139.9	142.8	156.2	156.9	131.8	145.5
Diciembre	145.1	158.6	150.7	150.5	120.0	145.0
Enero	159.7	145.9	143.1	151.6	145.4	149.1
Febrero	124.0	142.3	133.9	138.1	122.4	132.1
Marzo	158.7	162.2	153.9	157.5	142.0	154.9
Abril	121.3	124.8	132.4	119.3	113.0	122.2
Mayo	115.9	127.9	112.4	112.5	107.4	115.2
Promedio	138.1	129.4	130.2	135.9	122.9	131.3
Suma	1656.6	1552.5	1562.5	1630.9	1475.2	1575.5

Tabla 4.- Índices de Producción Mensuales Por Periodo De Generación.

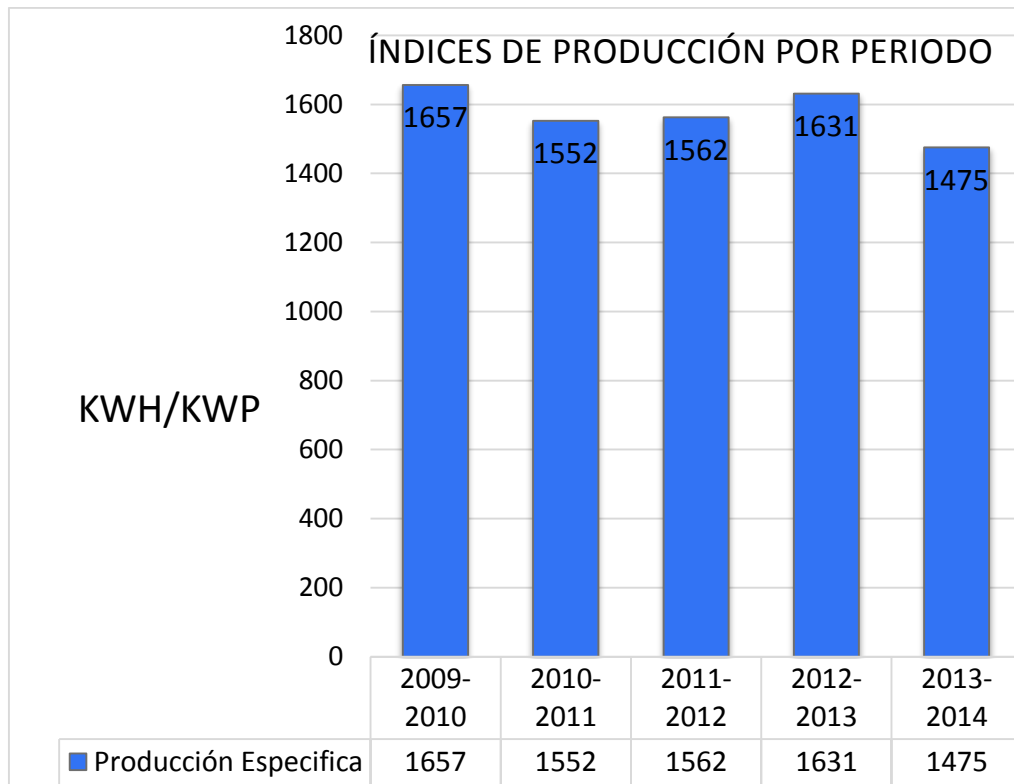


Gráfico 4.- Índices de Producción por Periodo

4.1.3 TENDENCIA DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.

Resumen	Energía (MWh)	Radiación (KWh/m ² /Año)	Comparación
2009-2010	40.7	2150	100%
2010-2011	38.1	2024	94%
2011-2012	38.4	2055	94%
2012-2013	40.1	2142	98%
2013-2014	36.2	2061	89%

Tabla 5.- Comparación de la Producción de Energía.

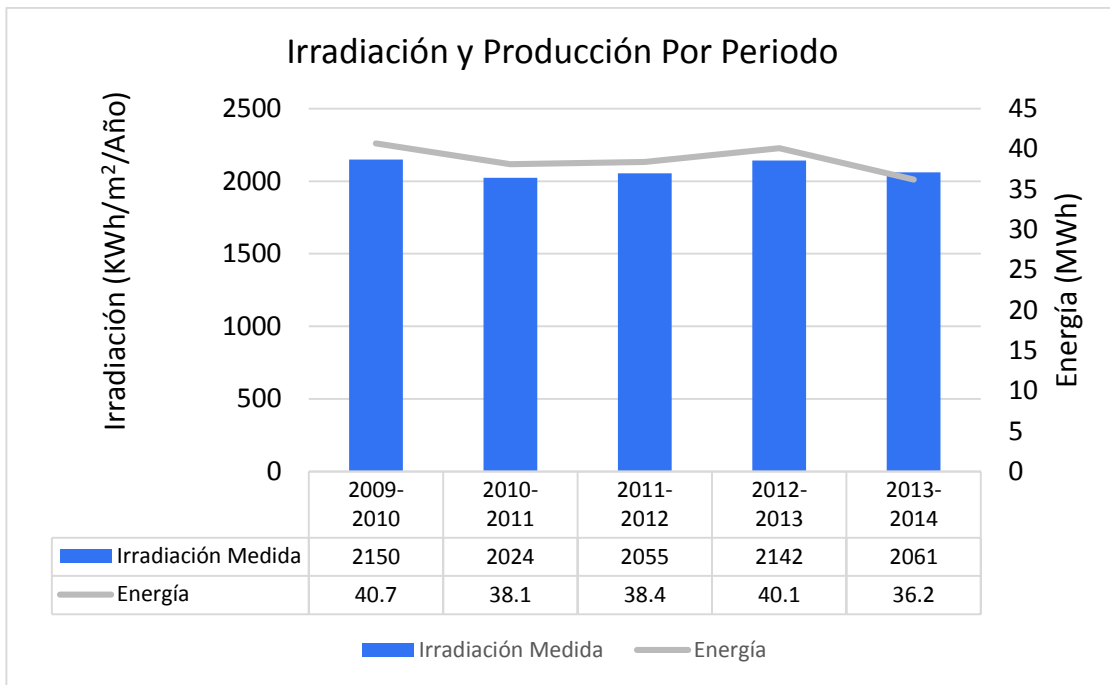


Gráfico 5.-Irradiación y Producción por periodos.

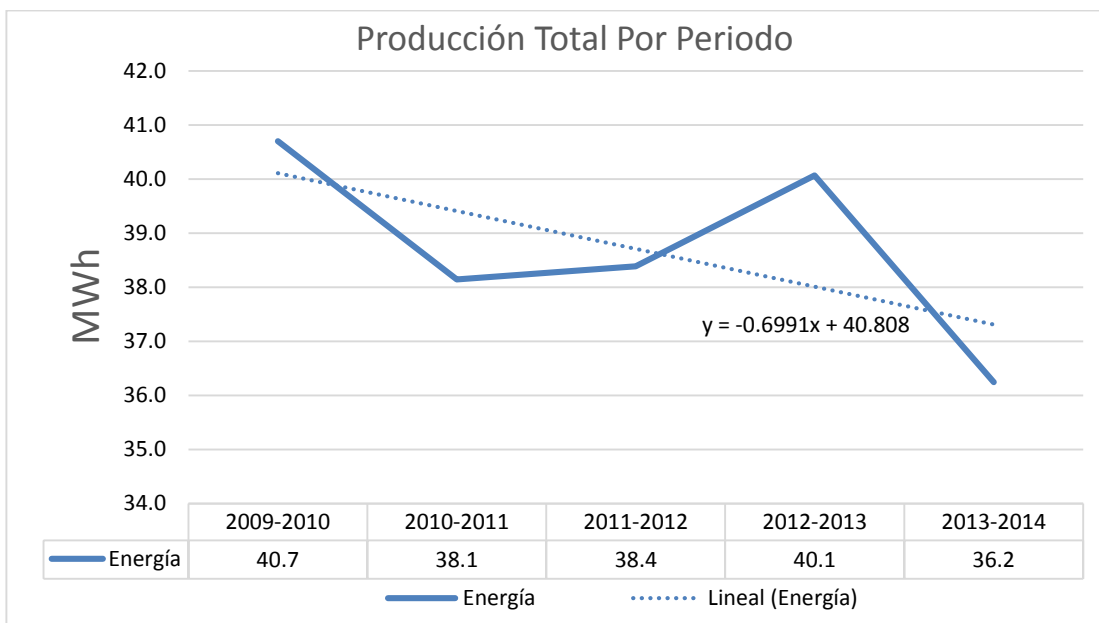


Gráfico 6.- Tendencia de la Producción de Energía.⁶

⁶ La tendencia a la baja mostrada en el gráfico 6 es referida a la disminución de la producción y no debe confundirse con la disminución en potencia que se garantiza en las hojas de los fabricantes.

El gráfico 6 muestra la tendencia de las producciones de energía eléctrica y como se puede observar, aunque se tengan decrementos e incrementos en las producciones, la tendencia general es a la baja. Si la tendencia no se modificara las estimaciones de producción para los próximos periodos serian como las mostradas en la tabla 6.

Periodo	Energía Estimada (MWh)
10	33.8
15	30.3
20	26.8
25	23.3
30	19.8

Tabla 6.- Extrapolación de Generación Máxima de Energía Eléctrica.⁷

Esta es una extrapolación basada en las producciones de los cinco periodos, esta tendencia puede ser modificada dependiendo de los resultados que arroje el análisis de la irradiancia, si los valores de radiación aumentaran año con año es posible que los valores de producción sean mejores.

En esta extrapolación se muestra que cuando el sistema cumpla 25 años en uso la Generación máxima habrá caído cerca del 43% con respecto al periodo inicial.

⁷ Los niveles de Generación dependen directamente del recurso solar disponible el cual es medido en KWh/m²/Día.

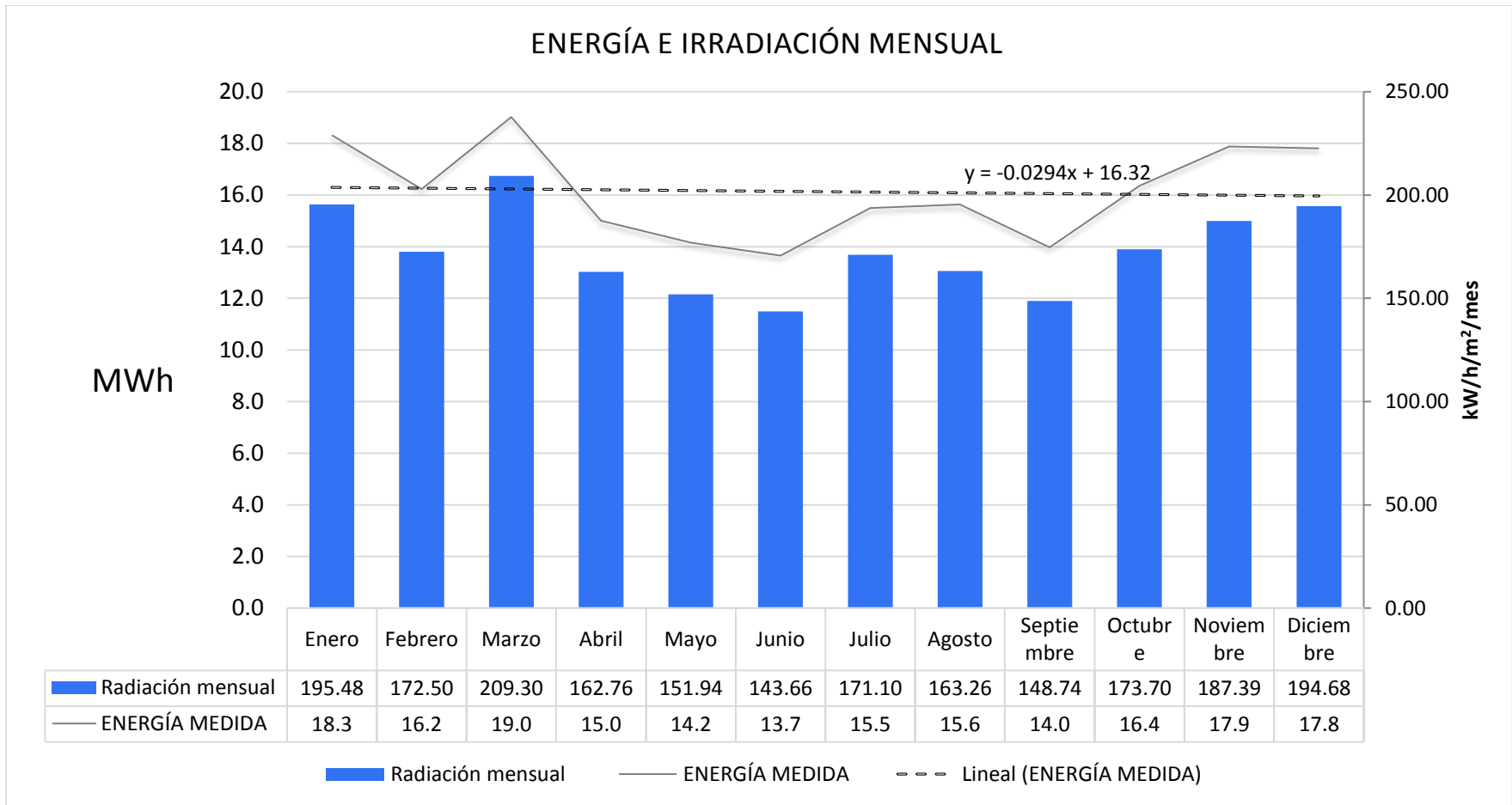


Gráfico 7.-Generación Mensual (Total) desde Junio-09 a mayo-14.

El gráfico 7 Muestra el total de Generación mensuales por cada mes y se observa que los meses de mayor producción son: noviembre, Diciembre, Enero y Marzo; de igual forma los niveles de irradiación mensual son más altos para estos meses.

Por ejemplo el mes de marzo, tiene un nivel de generación acumulado de 16.2MWh que corresponden a la suma de las producciones de los meses de marzo de cada periodo o año; mientras que la irradiación mensual, muestra los promedios mensuales obtenidos a partir del promedio diario del mes de marzo en cada periodo.

4.2 COMPARAR Y ANALIZAR LA PRODUCCIÓN ANUAL Y MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS SUB-GENERADORES.

En este apartado se realiza un análisis de las producciones por cada sub-generador, cabe mencionar que el SFV está compuesto por tres tecnologías de módulos fotovoltaicos (mono cristalinos, Policristalinos, y Amorfos) y 3 Inversores (3kW C/U) por Tecnología, a cada inversor le corresponde un arreglo de módulos fotovoltaicos, con una potencia pico de 2.73kW.

La tabla 7 muestra las producciones mensuales que ha tenido cada sub-generador evidenciando los niveles de producción que aporta cada tecnología de módulos fotovoltaicos en análisis. Los Sub totales mostrados en los cuadros corresponden a la suma de energía generada en los meses de enero a diciembre o según corresponda para los años inconclusos.

4.2.1 ANÁLISIS POR TECNOLOGÍAS DE PANELES.

Teóricamente Cada tecnología tiene diferentes características en su rendimiento, según la radiación incidente sobre la superficie de la celda, esto hace que visualizar el comportamiento por tecnología sea de mucha importancia. A continuación se muestra de manera más detallada la producción de energía por tecnología en el

periodo comprendido desde junio 2009 a Mayo 2014, en donde la tecnología *Mono cristalina* ha sido la de mayor producción con respecto a las otras Tecnologías.

El valor que se muestra como PPM⁸ consiste en una comparación del rendimiento obtenido en cada tecnología con referencia a la tecnología de mayor producción, en este caso el mono cristalino.

	Producción kWh		
	Monocristalino 1 [kWh]	Monocristalino 2 [kWh]	Monocristalino 3 [kWh]
SUB-TOTAL	22,194	22,810	22,186
TOTAL	67,191		
*PPM	100.0%		

	Producción kWh		
	Policristalino 1 [kWh]	Policristalino 2 [kWh]	Policristalino 3 [kWh]
SUB-TOTAL	22,194	21,547	21,654
TOTAL	65,395		
*PPM	97.3%		

	Producción kWh		
	Amorfo 1 [kWh]	Amorfo 2 [kWh]	Amorfo 3 [kWh]
SUB-TOTAL	20,350	20,525	20,093
TOTAL	60,968		
*PPM	90.7%		

Tabla 7.-Producciones por Sub-Generador con referencia al mono cristalino.

⁸ Producción Porcentual con respecto al Monocristalino. PPM

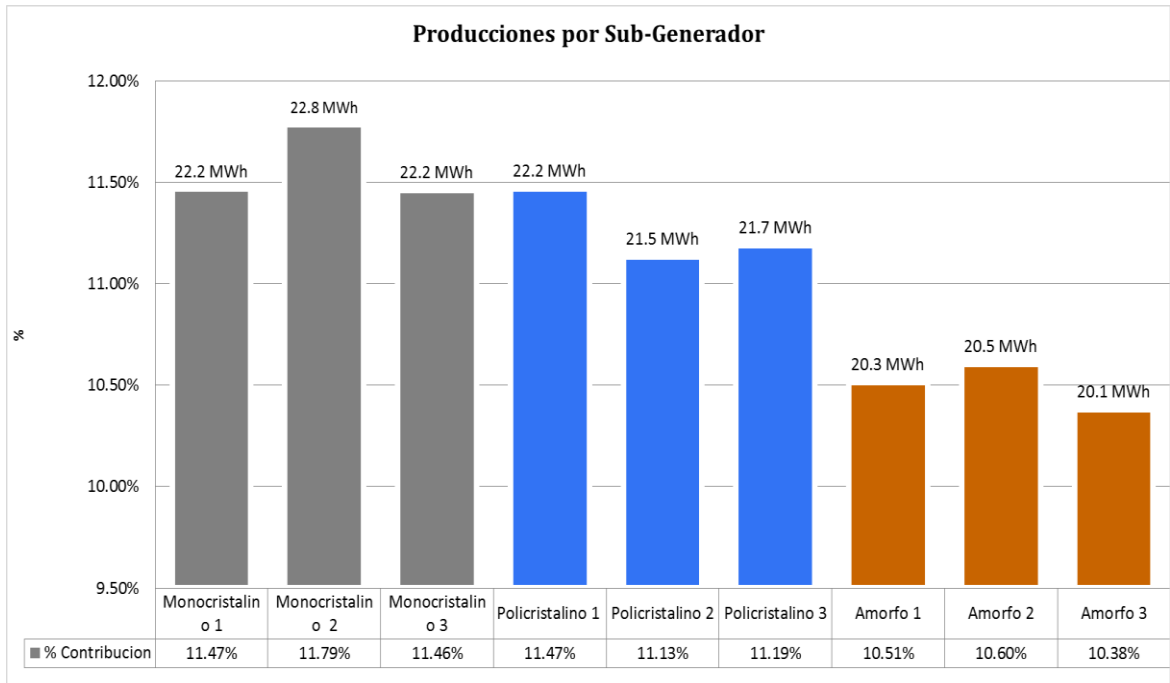


Gráfico 8.- Porcentaje de contribución de energía por cada sub-generadores.

En promedio y tomando como referencia la tecnología Monocrystalina se observa que la tecnología *Policristalina* tiene una Producción 2.7 % bajo la producción base y la tecnología *Amorfa* un de 9.3% debajo de las producciones con módulos monocristalinos.

La tabla 8 es un cuadro comparativo que refleja los niveles de generación de energía eléctrica desglosadas por año, siempre tomando como referencia los módulos monocristalinos.

Año	Monocristalino(MWh)	Policristalino (MWh)	Amorfo (MWh)
2009	8.14	7.98	7.89
	100%	98.1%	96.9%
2010	13.08	12.64	11.86
	100%	96.6%	90.7%
2011	13.50	13.30	12.26
	100%	98.5%	90.8%
2012	13.87	13.72	12.39
	100%	98.9%	89.3%
2013	13.06	12.65	11.73
	100%	96.9%	89.8%
2014	5.54	5.11	4.84
	100%	92.2%	87.3%
Total	67.19	65.40	60.97
	100%	97.3%	90.7%

Tabla 8.- Comparación de Generación por Tecnologías.⁹

Se puede observar que la diferencia entre un generador con tecnología de módulos monocristalino y la de un generador con tecnología de módulos policristalino ha variado entre 1.1% y 3.4% mientras el generador con tecnología de módulos amorfos mantiene un rango de diferencia que esta entre 3.1% y 10.7%.

Las diferencias entre estas producciones se deben principalmente a que cada tecnología de módulos fotovoltaicos tiene un intervalo de respuesta diferente ante

⁹ Para 2009 se cuenta con datos de generación de junio a diciembre y para 2014 con datos que van de enero a mayo.

espectro solar y los fotones con más energía son mejor aprovechados por los módulos monocristalinos, también hay que tomar en cuenta que las condiciones de radiación son diferentes para cada mes del año y cada tecnología presenta diferentes niveles de degradación y respuesta a la radiación solar. Es importante comentar que las primeras filas de los MFV policristalinos, presentan problemas de sombra en algunos periodos del año, lo que disminuye su producción (aproximadamente un 2.7% para el policristalino 2 y 1.35% para el poli3).¹⁰Por otra parte los sub-generadores tres de cada tecnología, también presentan problemas de sombra proveniente del Este, en diferentes meses del año; estas se demuestran en el análisis de potencias y generaciones máximas.

La energía producida por cada tipo de tecnología se muestra a continuación en el Grafico 9.

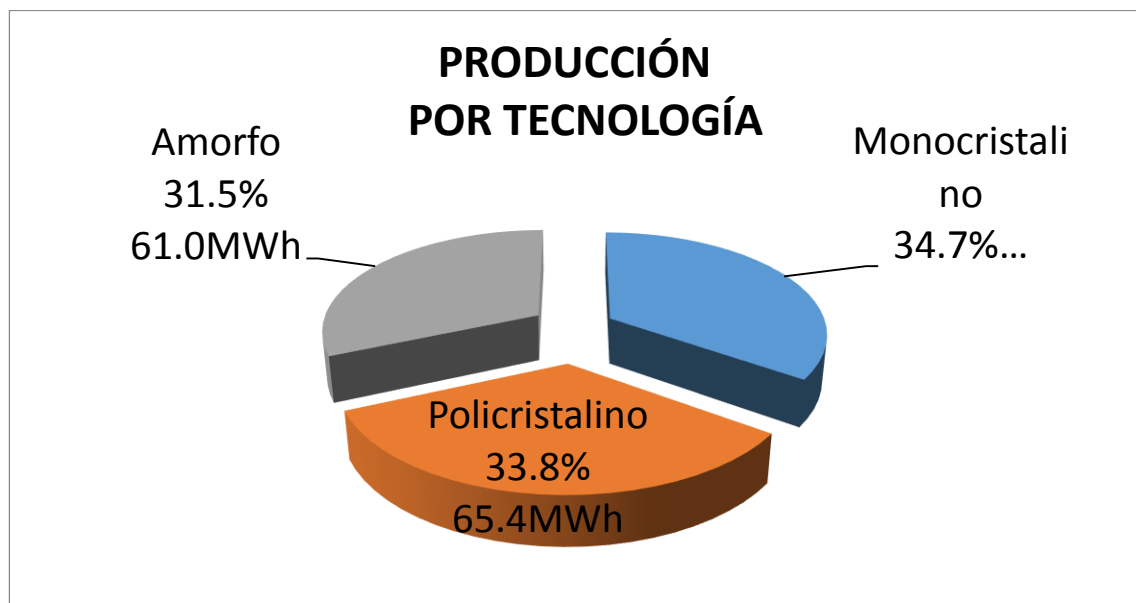


Gráfico 9.- Producción porcentual por tipo de Tecnología.

¹⁰ Ver imágenes Termografías en anexos (Pag-133)

De acuerdo a la gráfica 9, La producción refleja pequeñas diferencias entre las tecnologías empleadas, cada una ha producido aproximadamente entre un 31.5% y 34.6% de la producción total. Se debe tomar en cuenta que la capacidad instalada por cada tecnología de paneles es de 8.19 kWp, por lo que se espera una producción similar.

El Índice de Producción se ha calculado en meses y años.

Fórmulas de cálculos:

$$Y_f \text{ mensual por tecnología} = \frac{kWh \text{ mensual}_{(poli, mono \text{ ó } amorfo)}}{8.19 \text{ kWp}}$$

$$Y_f \text{ mensual} = \frac{kWh \text{ mensual}}{24.57 \text{ kWp}}$$

$$Y_f \text{ anual} = \frac{\sum kWh (12 \text{ meses})}{24.57 \text{ kWp}}$$

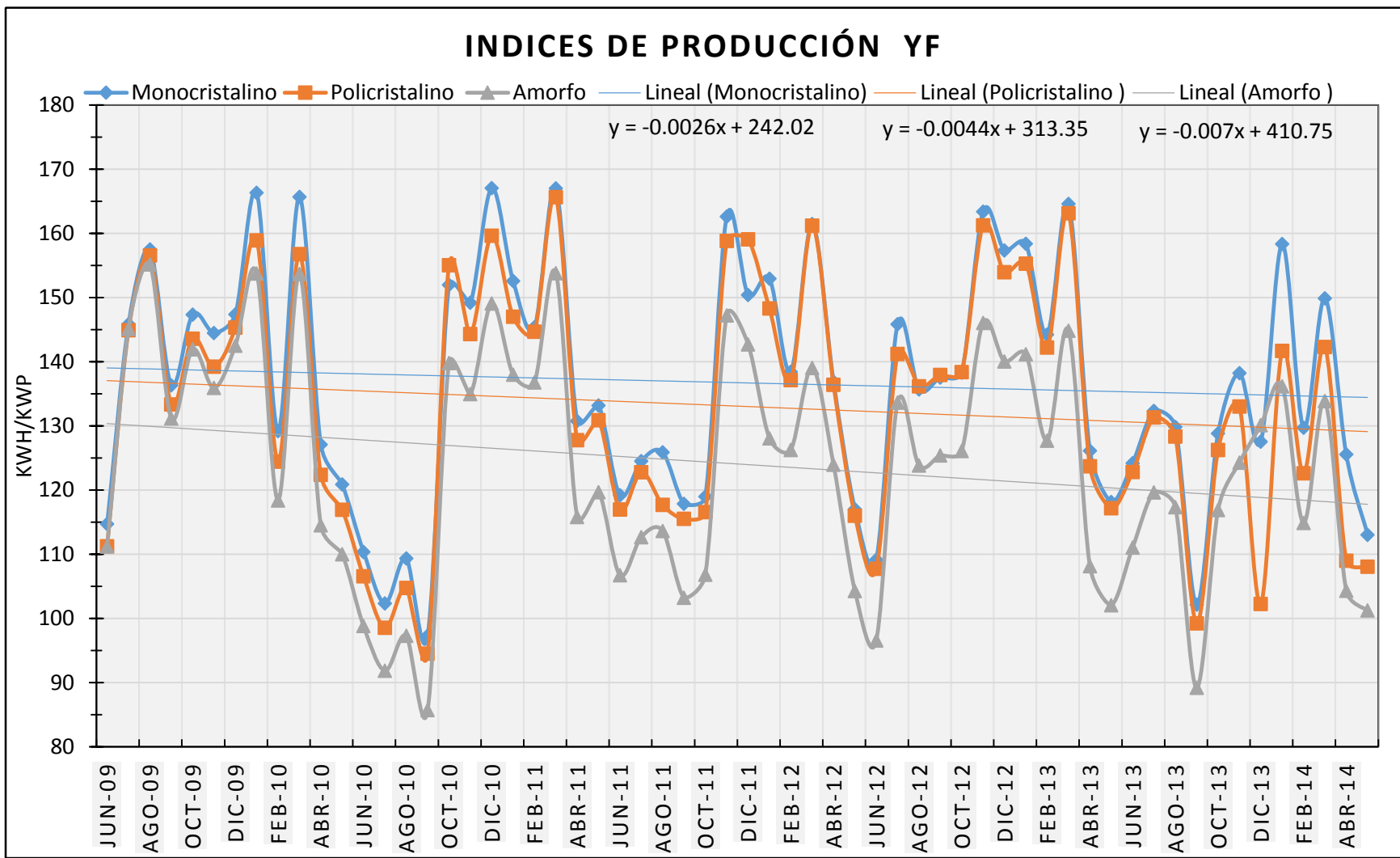


Gráfico 10.-Índice de Producción de Yf Por tecnología.

El gráfico 10 muestra los índices de producción (Yf) mensuales promedios de los tres sub-generadores que componen cada tecnología, durante el periodo en estudio que comprende de junio-2009 a mayo-2014 y se aprecia que los *Yf promedio anual* y los *Yf promedio mensual de cada tecnología* son los siguientes:

Monocristalinos: 1641 KWh/KWp anual y 137 KWh/KWp Mensual.

Policristalinos: 1597 KWh/KWp anual y 133KWh/KWp Mensual.

Amorfos: 1489 KWh/KWp anual y 124 KWh / KWp mensual.

Según el gráfico 10 se registró índices de producción mensuales máximos de 167 kWh/kWp en los módulos monocristalinos, 166 kWh/kWp en los policristalinos y 155 kWh/kWp en los módulos amorfos; los valores máximos de generación se presentan generalmente en el mes de marzo.

De igual forma los índices de producción mínimos mensuales son 97kWh/kWp para los monocristalinos, 95 kWh/kWp para los policristalinos y 86 kWh/kWp para los amorfos; estos índices de producción se presentan generalmente en septiembre para cada tecnología.

Cabe mencionar que los índices de producción de los módulos amorfos tienen una tendencia a la baja más pronunciada que la de los monocristalinos o los policristalinos, esto se atribuye a que la degradación de los módulos amorfos es mayor en comparación con las otras dos tecnologías antes mencionadas. Por ejemplo la línea de tendencia en la producción de la tecnología amorfa es 2.7 veces más pronunciada que la tecnología monocristalina y 1.6 veces más pronunciada que la tecnología policristalina, mientras que la tecnología policristalina tiene una tendencia a la baja 1.7 veces mayor que la tecnología monocristalina.

Para observar el comportamiento de la producción por periodo y por cada tecnología se realizó el gráfico 11 en el que se presentan los promedios de cada sub-generador de la misma tecnología.

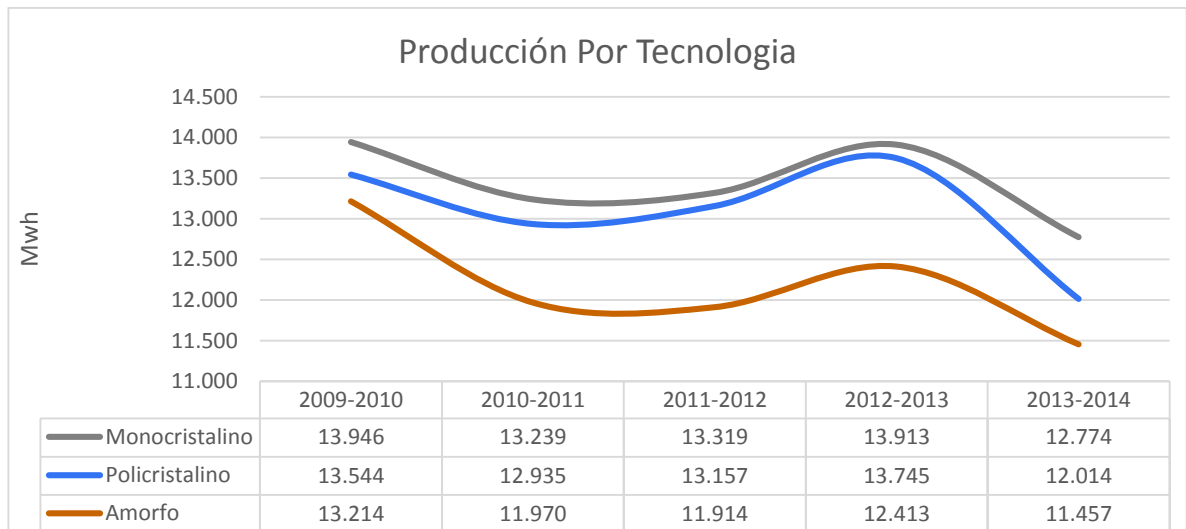


Gráfico 11.- Tendencia de las Producciones por Tecnologías

En el gráfico 11 se muestran las curvas de producción por periodo y por cada tecnología, estas curvas tienen la misma tendencia que las curvas de los índices de producción debido a que este es afectado únicamente por una constante la cual es la potencia pico, asociada a la potencia total de los módulos por tecnología o por sub-generador según sea el caso, en condiciones estándar de prueba. Por tanto al referirnos a un Sub-Generador la potencia pico es 2.73kW y al referirnos a una tecnología es: $3 \times 2.73\text{kW}$

Al analizar los rendimientos por sub-generador se observa que estos han tenido comportamientos diferentes aun tratándose de sub-generadores de la misma tecnología. Las comparaciones pueden apreciarse en los gráficos 12,13 y 14.

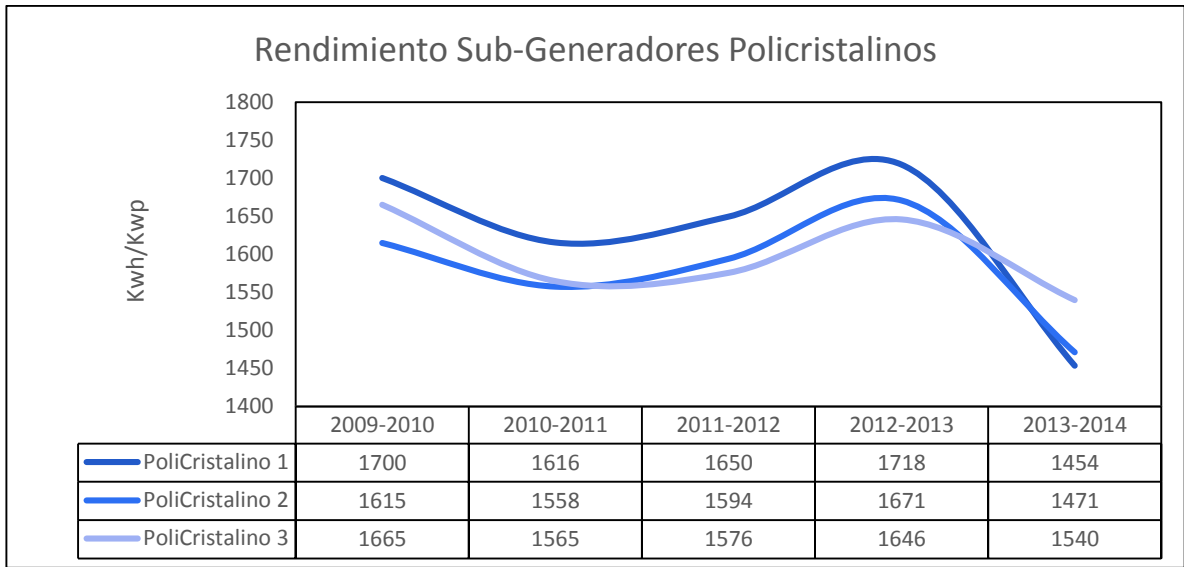


Gráfico 12.- Rendimientos Específicos de los Sub-generadores Policristalinos.

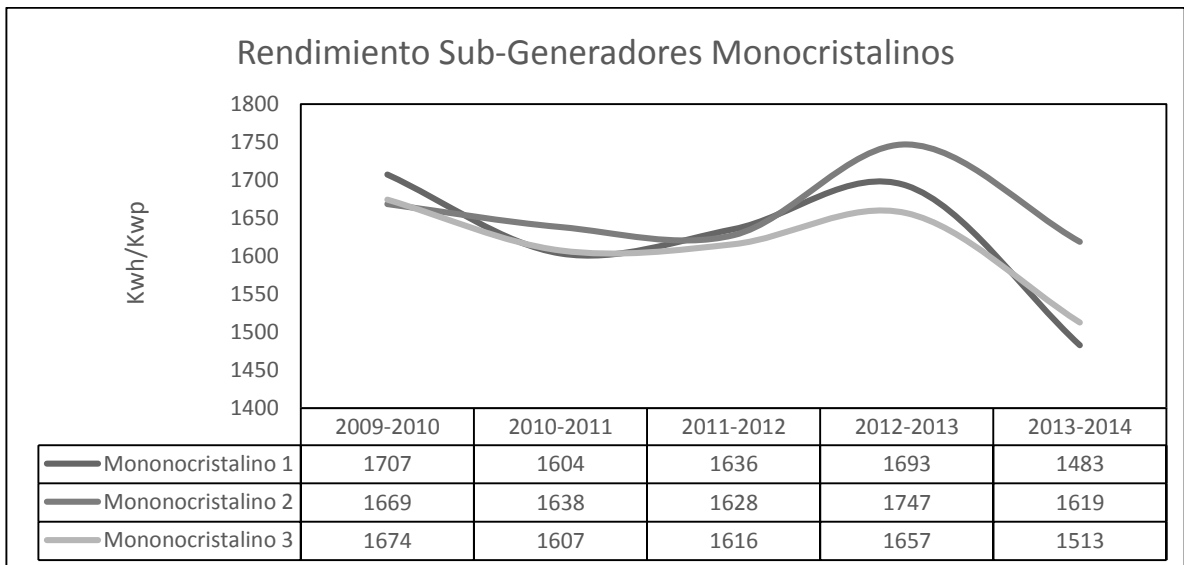


Gráfico 13.- Rendimientos Específicos de los Sub-generadores Monocristalinos.

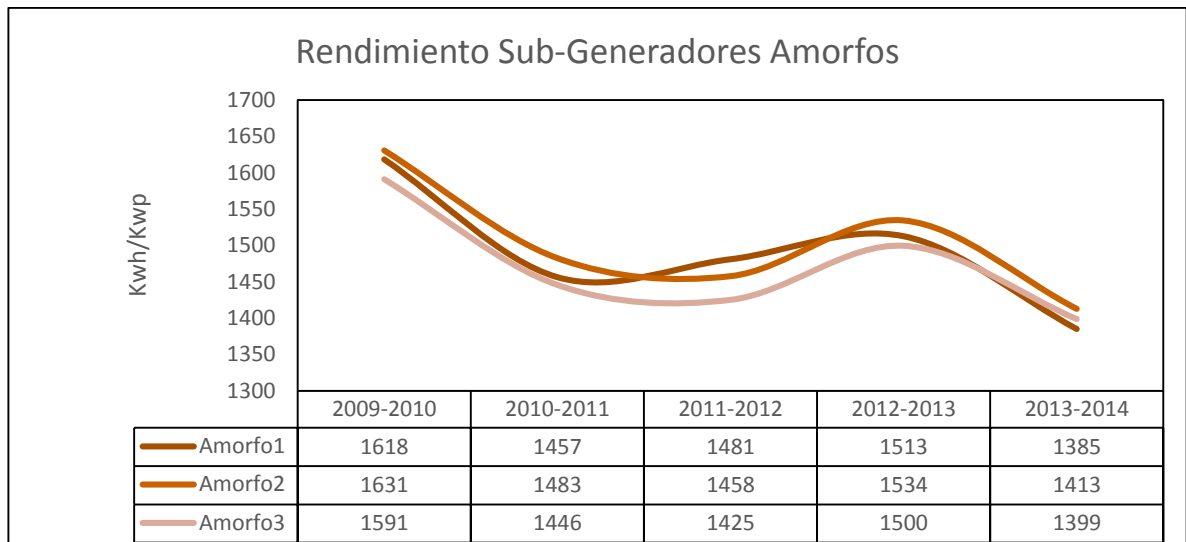


Gráfico 14.- Rendimientos Específicos de los Sub-generadores Amorfos.

Como se puede observar en las gráficas 12,13 y 14 los índices de producción más altos se alcanzaron específicamente en el periodo 2012-2013 en las tecnologías policristalino y Monocristalino. En cuanto a la tecnología de módulos amorfos los índices más altos se obtuvieron en el primer año de producción. Específicamente los valores máximos alcanzados por los sub-generador de las tres diferentes tecnologías en estudio son:

- Tecnología de módulos policristalino con 1718kWh/kWp en el generador 1.
- Tecnología de módulos monocristalino con 1747kwh/kWp en el generador 2.
- Tecnología de módulos Amorfo con 1631 kWh/kWp Para el generador 2.

Es importante mencionar que aunque el recurso solar del periodo 2012-2013 permitió obtener los índices de producción más altos durante todo tiempo de estudio en las tecnologías monocristalina y policristalina, no fue así para la tecnología de amorfa la cual presento sus mayores índices de producción en el periodo inicial, por tanto se espera que los índices de producción futuros no superen el del año inicial en la tecnología amorfa aun cuando se tengan mejores niveles de irradiación anual que los años anteriores.

4.3 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL SOLAR DE IRRADIACIÓN, COMPARANDO LAS MEDICIONES TOMADAS DEL PLANO HORIZONTAL CON LA DEL PLANO INCLINADO A 15° GRADOS, PRESENTAR GRÁFICOS Y ESTADÍSTICAS DE VALORES MÁXIMOS, MÍNIMOS Y PROMEDIOS DE IRRADIANCIA E IRRADIACIÓN EN PERIODOS MENSUALES.

Se evaluó la radiación obtenida en el plano inclinado 15° y en el plano horizontal 0°, esto permite comparar las ventajas o desventajas de colocar los paneles fotovoltaicos con un grado de inclinación específico o dejarlos completamente horizontales.

4.3.1 DESARROLLO ANALÍTICO.

Dado que se desea obtener el potencial solar de la instalación fotovoltaica en estudio, se consideró necesario la elaboración de tablas mensuales donde se desglosan los valores máximos, mínimos y promedios de irradiación tanto para el plano horizontal como para el plano inclinado. La información se obtuvo de las mediciones climáticas que almacena la estación meteorológica. La variación de la irradiación a lo largo del año se debe en gran medida al movimiento relativo del sol respecto al planeta. Ese movimiento se muestra en la Ilustración 11:

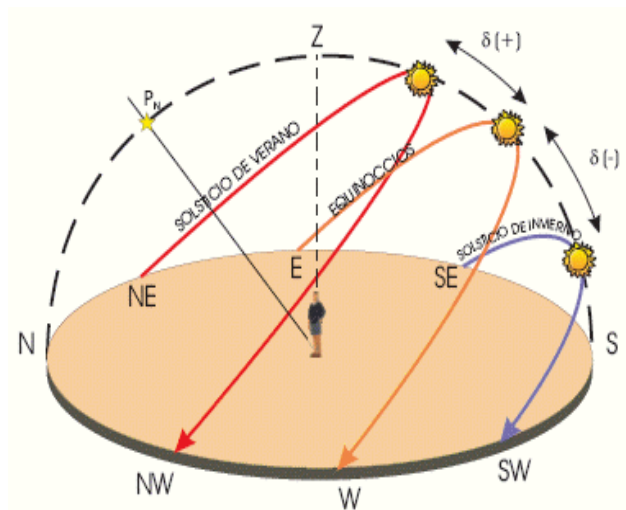


Ilustración 11.- Movimiento relativo del Sol.

Para la selección de valores en el tiempo se tomó como referencia las horas de salida y puesta del sol según el SNET, estas horas se muestran en la tabla 9.

MES	Salida del Sol	Puesta del Sol
Enero	06:28:00 a.m.	05:54:00 p.m.
Febrero	06:21:00 a.m.	06:07:00 p.m.
Marzo	06:03:00 a.m.	06:11:00 p.m.
Abril	05:43:00 a.m.	06:14:00 p.m.
Mayo	05:32:00 a.m.	06:21:00 p.m.
Junio	05:34:00 a.m.	06:03:00 p.m.
Julio	05:42:00 a.m.	06:31:00 p.m.
Agosto	05:48:00 a.m.	06:19:00 p.m.
Septiembre	05:49:00 a.m.	05:57:00 p.m.
Octubre	05:52:00 a.m.	05:37:00 p.m.
Noviembre	06:03:00 a.m.	05:29:00 p.m.
Diciembre	06:19:00 a.m.	05:37:00 p.m.

Tabla 9.-Horas de salida y puesta del sol Mensuales.

Consideraciones Generales

Para el análisis de este literal se cuenta con información de la estación meteorológica de CEL instalada en la azotea del edificio. Esta estación proporciona información detallada de los valores de irradiancia tanto en el plano horizontal a 0° como en el plano inclinado a 15°.

Debido a que en algunos años se presentan periodos (días o fracciones de días) en los que la estación meteorológica no presentó datos se tomó a bien discriminar dichos días para no afectar considerablemente los valores a analizar.

4.3.2 ANÁLISIS DE VALORES MÁXIMOS DE IRRADIANCIA.

Para el análisis de los valores máximos de irradiancia se optó por ordenar los valores de cada mes en una matriz en donde cada columna corresponde a un día y cada fila corresponde al tiempo en el que se tomó el dato de irradiancia lo que permite observar las variaciones de irradiancia de cada día conforme avanza el tiempo.

En la mayoría de los casos el intervalo de tiempo en el que la estación guardó el dato de medición, es de un minuto. No obstante se cuenta con días o fracciones en los que no se registró dato alguno o se cambió la configuración de los intervalos de medición de minutos a horas, fracciones de horas e inclusive en intervalos sin ningún patrón, debido a fallos técnicos o modificaciones en la estación meteorológica.

Debido a esto se optó por realizar un gráfico que permita visualizar los valores máximos de irradiancia contenidos en el segmento de tiempo del día más largo del mes. De esta manera se obtiene el gráfico siguiente.

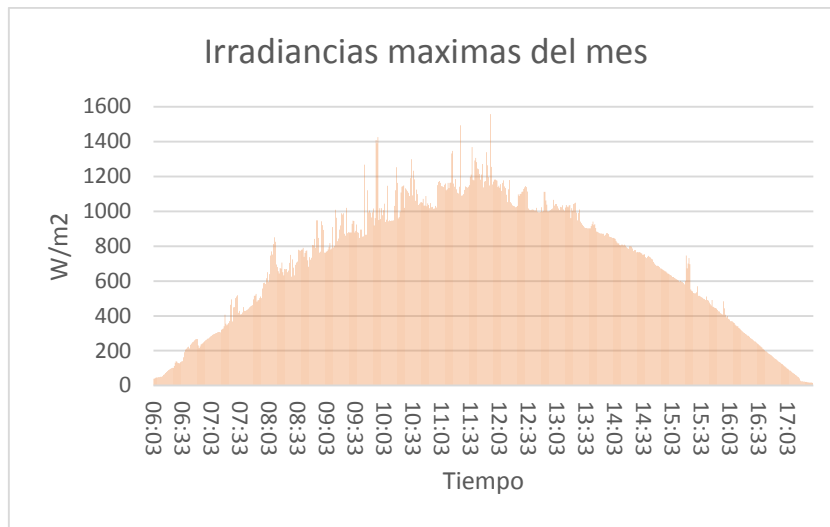


Gráfico 15.- Perfil de Irradiancia Máxima representativo del mes (nov-09) en el plano inclinado a 15°.

El gráfico 15 se realizó con los valores máximos de irradiancia registrados en el mes. Y proporciona un perfil de los valores máximos de irradiancia que se pueden obtener a una determinada hora dentro del mes en estudio.

Este gráfico debe ser utilizado únicamente para efectos de conocer los picos de irradiancia por minuto o por intervalo de tiempo que se presentan durante el mes y no para el cálculo de un valor de HSP debido a que cada valor máximo puede representarse en días diferentes e inclusive no se presentan en un día bajo condiciones de cero nubosidad.

El valor Máximo de irradiancia inclinada alcanzado se obtuvo a las 11:53 AM siendo de 1557 W/m² medido el día 3 de noviembre de 2009, y el valor máximo de irradiancia horizontal se alcanzó a las 11:22 AM siendo de 1493 W/m² medido el día 10 de noviembre de 2009. Esto permitirá encontrar el valor máximo de irradiancia para cada mes y la hora a la que se presentaron. En el siguiente gráfico se muestra los valores máximos medidos en cada uno de los meses correspondientes al periodo en análisis, tanto en el plano horizontal como en el plano inclinado.

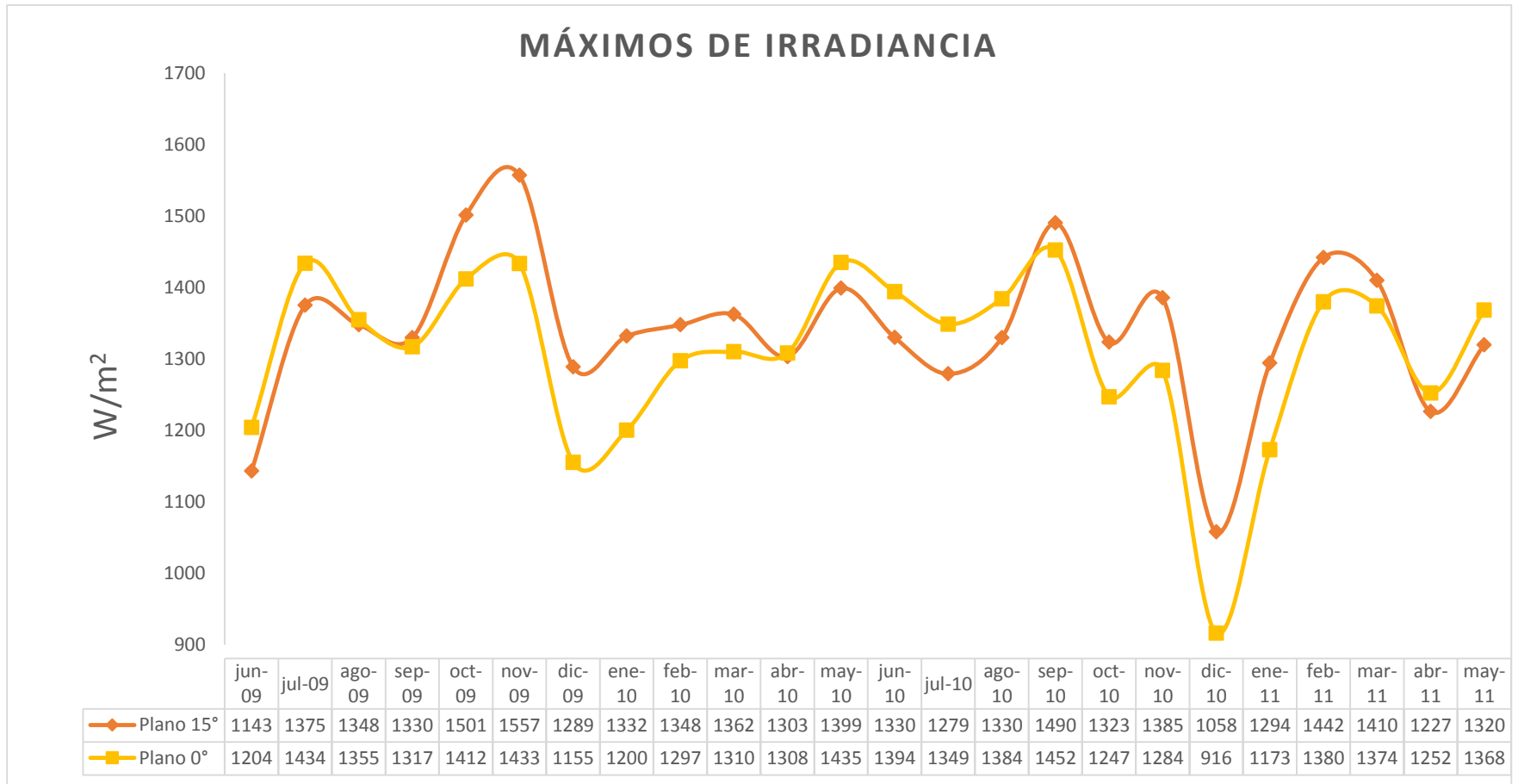


Gráfico 16.- Valores máximos mensuales de irradiancia medidos en el plano inclinado (15°) y horizontal (0°) Periodo (jun-09-may-11).

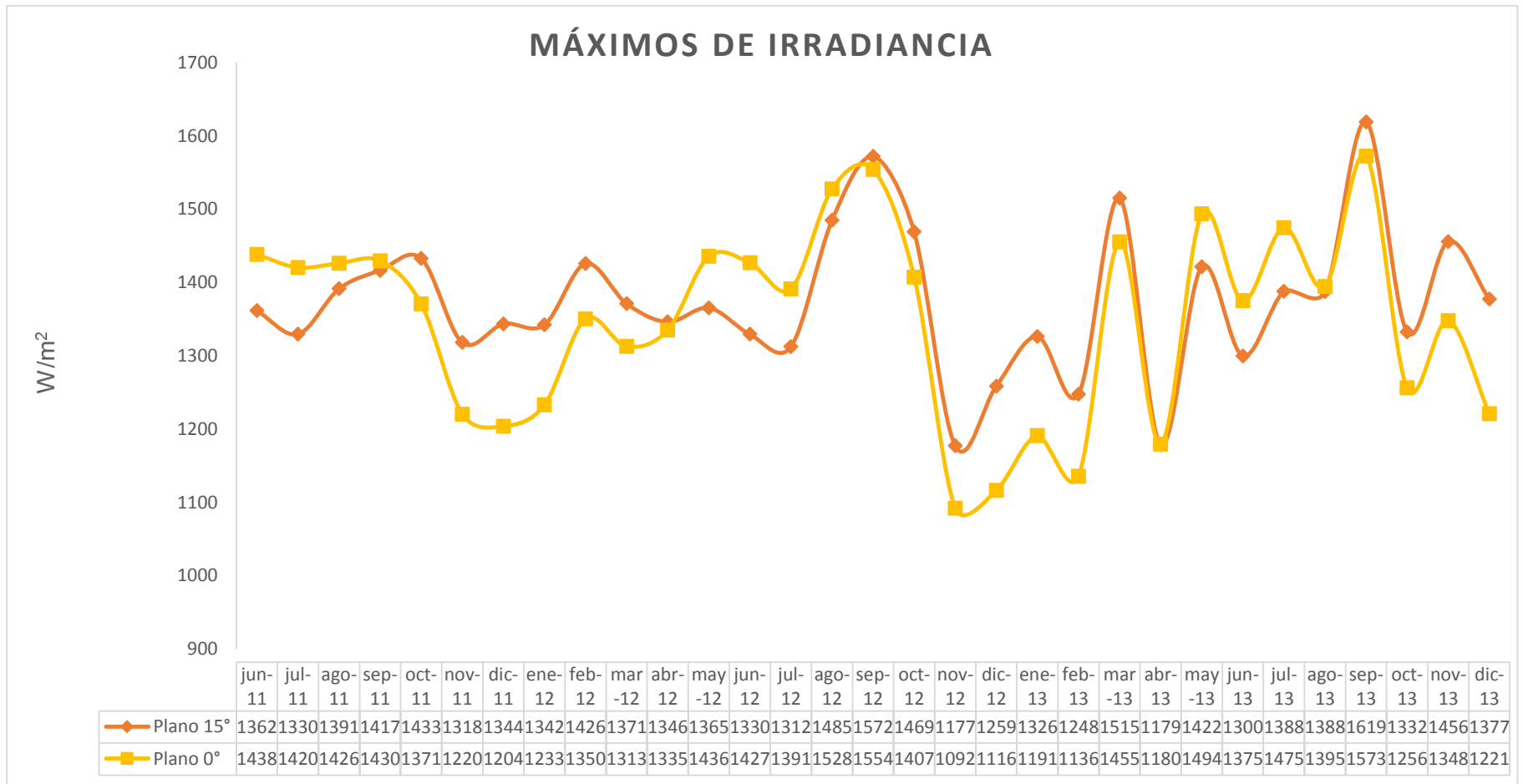


Gráfico 17.- Valores Máximos mensuales de irradiancia Medidos en el plano inclinado (15°) y horizontal (0°). Periodo (jun-11-may-13).

➤ **Periodo jun-09-may-10.**

El promedio general de los valores máximos de irradiancia en cada plano difieren en un 2.62%, siendo el promedio más alto el del plano inclinado a 15° (1357.3 W/m²).

El valor máximo de irradiancia registrado en este periodo en el plano inclinado a 15° fue 1557.13W/m² (nov-09) y en el plano horizontal (0°) 1434.8 W/m² (may-10), valor muy cercano a los meses jul-09 y nov-09 que difieren en un máximo de 0.096% con respecto a may-10.

➤ **Periodo jun-10-may11**

El promedio de los valores máximos de irradiancia en cada plano difieren en un 2.35% siendo el promedio más alto en el plano inclinado a 15° (1301.8 W/m²).

El valor máximo de irradiancia registrado en este periodo en el plano inclinado a 15° corresponde 1490.3W/m² (sep-10) y en el plano horizontal (0°) 1452.3 W/m² (sep-10).

En los meses de Oct-10 a Dic-10 se observa una tendencia a la baja con respecto a los mismos meses del periodo anterior (jun-09 – may-10), esta caída brusca se debe a que para este periodo solo se cuentan con datos Útiles del 13% en Nov-10 y 20% en Dic-10; es debido a esto que la caída de los valores máximos de irradiancia es brusca.

Aun con esta falta de datos siempre se observa que la brecha entre la radiación inclinada y horizontal es mayor; es evidentemente el comportamiento que se espera al comparar los niveles de radiación para esos meses en ambos planos.

➤ **Periodo jun-11-may12.**

El valor máximo de irradiancia registrado en este periodo en el plano inclinado a 15° fue 1432.8 W/m² (Oct-11) y en el plano horizontal (0°) 1438.1 W/m² (jun-11).

El promedio anual de los valores máximos de irradiancia en cada plano difieren en un 1.63% siendo el promedio más alto en el plano inclinado a 15° (1370.8 W/m²).

➤ **Periodo jun-12-May-13.**

El valor máximo de irradiancia registrado en este periodo en el plano inclinado a 15° fue 1619 W/m^2 (Sep-13) y en el plano horizontal (0°) 1573 W/m^2 (sep-12).

Los valores de irradiancia registrados en sep-13 tanto en el plano inclinado a 15° como en el plano horizontal 0° corresponden a los valores máximos de los cuatro periodos.

El promedio anual de los valores máximos de irradiancia en cada plano difieren en un 1.98% siendo el promedio más alto en el plano inclinado a 15° (1370.8 W/m^2).

4.3.3 ANÁLISIS DE PROMEDIOS DE VALORES MÁXIMOS.

Los Gráficos 18 y 19 representan el valor promedio de los máximos de irradiancia registrados en cada intervalo de tiempo, en periodos mensuales.

En otras palabras representa el promedio de todos los valores máximos como los presentados en el gráfico 15, para cada mes.

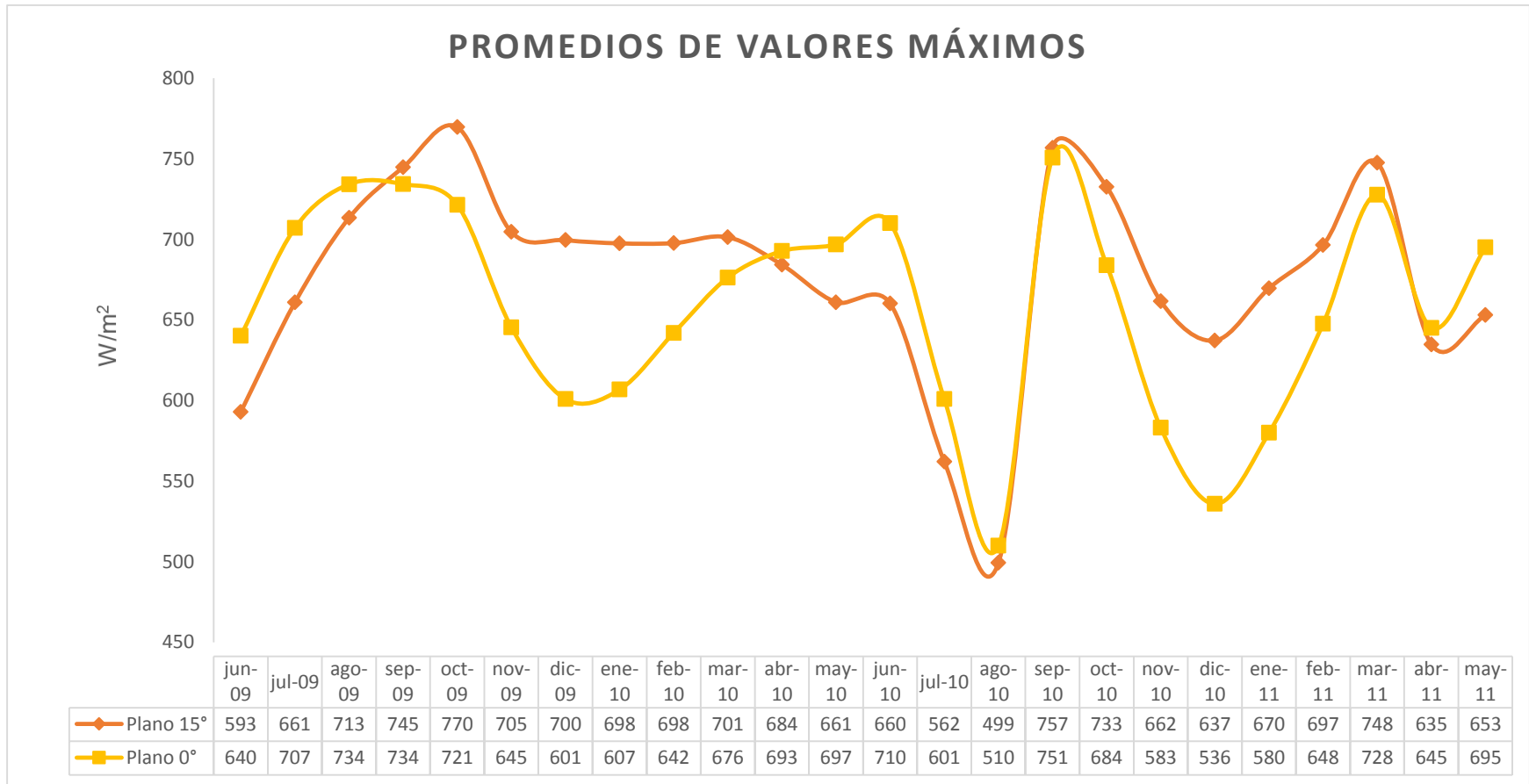


Gráfico 18.- Promedio de los valores máximos obtenidos en el periodo de jun-09 a may-11.

PROMEDIOS DE VALORES MÁXIMOS

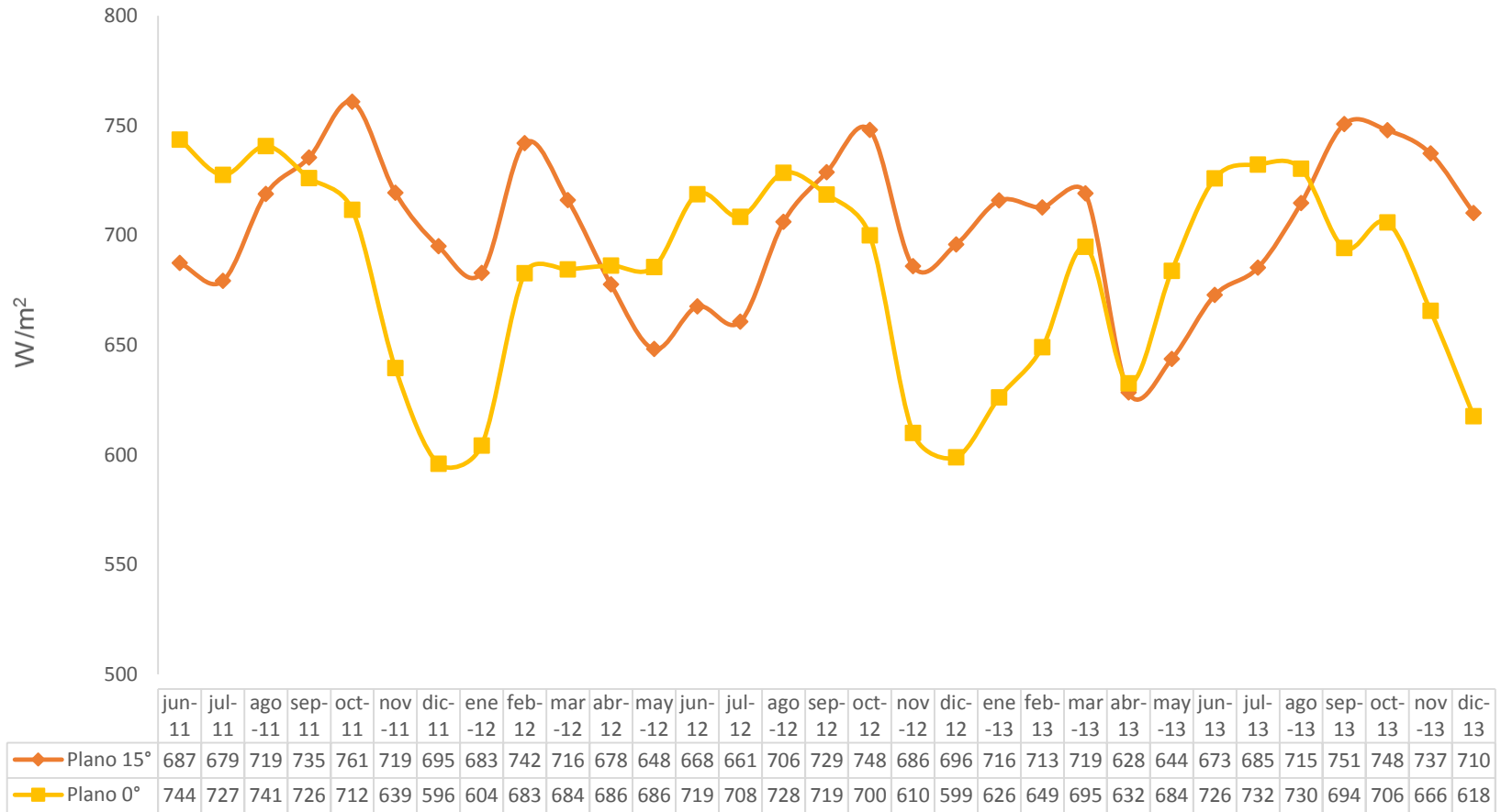


Gráfico 19.- Promedio de los valores máximos obtenidos en el periodo de jun-11 a Dic-13.

➤ **Periodo jun09-may10**

Se observa que el mes de oct-09 corresponde al promedio más alto en todo el periodo, con 770 W/m^2 en el plano a 15° y 734 w/m^2 a 0° en sep-10; lo que significa que durante estos meses se obtuvieron valores con los más altos niveles de irradiancia en cada serie de tiempo registrada por la estación meteorológica. En este periodo los valores máximos en el plano a 15° son en promedio 2.8 % más altos que en el plano a 0° .

➤ **Periodo de jun10-may11**

Se observa que el mes de sep-10 corresponde al promedio más alto en todo el periodo, con 757 W/m^2 a 15° y 751 w/m^2 a 0° . Los valores máximos en el plano inclinado son en promedio 4.5% más altos que los del plano a 0° para este periodo.

➤ **Periodo jun 11-may12.**

Se observa que el mes de oct-11 es el promedio más alto en todo el periodo, con 761 W/m^2 a 15° y 726 w/m^2 a 0° en sep-11 y que y el promedio anual de valores máximos de irradiancia en el plano inclinado a 15° esta un 2.8% arriba de los obtenidos en el plano a 0°

➤ **Periodo jun 12-may13 y jun13-dic13.**

Se observa que para el mes de sep-13 es el promedio más alto en todo el periodo de jun-12 a may-13 con 751 W/m^2 a 15° y 732 w/m^2 a 0° en jul-13.

El promedio anual de valores máximos de irradiancia en el plano inclinado a 15° esta un 2.9% arriba de los obtenidos en el plano a 0° .

4.3.4 ANÁLISIS DE VALORES PROMEDIOS DE IRRADIANCIA.

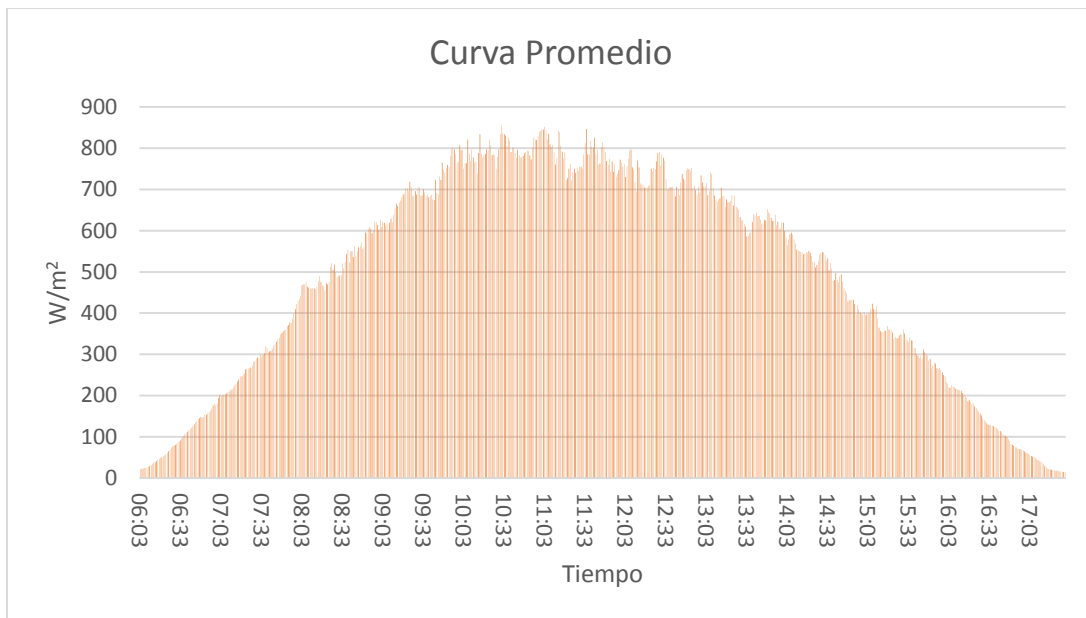


Gráfico 20.- Perfil de irradiación Promedio representa los valores promedios del mes de noviembre-09 por unidad de tiempo.

El gráfico 20 muestra el perfil de valores promedios de todos los días del mes por unidad de tiempo. En donde se refleja que el valor máximo promedio del mes en el plano inclinado es de 855.58 W/m² y se obtuvo a las 10:31 AM.

Esta gráfica se obtuvo al promediar todos los valores del mismo tiempo en cada uno de los días correspondientes al mes de noviembre. Y representa la curva de irradiación promedio del mes.

Al obtener los datos para cada mes de todos los periodos en análisis se obtienen los siguientes resultados:

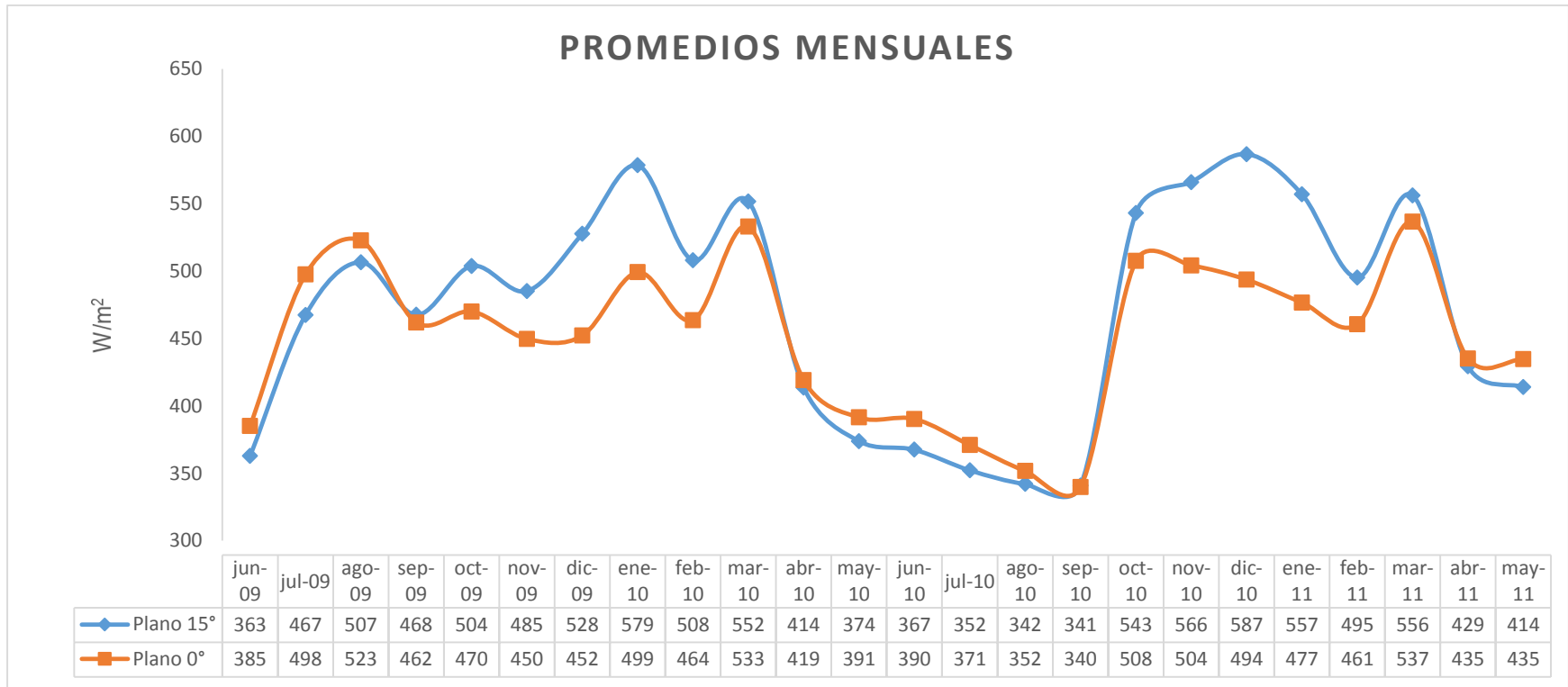


Gráfico 21.- Valores promedios de irradiancia en el periodo jun-09 a may-11

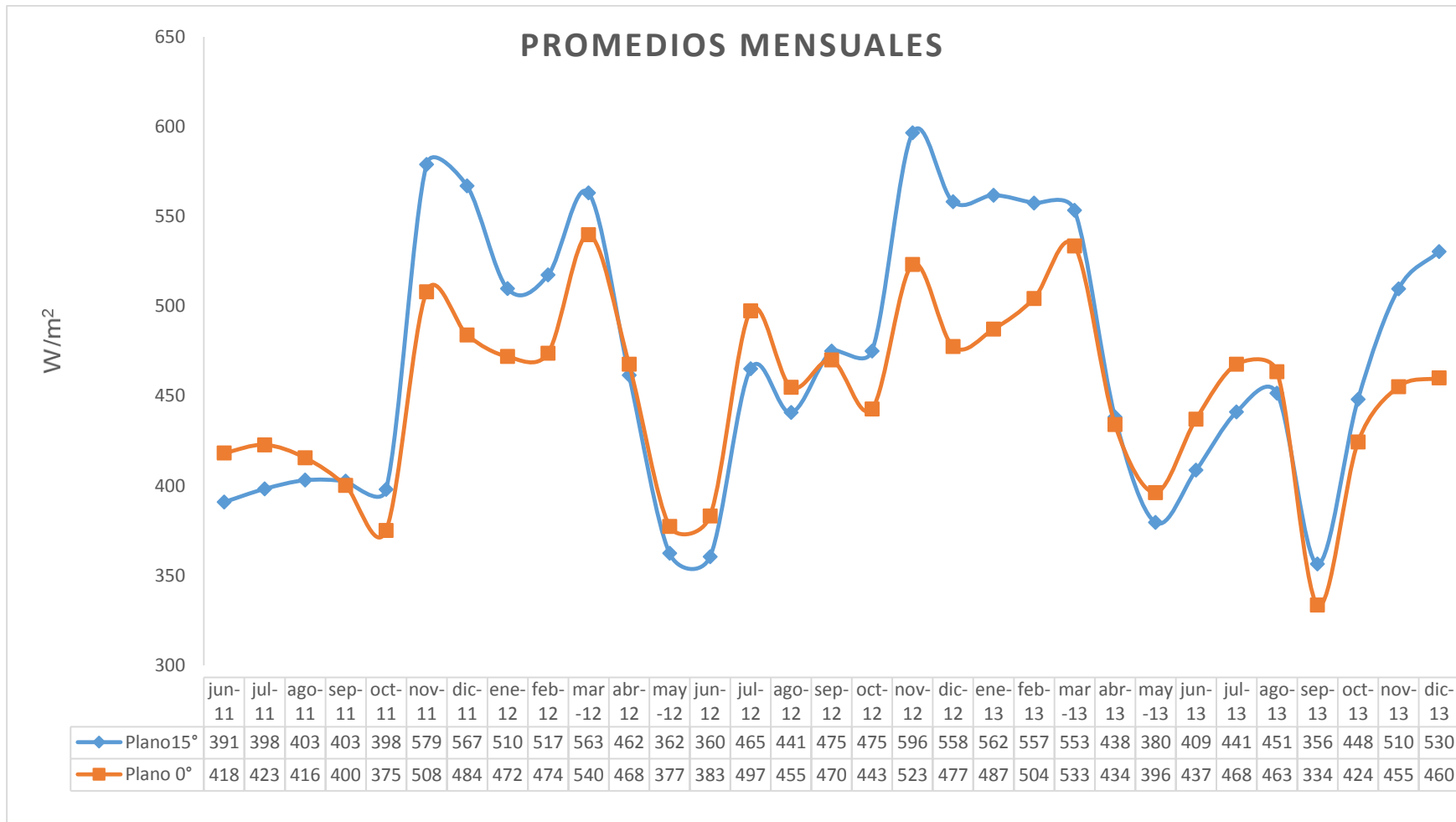


Gráfico 22.- Valores promedios de irradiancia en el periodo jun-11 a Dic-13.

➤ **Periodo jun09-may10**

En este periodo los valores promedios más altos en el plano inclinado se obtuvieron en enero de 2010 con un valor de 579W/m^2 y 533 W/m^2 en el plano horizontal 0° en Marzo de 2010

Este periodo también presenta los promedios más altos de irradiancia de todos los periodos en estudio. Los promedios totales para este periodo corresponden a 478.7 W/m^2 a 15° y 462.3 W/m^2 a 0° . En el plano inclinado a 15° se obtiene promedios de irradiancia que están 3.5 % arriba de los obtenidos a 0° .

➤ **Periodo jun10-may11**

Los promedios más altos para este periodo se obtienen en el mes de dic-10 en el plano a 15° y mar-11 en el plano a 0° con 587 W/m^2 y 537W/m^2 respectivamente.

Los promedios totales para este periodo corresponden a 463 W/m^2 a 15° y 446 W/m^2 a 0° . En el plano inclinado a 15° se obtiene promedios de irradiancia con un 4.5% arriba de los obtenidos a 0° .

➤ **Periodo jun11-may12**

Los promedios mensuales más altos para este periodo corresponden a 579W/m^2 (nov11) en el plano inclinado y 540W/m^2 (mar12) en el plano a 0°

Los valores promedios totales corresponden a 461.5W/m^2 y 444 W/m^2 para el plano inclinado y horizontal respectivamente. Estos promedios son 3.6% más altos en el plano inclinado con respecto al plano horizontal.

➤ **Periodo jun12-may13 y jun13-Dic13**

Los promedios más altos para este periodo se obtienen en el mes de nov-12 en el plano a 15° y mar-13 en el plano a 0° con 596 W/m^2 y 533 W/m^2 respectivamente.

Los promedios totales para este periodo corresponden a 473.4 W/m^2 a 15° y 445.8 W/m^2 a 0° . Estos promedios son 4.0% más altos en el plano inclinado con respecto al plano horizontal.

4.3.5 ANÁLISIS DE VALORES MÍNIMOS.

Para este enunciado se obtuvo la misma serie de datos como en los análisis anteriores y se presentan los valores de irradiación mínimos en periodos mensuales.

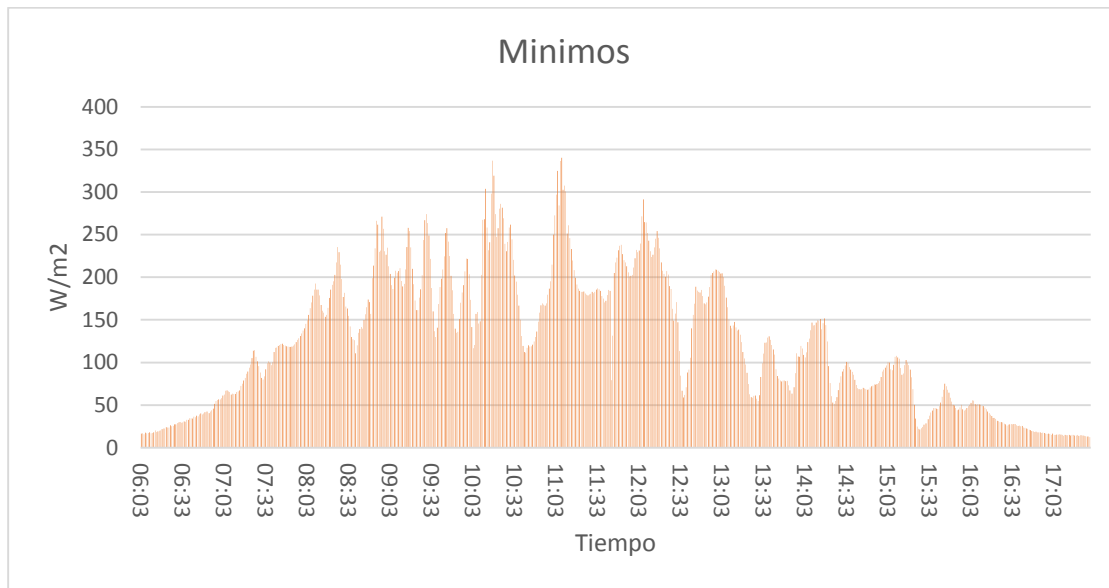


Gráfico 23.- Perfil de Valores mínimos de Irradiancia correspondiente al mes de (nov-09) en el plano inclinado.

El gráfico 23 se genera con la misma metodología que los perfiles de radiación de valores máximos y de valores promedios mostrados anteriormente en los análisis del literal c; este describe el perfil mínimo de radiación del mes de noviembre.

Se presenta a continuación los gráficos que contienen los promedios de irradiación mínima, calculada a partir de la curva representativa de cada mes, en el periodo comprendido de jun-09 a dic-13.

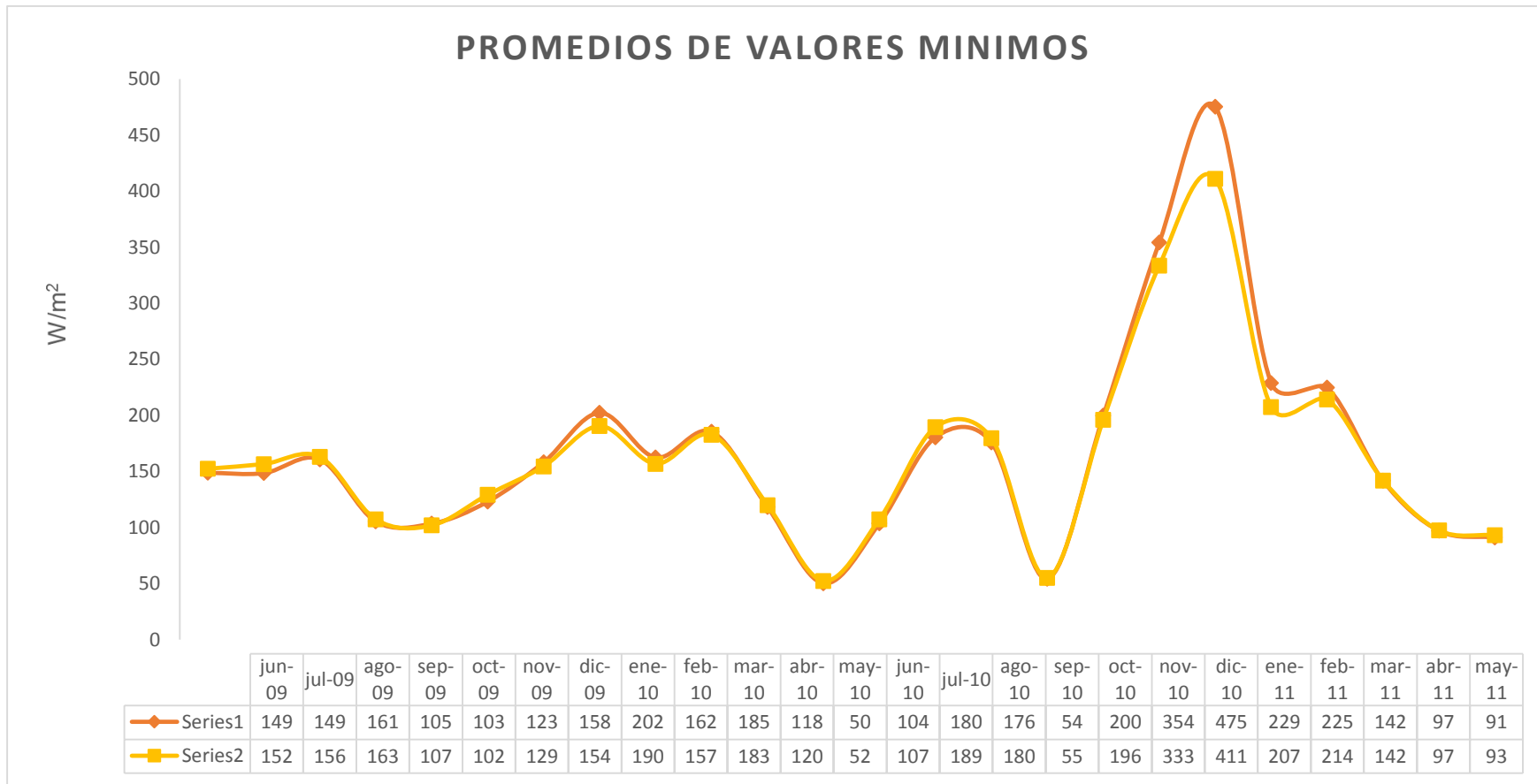


Gráfico 24.-Perfil Promedio Mensual de Valores Mínimos (jun-07-May11).

Observe que en el gráfico 24. No se puede describir un patrón específico en cuanto al comportamiento de los valores mínimos de irradiancia sin embargo siempre se aprecia que los cruces de las curvas son en los meses de septiembre y abril tal como se mencionó en la descripción de los valores promedios de los máximos.

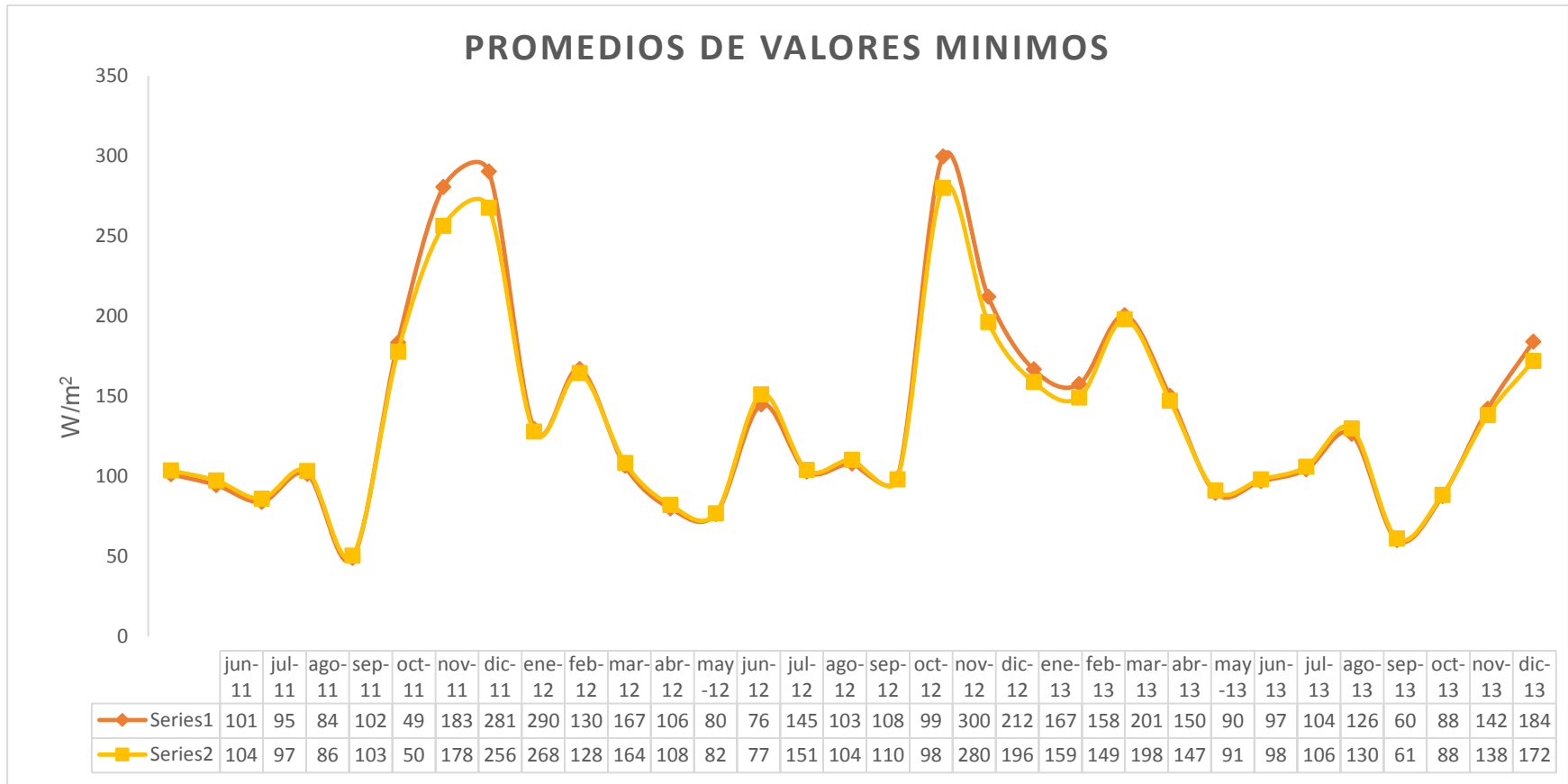


Gráfico 25.- Perfil Promedio Mensual de Valores Mínimos (jun-11-Dic-13).

Como se observa en la gráfica 24 y 25 en los meses de noviembre y diciembre siempre se observa una tendencia al alza en cuanto a los promedios de los valores mínimos correspondientes a cada día.

4.3.6 ANÁLISIS DE IRRADIACIÓN MENSUAL.

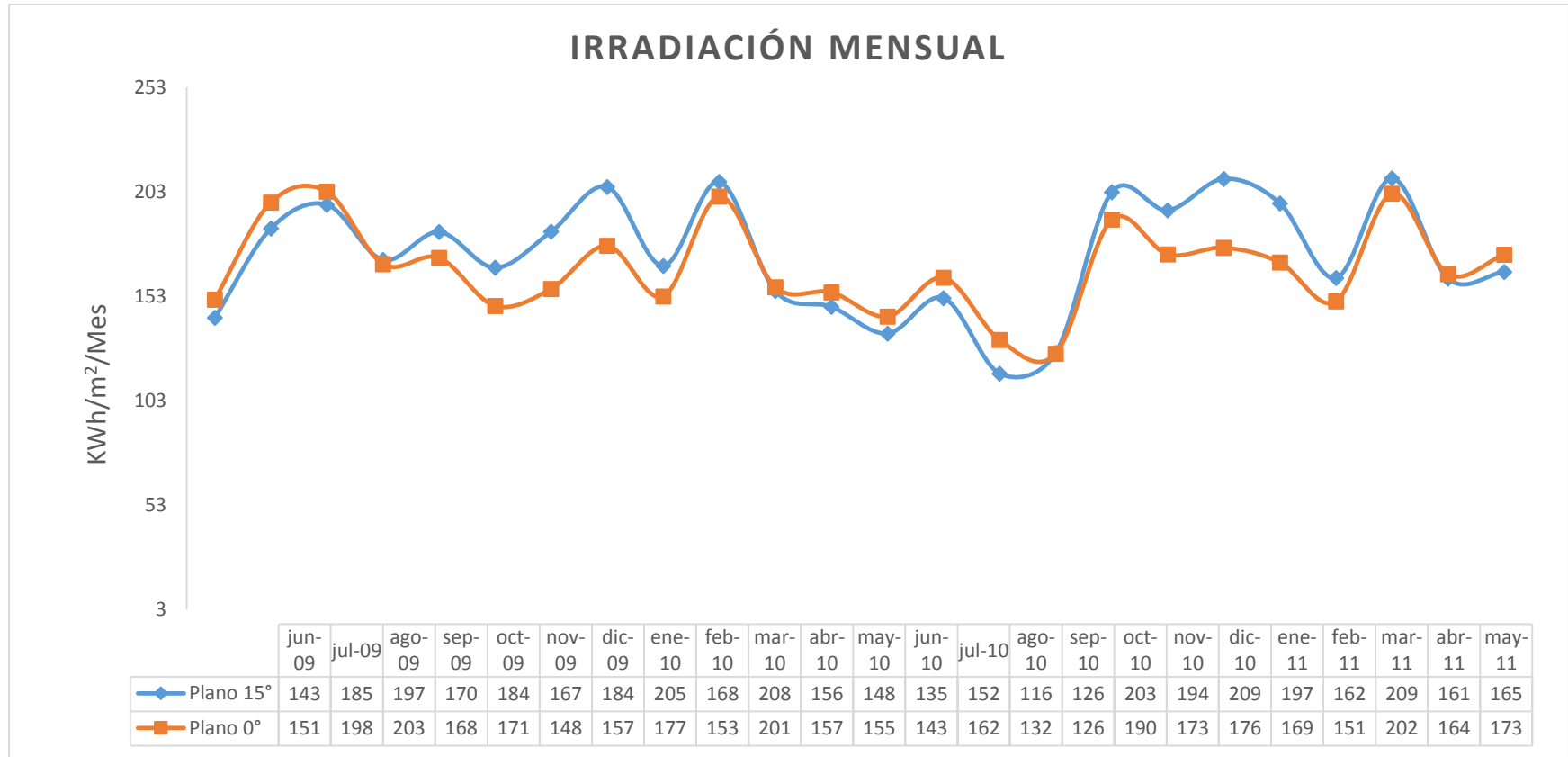


Gráfico 26.- Perfil Promedio Mensual de Irradiación (jun-09-may-11).

Los gráficos de irradiación mensual muestran un patrón muy similar al visto en los gráficos de radiación promedios; los valores para este periodo oscilan entre 116 y 207 KWh/m²/Mes para el plano inclinado a 15 ° versus los valores en el plano horizontal los cuales rondan entre 125 y 203 KWh /m²/Mes esto dentro del periodo correspondiente a junio del 09 a mayo del 11.

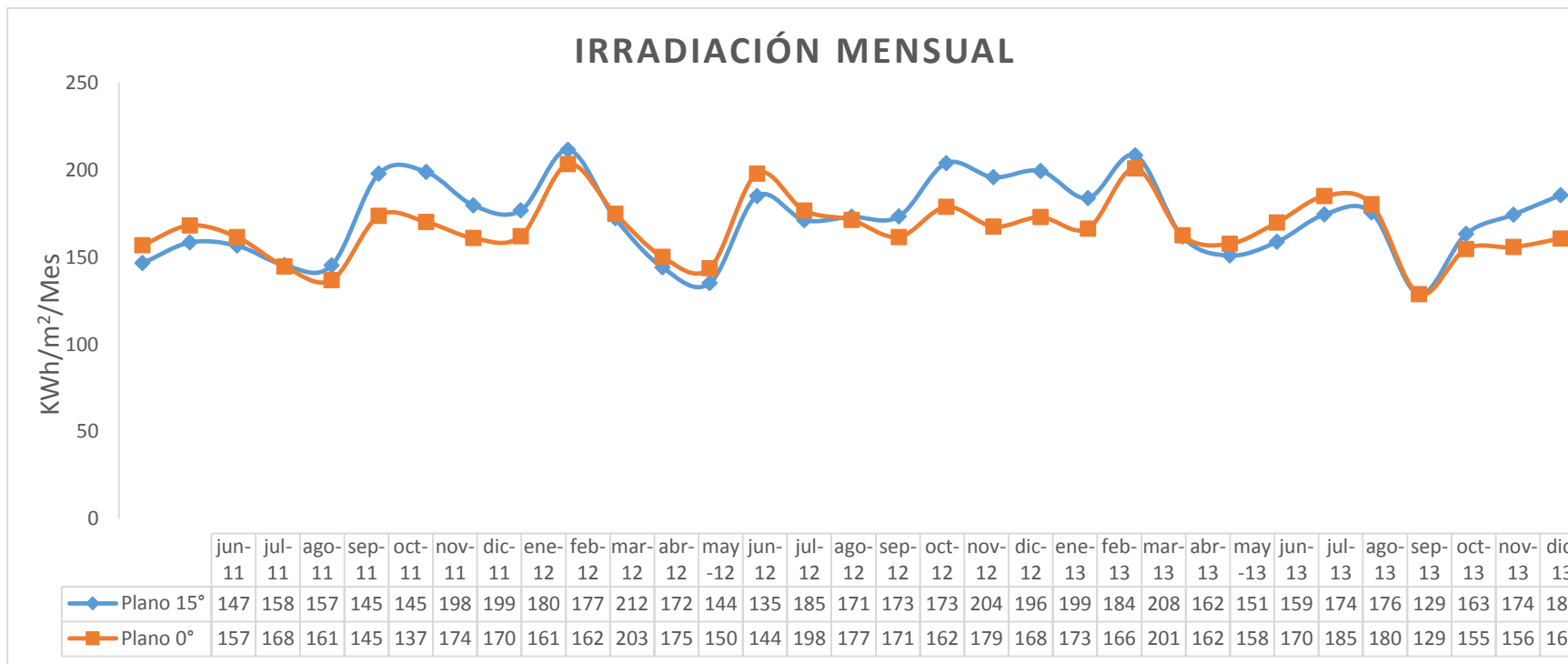


Gráfico 27.- Perfil Promedio Mensual de Irradiación (jun-11-Dic-13).

Para este caso el comportamiento de la irradiación inclinada ronda entre los 129 y 211 KWh/m²/Mes mientras que la irradiación horizontal ronda entre los 129 y 203 KWh/m²/Mes.

Con el fin de tener una visión más amplia de sobre el comportamiento que tiene la radiación Versus la producción, se realizó el gráfico 28, en el cual se muestra la radiación anual y por periodo junto con la producción de energía eléctrica correspondiente.

4.3.7 IRRADIACIÓN ANUAL.

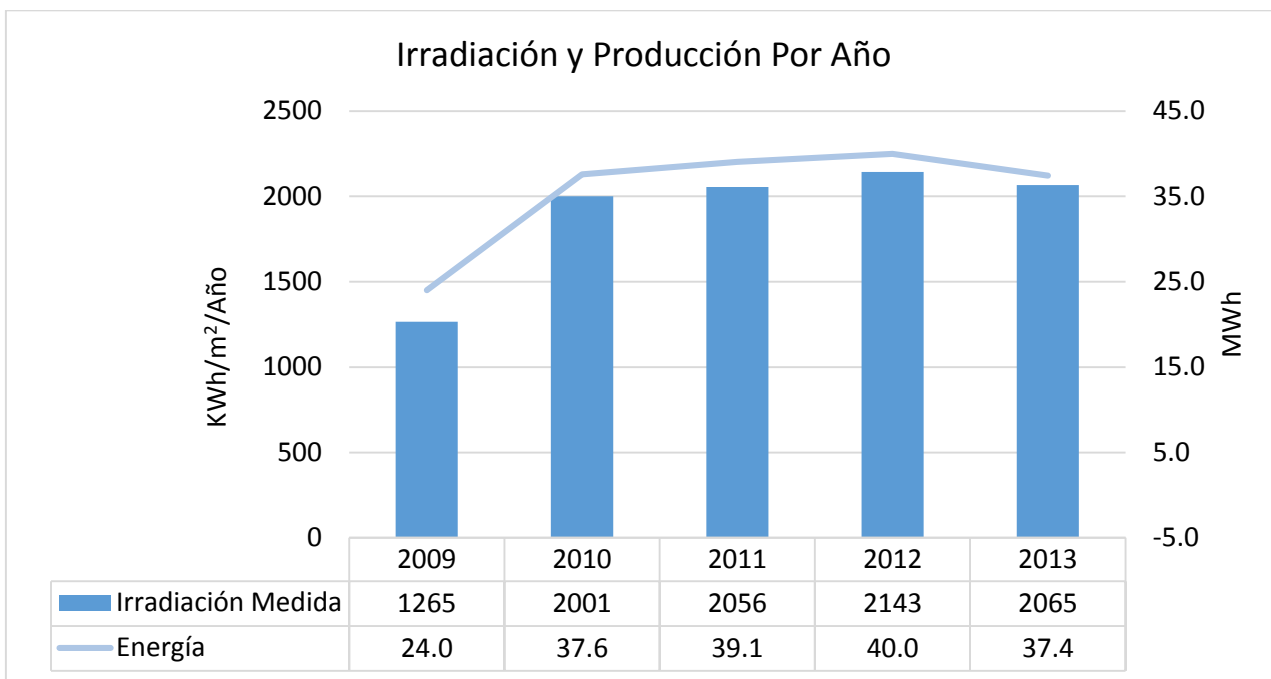


Gráfico 28.- Comparación de irradiación y producción anual.

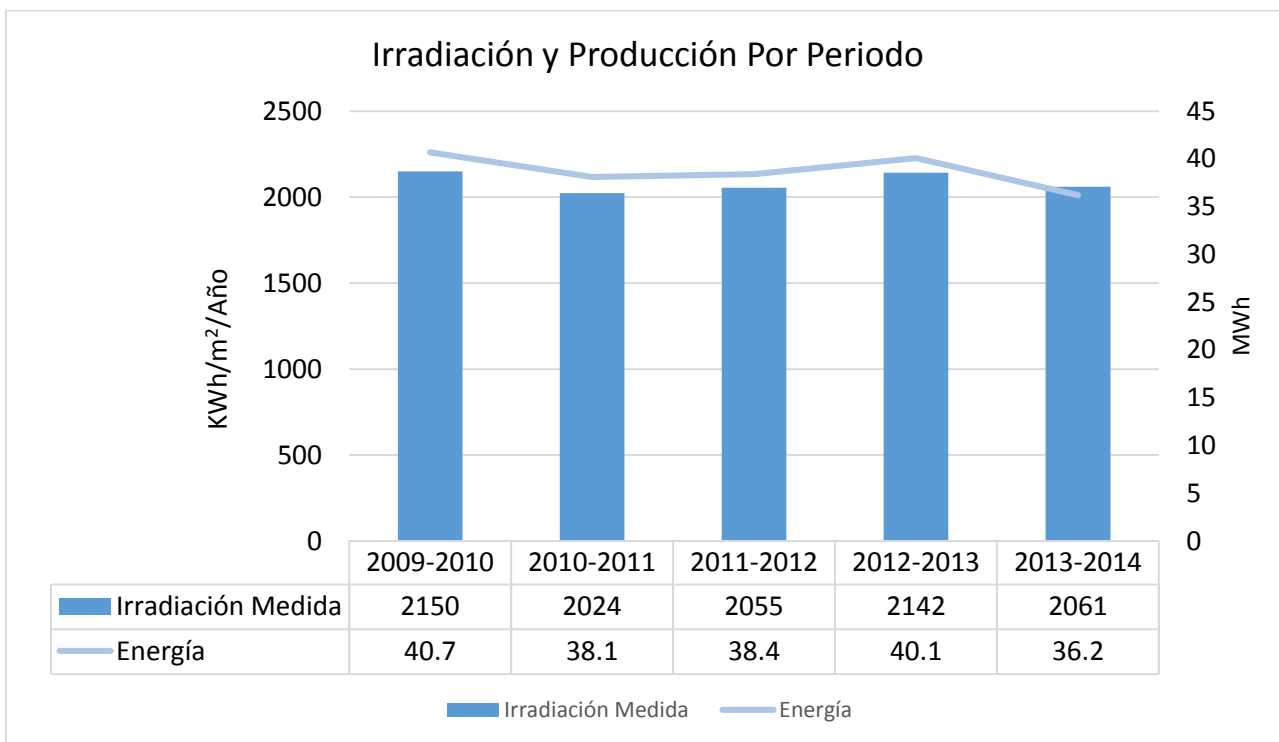


Gráfico 29.- Comparación de irradiación y producción por periodo.

En los gráficos 28 y 29 se observa la barra de color solido en azul que muestra el valor de irradiación ajustado y la línea muestra el comportamiento de la Producción de energía en MWh. ¹¹

Por medio de los graficos comparativos 28 y 29 se demuestra que la producción de energía eléctrica está directamente ligada a la radiación incidente sobre los módulos fotovoltaicos. En donde las producciones del primer y Segundo periodo (40.7MWh y 40.1 MWh respectivamente) corresponden también a los periodos de mayor irradiación anual (2150kWh/m²/Año y 2142kWh/m²/Año respectivamente)

¹¹ Para observar la línea de tendencia de las producciones completas ver Anexo C

4.4 EVALUAR EL COMPORTAMIENTO Y EFICIENCIA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO, EN FUNCIÓN DE LOS CAMBIOS DE TEMPERATURA.

Para determinar la eficiencia del sistema se hicieron las siguientes consideraciones:

- La eficiencia se ha determinado aplicando la siguiente relación:

$$\eta = \frac{\text{Energía de Salida}}{\text{Energía de Entrada}} * 100 \%$$

En donde la energía de entrada se obtiene a partir de la irradiación proveniente del sol, la energía de salida es obtenida a la salida de los paneles fotovoltaicos.

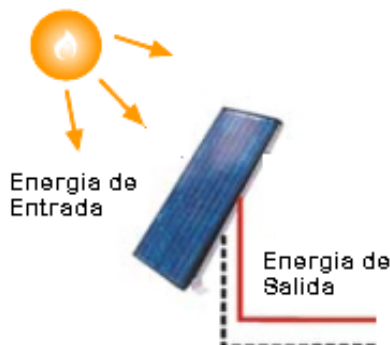


Ilustración 12.- Descripción de las variables utilizadas para determinar la eficiencia.

4.4.1 EFICIENCIAS.

El análisis de las eficiencias de los módulos puede realizarse de dos maneras:

1. Utilizando el punto de Máxima Potencia (P_{mp}) y aplicando la siguiente formula:

$$\eta = \frac{P_{Salida}}{P_{Entrada}}$$

en donde la potencia de salida se obtiene de la potencia en DC (P_{mp} de la cadena de los módulos) medida por el inversor y la potencia de entrada viene dada por un valor de irradiancia. En estas condiciones la formula se resume como :

$$\eta = \frac{(P_{mp})}{Irrad * (Area\ modulo * \#modulos)}$$

Ecuación 4. Eficiencia en Función de la Potencia en el punto máximo de operación.

- Utilizando los puntos de operación de los módulos I_{mp} Y V_{mp} como potencia de Salida y como potencia de entrada la irradiancia. En estas condiciones la fórmula se resume como:

$$\eta = \frac{I_{mp}(V_{mp})}{Irrad * Area\ modulo * \#modulos}$$

Ecuación 5.-Eficacia en función de voltajes y corrientes en el punto máximo de operación.

En ambos casos se utilizan valores promedios mensuales tanto de los puntos de operación como de la irradiancia. Los datos de los puntos de operación son tomados de la página de Sunny portal y los datos de irradiancia son tomados de la información proporcionada por CEL.

Para realizar el análisis se optó por utilizar los datos de Potencia. Debido a que el procesamiento de los datos se vuelve más accesible.

Las eficiencias según el fabricante en condiciones estándar de prueba (STC) son: Monocristalino: 12.8%, Policristalino: 12.8%, Amorfo: 8.5%

Como se aprecia en la ecuación 1 y 2, la eficiencia está en función del voltaje y corriente de operación, si una de las variables cambia en el tiempo, también cambiara la potencia en cada punto de operación del módulo. Los inversores tienen la capacidad de hacer operar al arreglo de módulos fotovoltaicos en el punto de máxima potencia o P_{mp} ; este punto depende de las condiciones meteorológicas en las que esté operando el arreglo de módulos fotovoltaicos, por tanto al tener variaciones en el punto de operación del arreglo del módulo también se tendrán variaciones en la eficiencia.

La temperatura es un factor que afecta el tanto el voltaje como la potencia de operación del módulo; de tal manera que al tener incrementos de temperatura en el módulo, el

voltaje y la potencia tendrán una disminución, esta disminución también se verá reflejada en la eficiencia de los módulos fotovoltaicos.

Para observar este comportamiento se muestra en el gráfico 31 las variaciones que sufren el voltaje y la corriente en el tiempo.

Los gráficos del 30-34 muestran el comportamiento del sub-generador monocristalino 3 en el día 5 de Diciembre de 2012; se escogió esta muestra debido a que fue uno de los días con menor nubosidad, esto permite observar con mayor claridad el comportamiento de los parámetros de operación de los módulos fotovoltaicos en el tiempo.

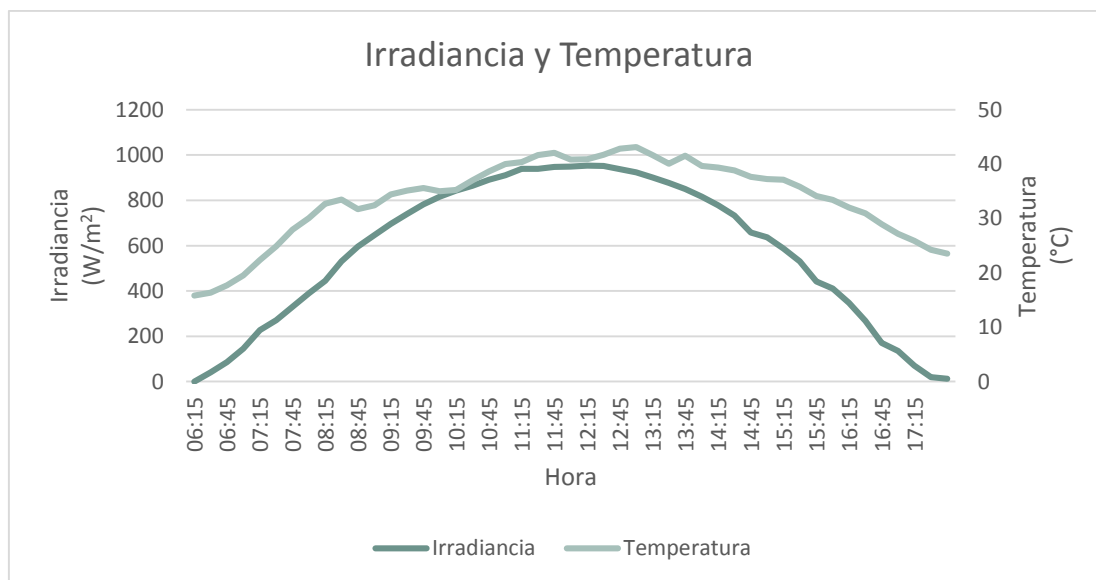


Gráfico 30. Variación de la irradiancia y la temperatura en función del tiempo.

En el gráfico 30 se observa que a medida que incrementa la irradiancia también incrementa la temperatura; también se observa que los máximos de irradiancia y temperatura se obtienen en diferentes tiempos; si se divide el gráfico de temperatura en dos partes, aproximadamente en el momento en el que se obtiene el máximo, se observará que los incrementos no son en la misma proporción que los decrementos, esto nos confirma que el módulo gana calor más rápido y tarda más en disiparlo.

Al incrementar la radiación incidente sobre el módulo incrementa la potencia y la temperatura, pero cada incremento en la temperatura provocará a su vez una

disminución en la potencia, Por tanto surge la pregunta ¿Qué variación tendrá más peso sobre la potencia de operación del módulo y cómo será el comportamiento de la eficiencia?, para esto observe el grafico 31 en el que se ha seccionado ambos gráficos hasta el mediodía, para observar los incrementos de ambas parámetros.

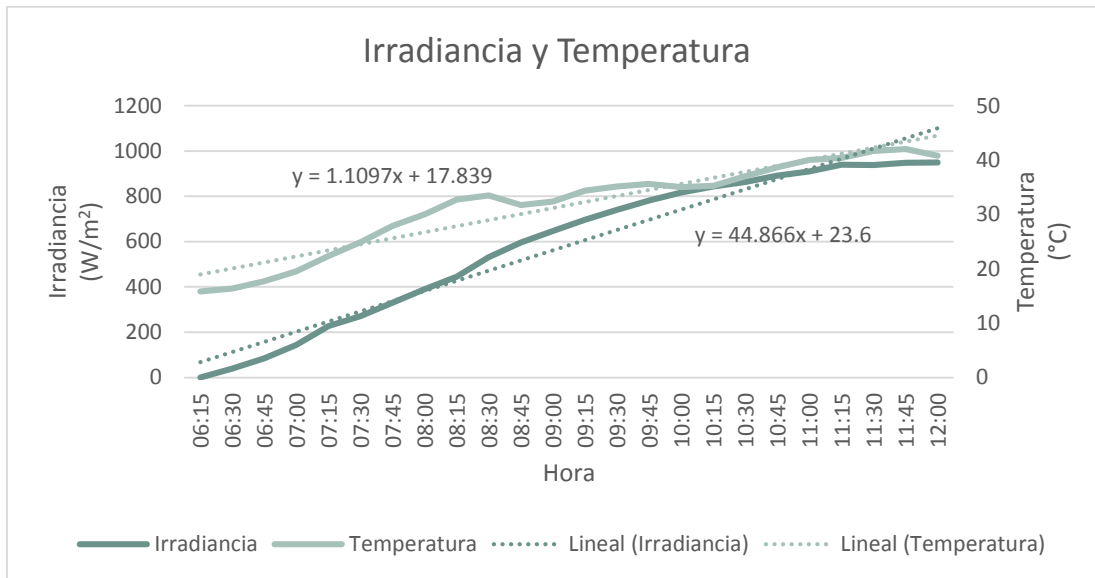


Gráfico 31.- Perfil de irradiancia y temperatura dividido en dos partes.

En el grafico 31 se observa que la pendiente de incremento de la irradiancia es mayor que el incremento en la temperatura, por tanto se demuestra que tendrá más efecto sobre la potencia las variaciones que tenga la irradiancia, de esta manera el perfil de potencia tendrá la misma forma que el de la irradiancia y la caída de potencia por efecto del incremento de la temperatura será amortiguado por los incrementos de la radiación incidente sobre los módulos.

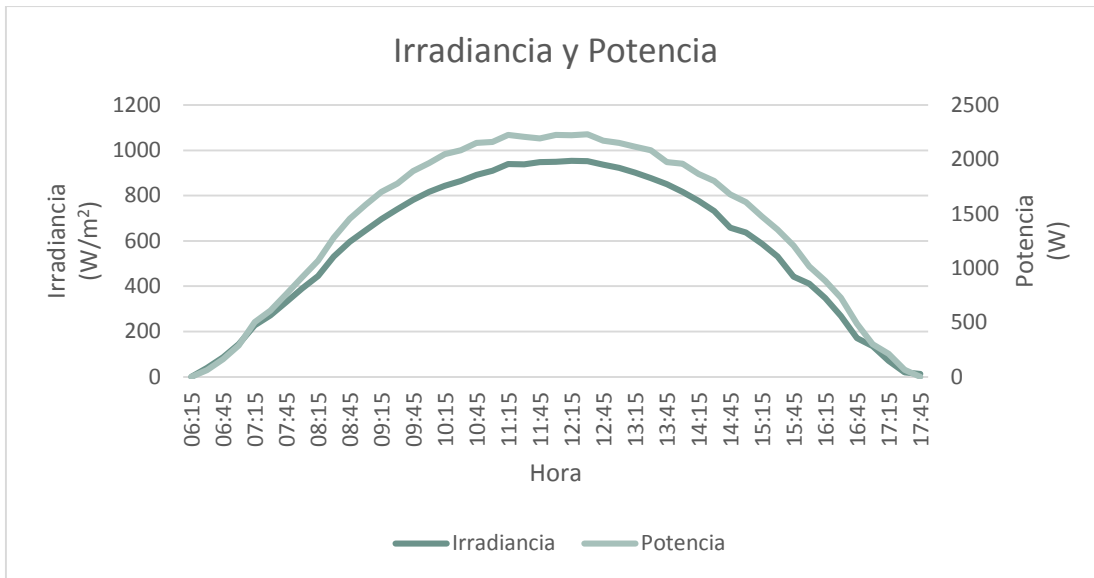


Gráfico 32. Perfil de Irradiancia y Potencia.

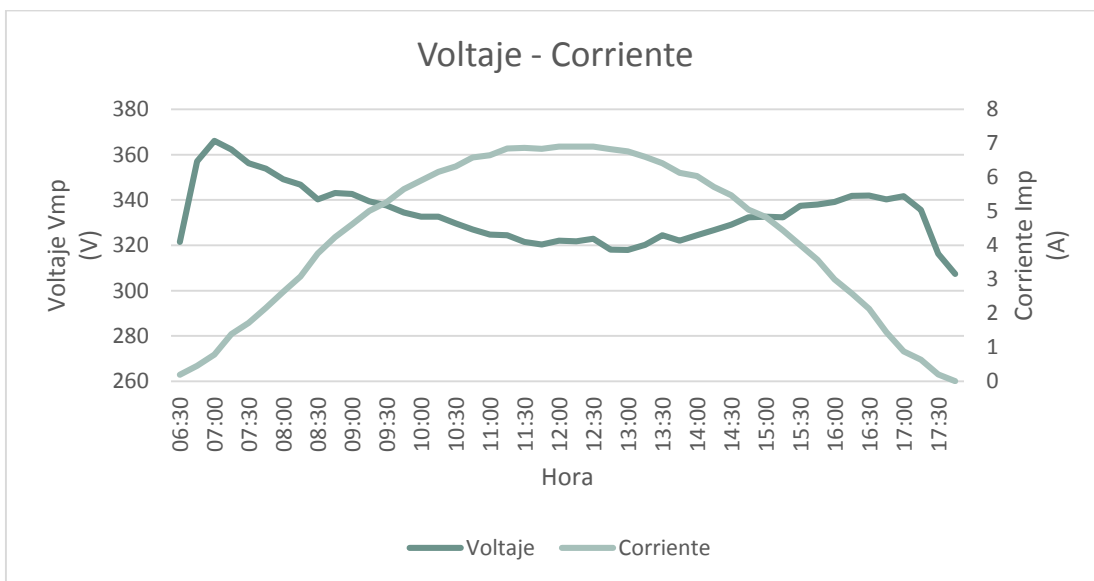


Gráfico 33. Variaciones de Voltaje y Corriente.

En el gráfico 33 se observan los efectos que tiene la temperatura sobre la curva de voltaje y la curva de corriente; si bien el voltaje tiende a disminuir al incrementarse la temperatura, la corriente tiene un efecto adverso e incrementa con el aumento de la temperatura y de la irradiancia. Pero ¿qué efecto tendrá finalmente la eficiencia con el incremento de la temperatura?

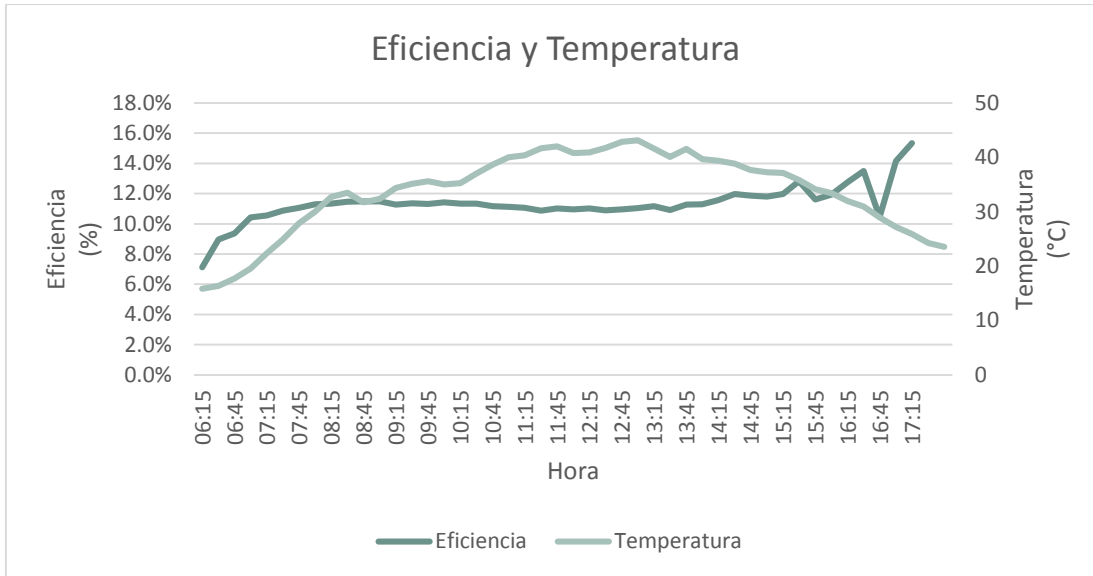


Gráfico 34. Variaciones de la Temperatura y la eficiencia.

Observe que en condiciones reales de operación las variaciones de la eficiencia son leves entre cada intervalo de tiempo; por ejemplo entre las 12:30 y las 12:45 la temperatura incremento un grado centígrado mientras que la eficiencia disminuyo un 1%.

Si bien las variaciones en la eficiencia entre cada intervalo de medición son leves, la eficiencia promedio para este día es 11.3% siendo inferior a la eficiencia en condiciones estándar en 11.5%¹².

A continuación se muestran una serie de gráficos que describen el comportamiento mensual de la eficiencia en los periodos de análisis, para las 3 cadenas correspondientes a las tecnologías en estudio.

Estos gráficos son obtenidos a partir del promedio mensual de potencia en el punto de máxima operación y el promedio mensual de la irradiancia; esto reflejara las variaciones promedios que se tiene en la eficiencia debido al efecto de la temperatura sobre las condiciones de operación de los módulos fotovoltaicos.

¹² La Base del 100% es la eficiencia en condiciones estándar de prueba la cual es 12.8% para este caso en particular.

EFICIENCIA DE MODULOS POLICRISTALINOS

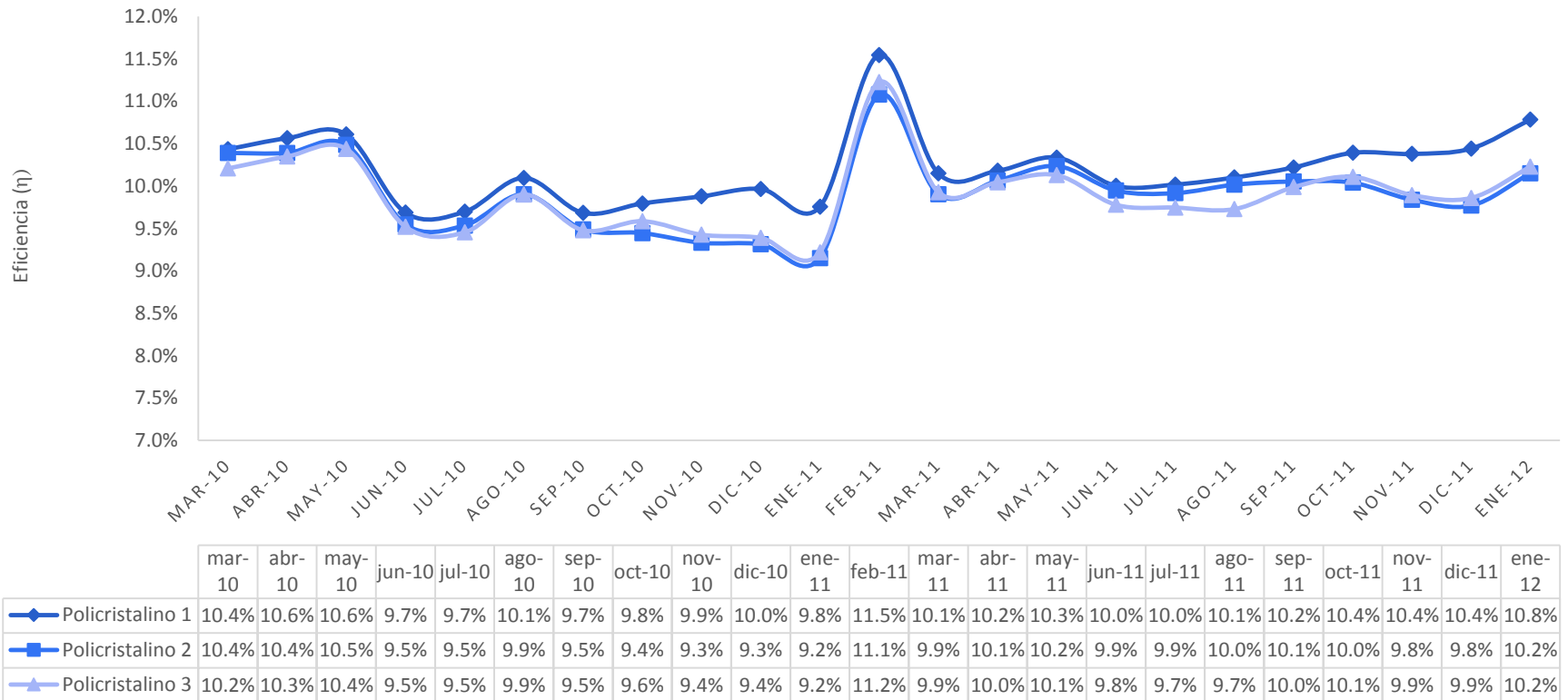
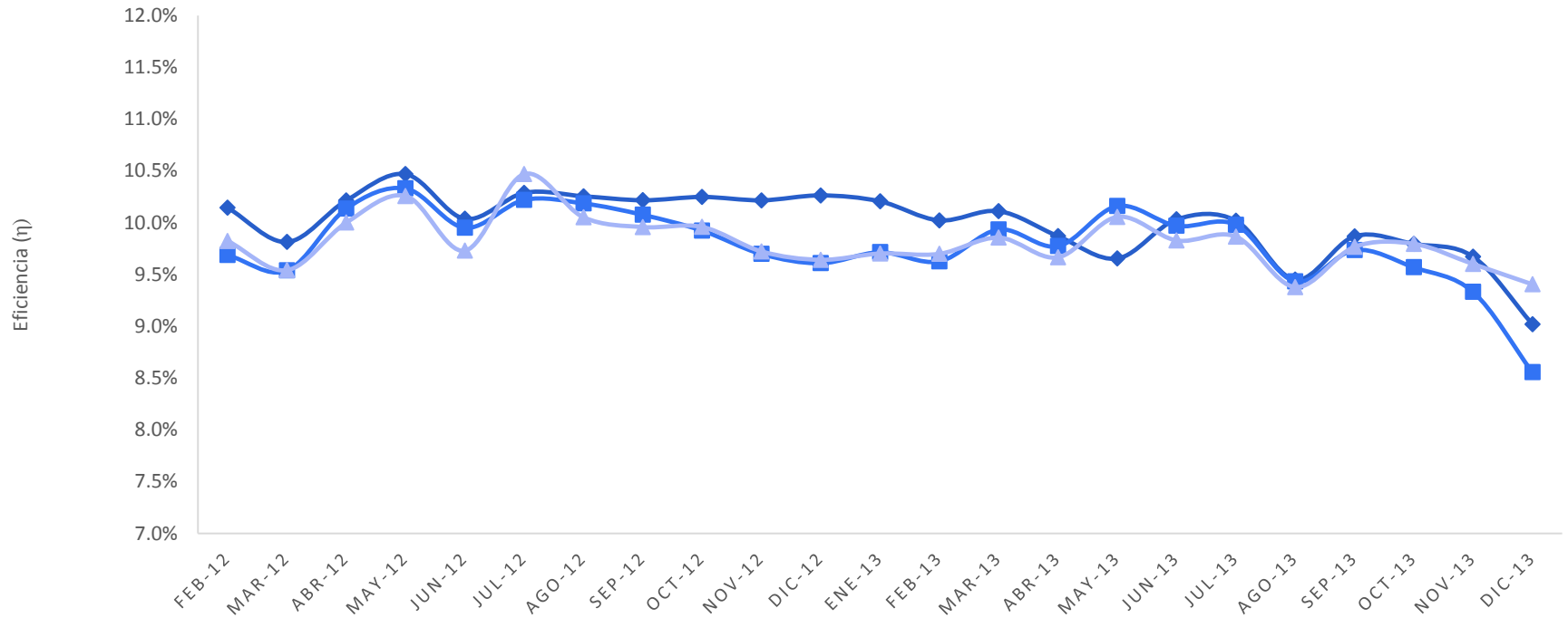


Gráfico 35.-Eficiencia promedio mensual de módulos Policristalinos (jun-09-may11).¹³

¹³ Observe que se cuentan con datos útiles (Pmp) en el policristalino 2 a partir del mes de mayo de 2010.

EFICIENCIA DE MODULOS POLICRISTALINOS



	feb-12	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13	jul-13	ago-13	sep-13	oct-13	nov-13	dic-13
◆ Policristalino 1	10.1%	9.8%	10.2%	10.5%	10.0%	10.3%	10.3%	10.2%	10.2%	10.2%	10.3%	10.2%	10.0%	10.1%	9.9%	9.7%	10.0%	10.0%	9.4%	9.9%	9.8%	9.7%	9.0%
■ Policristalino 2	9.7%	9.5%	10.1%	10.3%	10.0%	10.2%	10.2%	10.1%	9.9%	9.7%	9.6%	9.7%	9.6%	9.9%	9.8%	10.2%	10.0%	10.0%	9.4%	9.7%	9.6%	9.3%	8.6%
▲ Policristalino 3	9.8%	9.5%	10.0%	10.3%	9.7%	10.5%	10.1%	10.0%	10.0%	9.7%	9.6%	9.7%	9.7%	9.9%	9.7%	10.1%	9.8%	9.9%	9.4%	9.8%	9.8%	9.6%	9.4%

Gráfico 36.-Eficiencia promedio mensual de módulos Policristalinos (Jun11-Dic13).

Durante todos los periodos se observa que en la mayoría de los meses la eficiencia de los sub-generadores policristalino 2 y policristalino3 está por debajo de la eficiencia del sub-generador policristalino1 en 2.5% y 2.7 % respectivamente

En jul-12 se observa una pequeña disminución en la eficiencia esto debido a que el promedio de potencia es afectado por la falta de tres días de información, debidos a una falla provocada por una sobre corriente la cual disparo el termo magnético.

Para Dic-13 se observa siempre una irregularidad, en donde el promedio se afectó por la falta de 10 días de mediciones.

Como se observa la eficiencia del arreglo 2 y 3 policristalino presentan una amplia separación para los meses de Noviembre, Diciembre y Enero durante todos los periodos. Esta diferencia es atribuida a un pequeño margen de sombra que se da sobre los todos los módulos del sub-generador policristalino 2 y sobre la mitad del sub-generador policristalino 3.¹⁴

Esto en gran medida es debido a que existe una degradación y un sobre calentamiento de las celdas inferiores en los módulos inferiores del arreglo 3 y todos los del Arreglo2.

Se presentan resultados de eficiencia de los sub-generadores policristalinos a partir del mes de marzo de 2010, debido a las condiciones de operación del sub-generador policristalino 2.

¹⁴ Ver imágenes Termografías y Ubicaciones de Módulos en Anexo.

EFICIENCIA DE MODULOS MONOCRISTALINOS

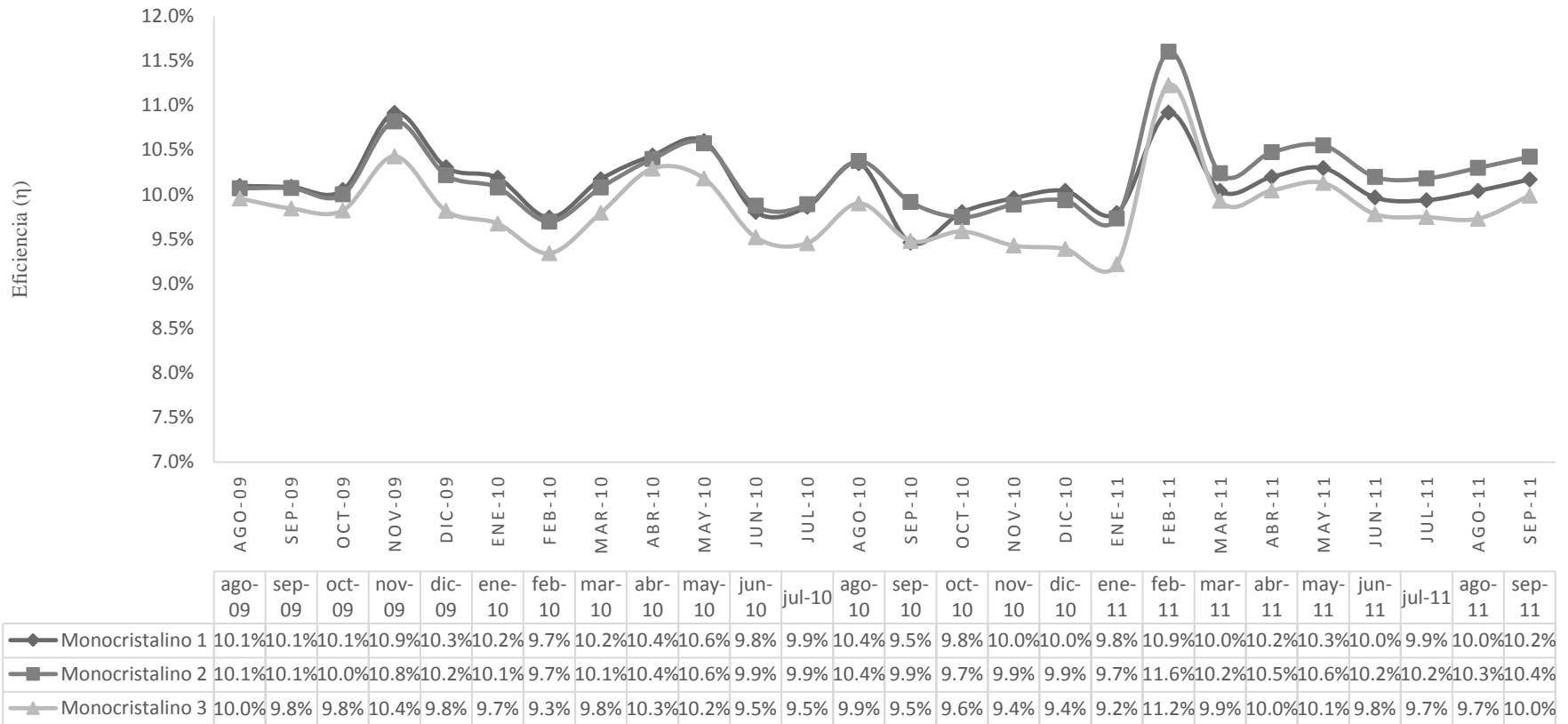


Gráfico 37.-Eficiencia promedio mensual de módulos Monocrystalinos (Jun09-may11).

EFICIENCIA DE MODULOS MONOCRISTALINOS

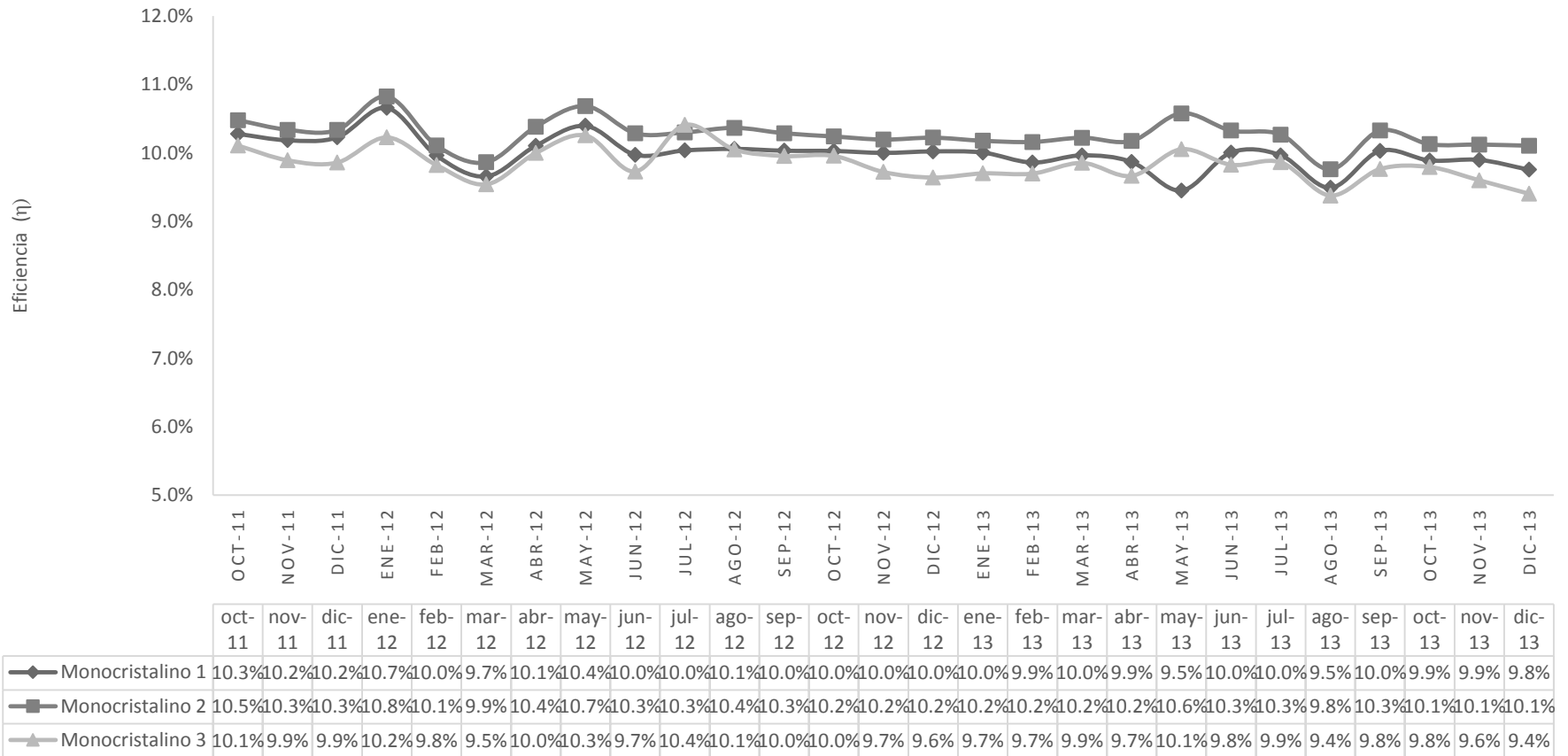


Gráfico 38.-Eficiencia promedio mensual de módulos Monocrystalinos (Jun11-Dic13).

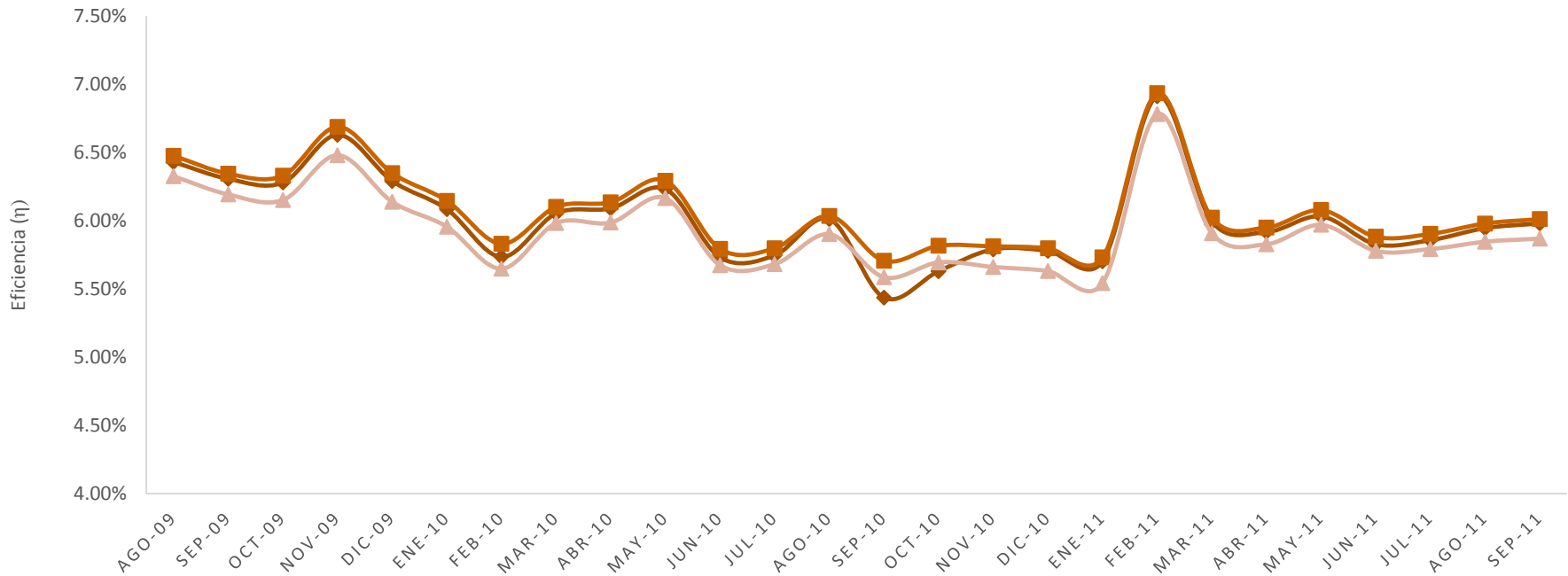
Para esta tecnología se observa que el arreglo del monocristalino 2 es el más eficiente durante todos los periodos en análisis y el monocristalino 3 el que presenta una eficiencia más baja en la mayoría de los meses.

También se observa que existen diferencias considerablemente pronunciadas en algunos meses del año, esto atribuido a un fallos del SFV o de comunicación¹⁵. Por ejemplo el sub-generador monocristalino 1 presentó una falla de 5 días a partir del 28 de septiembre de 2010, debida a una sobre corriente que acciono el termo magneto, disminuyendo la potencia promedio del mes afectado el cálculo de la eficiencia.

Se verificó que la disminución de la eficiencia en julio 12 es debida a una falta de datos, aproximadamente de 3 días, razón por la cual el cálculo de la eficiencia se ve afectado.

¹⁵ Consultar Bitácora de Fallas

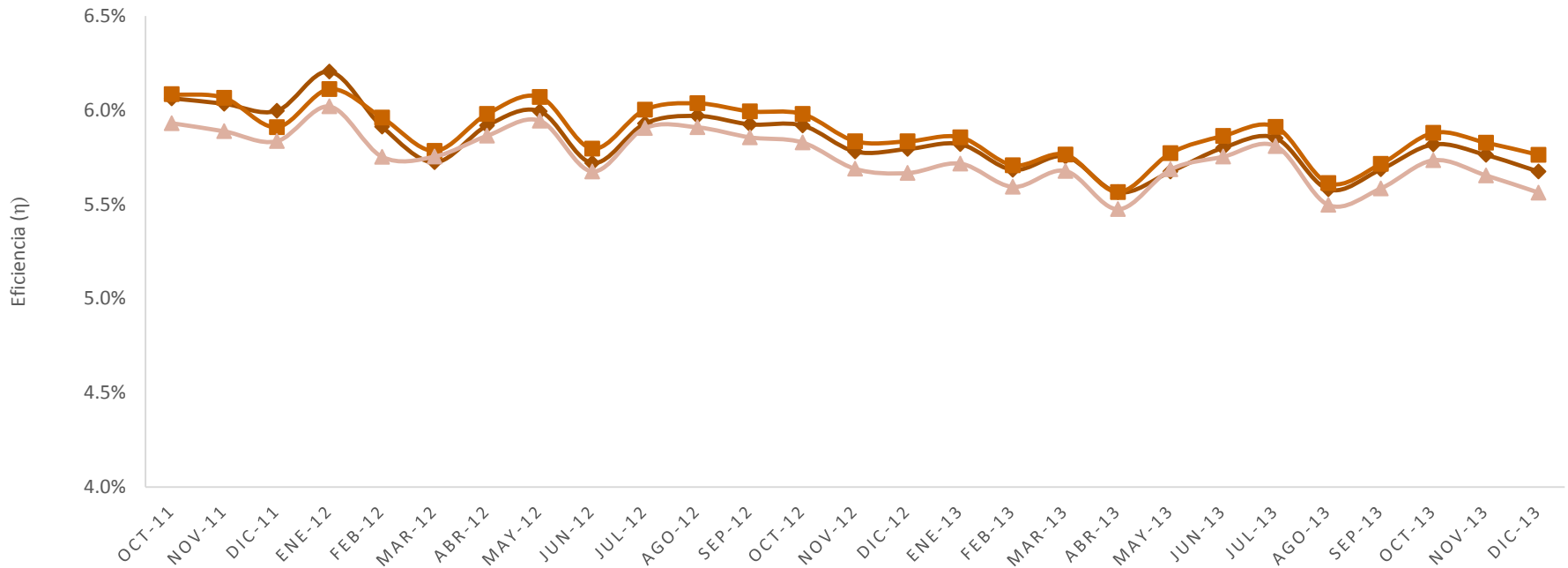
EFICIENCIA DE MODULOS AMORFOS



	ago-09	sep-09	oct-09	nov-09	dic-09	ene-10	feb-10	mar-10	abr-10	may-10	jun-10	jul-10	ago-10	sep-10	oct-10	nov-10	dic-10	ene-11	feb-11	mar-11	abr-11	may-11	jun-11	jul-11	ago-11	sep-11	
Amorfo 1	6.4%	6.3%	6.3%	6.6%	6.3%	6.1%	5.7%	6.1%	6.1%	6.2%	5.7%	5.7%	6.0%	5.4%	5.6%	5.8%	5.8%	5.7%	6.9%	6.0%	5.9%	6.0%	5.8%	5.9%	5.9%	5.9%	6.0%
Amorfo 2	6.5%	6.3%	6.3%	6.7%	6.3%	6.1%	5.8%	6.1%	6.1%	6.3%	5.8%	5.8%	6.0%	5.7%	5.8%	5.8%	5.8%	5.7%	6.9%	6.0%	6.0%	6.1%	5.9%	5.9%	6.0%	6.0%	6.0%
Amorfo 3	6.3%	6.2%	6.2%	6.5%	6.1%	6.0%	5.6%	6.0%	6.0%	6.2%	5.7%	5.7%	5.9%	5.6%	5.7%	5.7%	5.6%	5.5%	6.8%	5.9%	5.8%	6.0%	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%	5.9%

Gráfico 39.- Eficiencia promedio mensual de módulos Amorfos (Jun09 – May11).

EFICIENCIA DE MODULOS AMORFOS



	oct-11	nov-11	dic-11	ene-12	feb-12	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13	jul-13	ago-13	sep-13	oct-13	nov-13	dic-13
Amorfo 1	6.1%	6.0%	6.0%	6.2%	5.9%	5.7%	5.9%	6.0%	5.7%	5.9%	6.0%	5.9%	5.9%	5.8%	5.8%	5.8%	5.7%	5.8%	5.6%	5.7%	5.8%	5.9%	5.6%	5.7%	5.8%	5.8%	5.7%
Amorfo 2	6.1%	6.1%	5.9%	6.1%	6.0%	5.8%	6.0%	6.1%	5.8%	6.0%	6.0%	6.0%	6.0%	5.8%	5.8%	5.9%	5.7%	5.8%	5.6%	5.8%	5.9%	5.9%	5.6%	5.7%	5.9%	5.8%	5.8%
Amorfo 3	5.9%	5.9%	5.8%	6.0%	5.8%	5.8%	5.9%	5.9%	5.7%	5.9%	5.9%	5.9%	5.8%	5.7%	5.7%	5.7%	5.6%	5.7%	5.5%	5.7%	5.8%	5.8%	5.5%	5.6%	5.7%	5.7%	5.6%

Gráfico 40.- Eficiencia promedio mensual de módulos Amorfos (Jun11-Dic13).

4.4.2 RESUMEN DE EFICIENCIAS.

	Periodo 2009-2010	Periodo 2010-2011	Periodo 2011-2012	Periodo 2012-2013	Periodo 2013-2014	Promedio General
Monocristalino 1	10.0%	10.0%	10.1%	9.9%	9.3%	9.95%
Monocristalino 2	10.0%	10.2%	10.3%	10.3%	10.1%	
Monocristalino 3	9.7%	9.8%	9.9%	9.7%	9.7%	
Policristalino 1	10.0%	10.1%	10.2%	10.1%	9.2%	9.78%
Policristalino 2	9.5%	9.8%	10.0%	9.9%	9.1%	
Policristalino 3	9.7%	9.8%	9.9%	9.7%	9.7%	
Amorfo 1	6.1%	5.9%	6.0%	5.8%	5.7%	5.87%
Amorfo 2	6.1%	6.0%	5.9%	5.8%	5.8%	
Amorfo 3	6.0%	5.8%	5.8%	5.7%	5.7%	

Tabla 10.-Eficiencias de cada Sub-Generador por periodo.

La tabla 10 refleja el comportamiento de la eficiencia que ha tenido cada sub-generador ordenado por periodos de trabajo, y el promedio general de todos los sub-generador que conforman cada tecnología. En donde se observa que en total la eficiencia de los poli cristalinos con los monocristalinos solamente está 0.1% menos.

	Eficiencia Modulo STC	Promedio General	Diferencia Porcentual
Monocristalino	12.80%	9.95%	22.3%
Policristalino	12.80%	9.78%	23.6%
Amorfo	8.52%	5.87%	31.2%

Tabla 11.- Comparación de eficiencias STC VRS Condiciones Reales de operación.

En la tabla 11 se refleja las eficiencias que se presentan en las hojas de datos del fabricante de cada panel en condiciones estándar de prueba, el promedio de las eficiencias de cada tecnología en todos los periodos y la diferencia porcentual entre ambas.

En promedio, las eficiencias de las tecnologías de módulos monocristalinos y amorfos fueron de 9.95% y 5.87% respectivamente durante el periodo comprendido entre Agosto de 2009 y diciembre de 2013 esto refleja que la eficiencia se mantuvo 22.3% y 31.2% respectivamente por debajo de la eficiencia en condiciones estándar.

En promedio, la eficiencia de la tecnología de módulos policristalinos fue de 9.78% durante el periodo comprendido entre Marzo de 2010 y Diciembre de 2013 esto refleja que la eficiencia se mantuvo 23.6% por bajo de la eficiencia en condiciones estándar.

4.5 EVALUAR EL COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR, EN LAS ESTACIONES DE INVIERNO Y VERANO.

En El Salvador se presentan dos estaciones durante el año: invierno y verano también conocidas como época seca y lluviosa.

Para establecer fechas de estación de invierno y verano se tomó como referencia la definición de periodo crítico descrito en el ROBCP. En el apartado 6.2.1 en donde se define el Periodo crítico y se describe la forma de establecer fechas precisas para este periodo.

La tabla 12 describe las fechas que se establecieron como parámetro para realizar el análisis del comportamiento del generador en estas épocas.

Época	Inicio	Final
LLUVIOSA 2009	18-may	15-nov
SECA 2009-2010	16-nov	16-may
LLUVIOSA 2010	17-may	14-nov
SECA 2010-2011	15-nov	15-may
LLUVIOSA 2011	16-may	13-nov
SECA 2011-2012	14-nov	13-may
LLUVIOSA 2012	14-may	11-nov
SECA 2012-2013	12-nov	19-may
LLUVIOSA 2013	20-may	17-nov
SECA 2013-2014	18-nov	18-may

Tabla 12.-Fechas Invierno Verano según el ROBCP.

Cabe mencionar que los picos de potencia pueden presentarse en estaciones de invierno, las cuales se atribuye a las buenas condiciones de enfriamiento en los módulos y a los eventuales rayos de sol con valores considerablemente altos de irradiancia.¹⁶

¹⁶ Verificar análisis de potencias máximas.

Cada año tiene distintas características climatológicas por lo que es necesario describir el comportamiento de la producción en época lluviosa y seca.

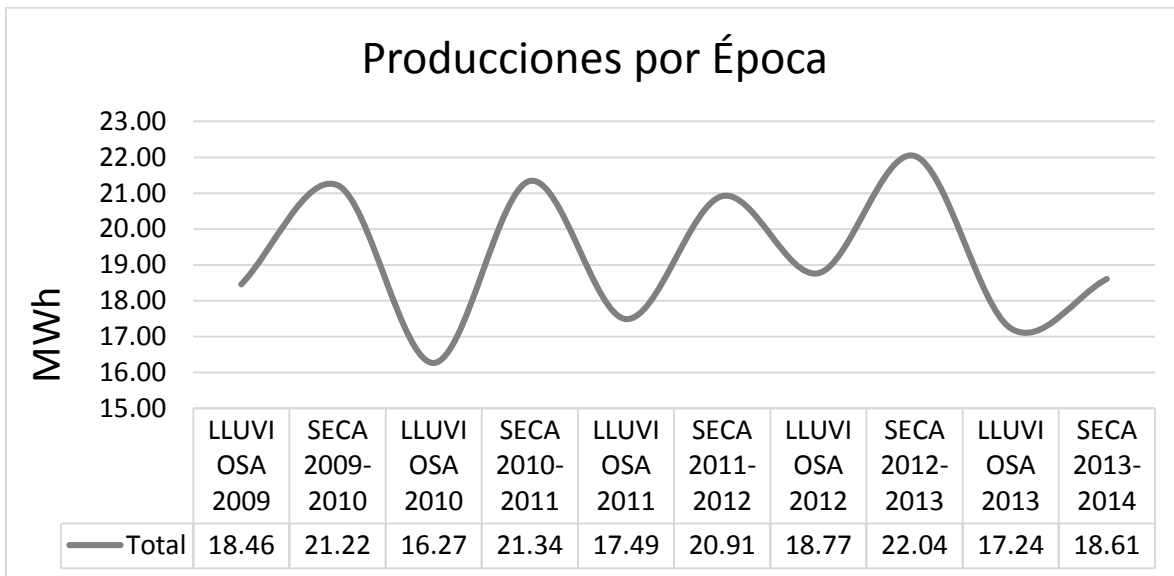


Gráfico 41.-Comportamiento por estaciones del generador completo.

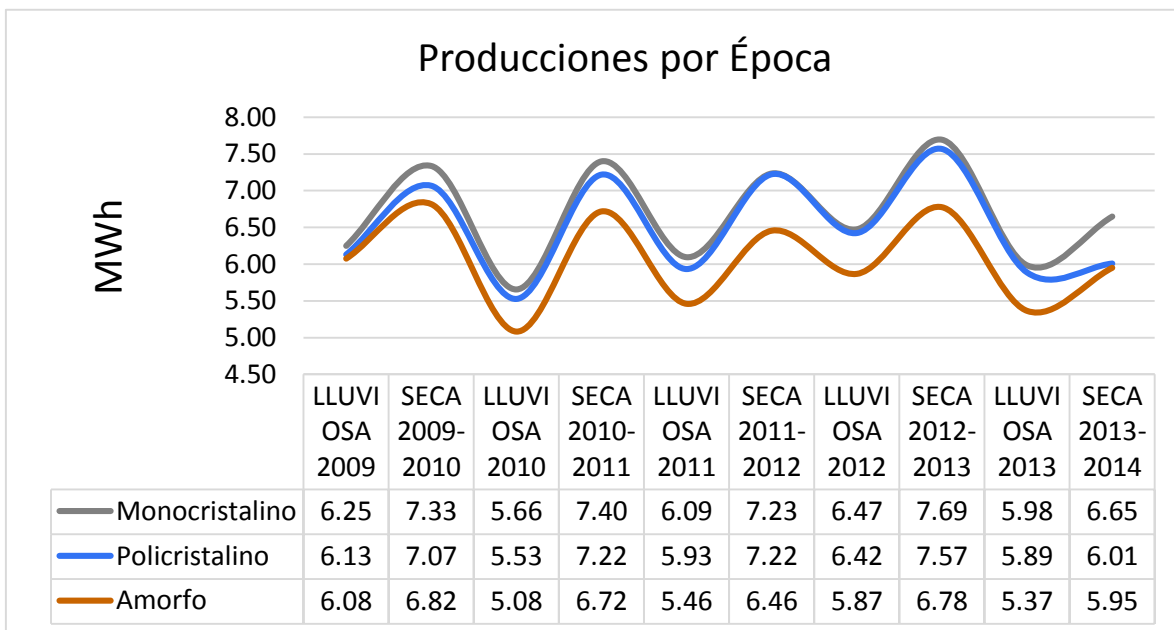


Gráfico 42.-Comportamiento por estaciones de cada tecnología.

En la gráfica 41 se visualiza que el máximo de producción fue alcanzado en la época seca del periodo 2012-2013 y el mínimo en la época lluviosa correspondiente al 2010. En gráfica37 se observan los valores de producción para cada tecnología según la época a la que corresponden.

En época seca se obtiene, un aumento en la producción con respecto a la época lluviosa anterior aproximadamente del 10% al 23%.

En la época seca generalmente se tienen cielos despejados y la incidencia de sol en los paneles se da de forma más directa, generando mayor producción, pero también un aumento en la temperatura la cual afecta el rendimiento de los módulos sin embargo las producciones son mejores en épocas donde las temperaturas de los módulos tienen a ser altas.

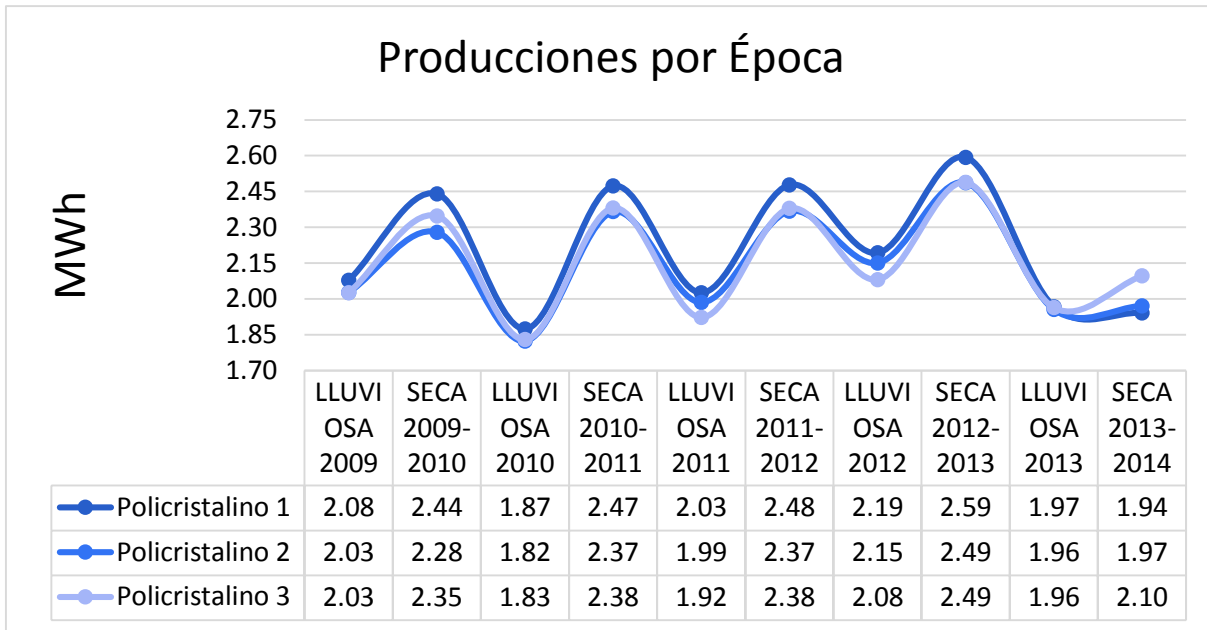


Gráfico 43.- Comportamiento por estaciones de los Sub-Generadores Policristalinos.

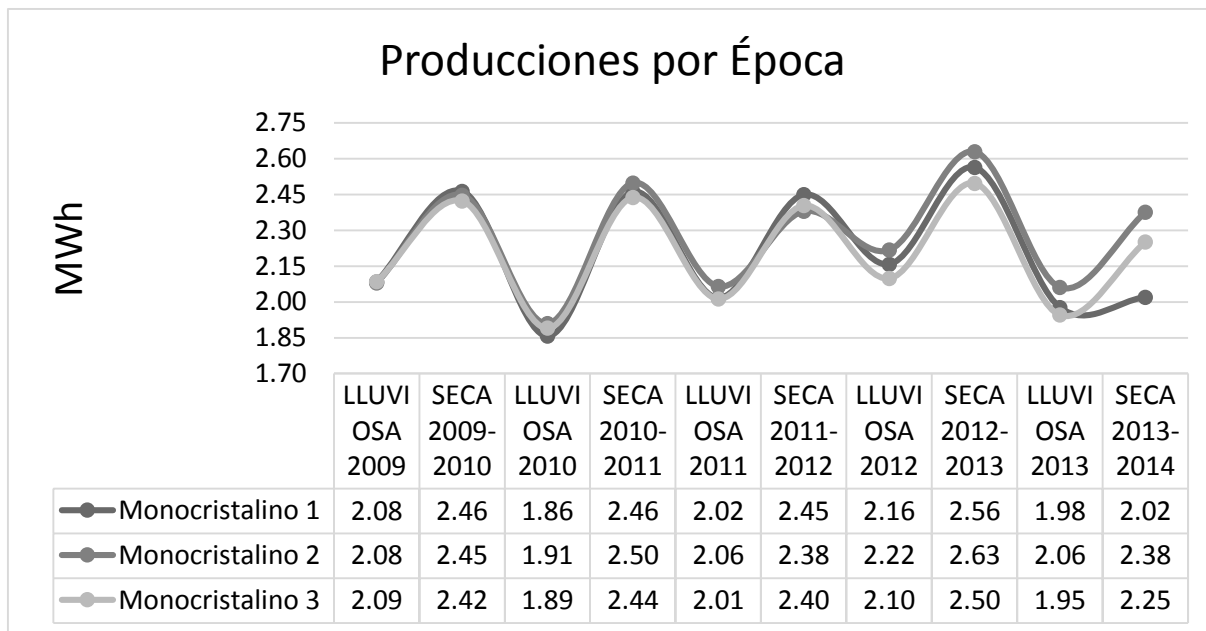


Gráfico 44.- Comportamiento por estaciones de los Sub-Generadores Monocrystalinos.

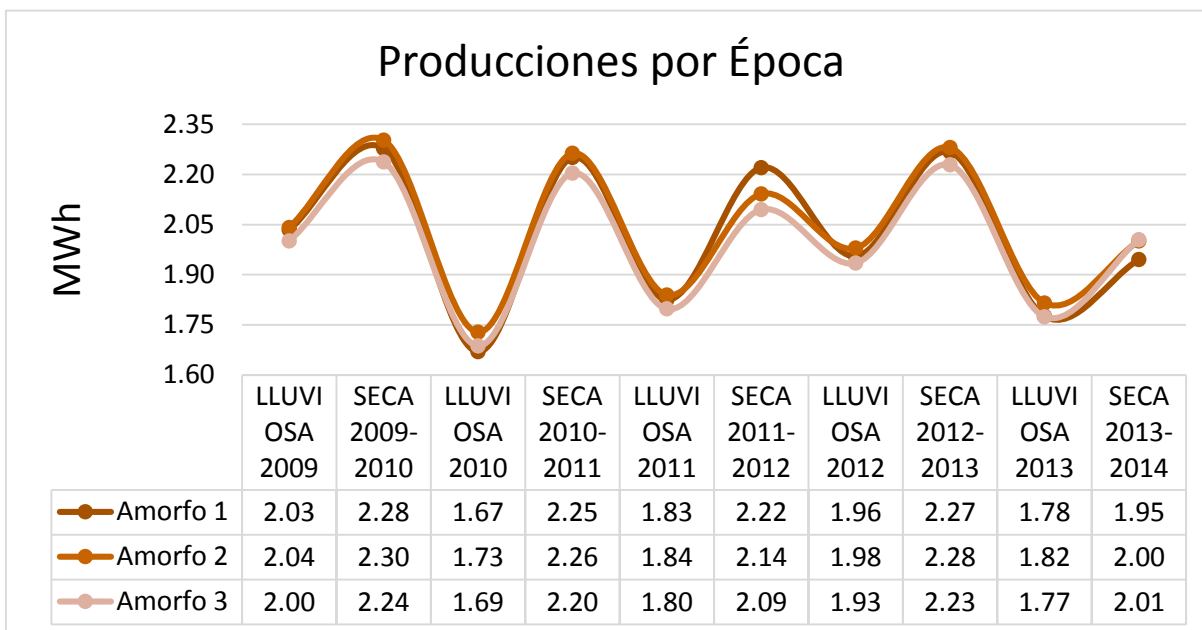


Gráfico 45.- Comportamiento por estaciones de los Sub-Generadores Amorfos.

La época lluviosa que más afectó la producción ha sido la del 2010 en la que se registró una generación de 16.27MWh en el generador completo y la época lluviosa en la que se registró la mayor producción fue en 2012 con 18.77MWh, esto refleja una diferencia máxima de 13% entre las producciones de la época lluviosa mayor y menor.

La época seca con la menor producción fue la del 2011-2012 en la que se registró una generación de 20.91 MWh en el generador completo y la época seca en la que se registró la mayor producción fue en 2012-2013 con 22.04 MWh, esto refleja una diferencia máxima de 5% entre las producciones de una y otra época seca.

4.5 EVALUAR Y ANALIZAR LAS HORAS DE GENERACIÓN DIARIA DE LOS SUB-GENERADORES FOTOVOLTAICOS, CONSIDERANDO SU OPERACIÓN EN EL TRANCURSO DEL AÑO.

Para determinar el tiempo de operación diario de los sub generadores durante el año, se consideró de manera práctica, realizar un análisis a partir de los *cambios de estación* que ocurren durante el mismo, esto debido a que el parámetro de medición de tiempos de inyección y tiempos de funcionamiento no estaba programado en los inversores.

Las Estaciones son periodos del año en que las ciertas condiciones se mantienen en una determinada región. Estos periodos duran aproximadamente tres meses y se denominan *primavera, verano, otoño e invierno*. Aunque en las regiones de la Tierra que se encuentran cercanas o exactamente en el Ecuador, las estaciones son sólo dos, *la estación seca y la lluviosa*, ya que en ellas varía drásticamente el régimen de lluvia, pero no así la temperatura.

Considerando lo anterior, las fechas que marcan cada cambio de estación son las siguientes:

Días importantes	Descripción
2 de enero	Perihelio
20 de marzo	Equinoccio de Primavera
4 de abril	Día astronómico
21 de Junio	Solsticio de verano
5 de julio	Afelio
22 de septiembre	Equinoccio de Otoño
5 de octubre	Día astronómico
21 de diciembre	Solsticio de invierno

Tabla 13.- Días astronómicos importantes

Se denomina **equinoccio** al momento del año en que el sol está situado en el plano del Ecuador Terrestre. Ese día para un observador en el ecuador terrestre, el Sol alcanza el cenit. El paralelo de declinación del Sol y el ecuador celeste coinciden. Ocurre dos veces por año: la primera entre el 20-21 de marzo y la segunda entre el 22-23 de septiembre de cada año, épocas en que los dos polos de la Tierra se encuentran a igual distancia del Sol, cayendo la luz solar por igual en ambos hemisferios.

Los **solsticios** son los momentos del año en los que el Sol alcanza su mayor o menor altura aparente en el cielo, y la duración del día o de la noche son las máximas del año, respectivamente. Astronómicamente, los solsticios son los momentos en los que el Sol alcanza la máxima declinación norte ($+23^{\circ} 27'$) o sur ($-23^{\circ} 27'$) con respecto al ecuador terrestre.

En el solsticio de verano del hemisferio Norte el Sol alcanza el cenit al mediodía sobre el Trópico de Cáncer y en el solsticio de invierno alcanza el cenit al mediodía sobre el Trópico de Capricornio. Ocurre dos veces por año: entre el 20-21 de junio y entre el 21-22 de diciembre de cada año.

En el solsticio de verano del hemisferio Sur el Sol alcanza el cenit al mediodía sobre el Trópico de Capricornio, y en el solsticio de invierno alcanza el cenit al mediodía sobre el Trópico de Cáncer. Ocurre dos veces por año: entre el 20-21 de diciembre y el 21-22 de junio de cada año.

A lo largo del año la posición del Sol vista desde la Tierra se mueve hacia el Norte y hacia el Sur. La existencia de los solsticios está provocada por la inclinación del eje de la Tierra sobre el plano de su órbita.

El **perihelio** es el punto más cercano de la órbita de un cuerpo celeste alrededor del Sol. Es el opuesto al **afelio** (punto más lejano). Con respecto a los días astronómicos, estos se consideran como fechas intermedias entre los equinoccios y solsticios.

Los resultados son basados en los registros de generación de los días específicos mostrados en la tabla 13 y no directamente de las horas de inyección y funcionamiento de cada sub-generador.

Análisis de Operación vs Generación

Los gráficos comparativos 46,47 y 48 representan el tiempo promedio de funcionamiento e inyección que han tenido cada una de las diferentes tecnologías. En estos gráficos se evidencia como varían ambos tiempos en función de la fecha de operación.

Estos Gráficos son expresados en horas y están en función del día astronómico. Las tablas 14 ,15 y 16 muestran las condiciones de radiación máximas y mínimas en las que el sistema fotovoltaico operó en los días astronómicos correspondientes desde junio de 2009 hasta Diciembre de 2013.

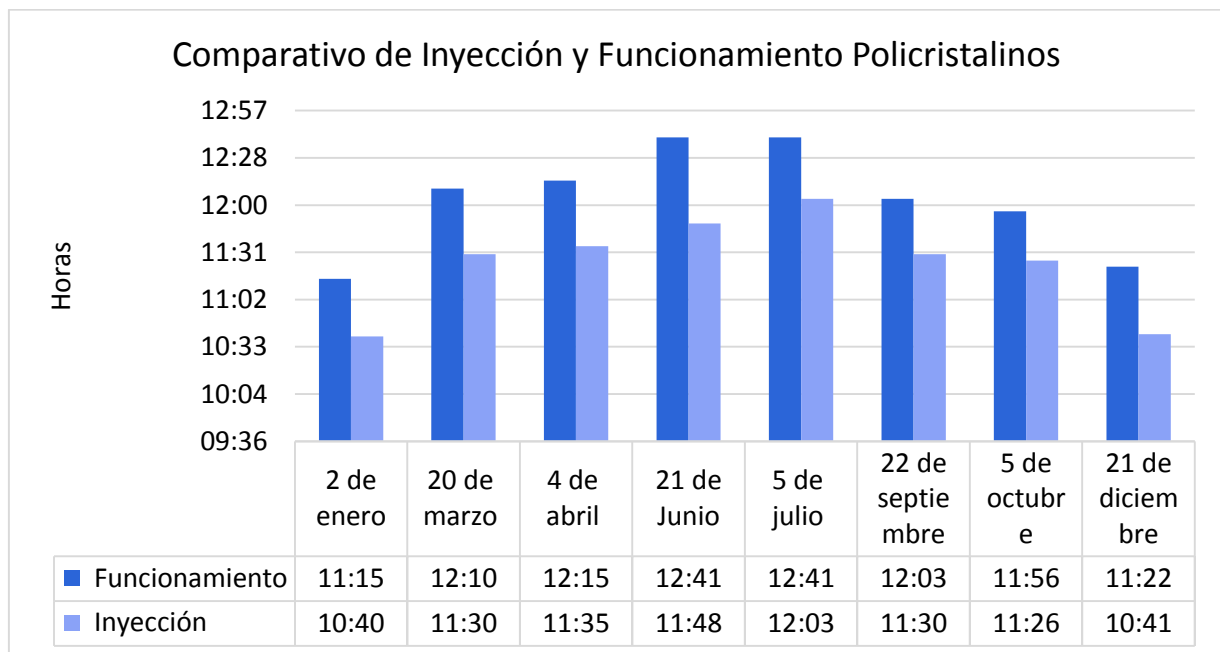


Gráfico 46.- Inyección y Funcionamiento en tecnología de módulos policristalinos en días astronómicos.

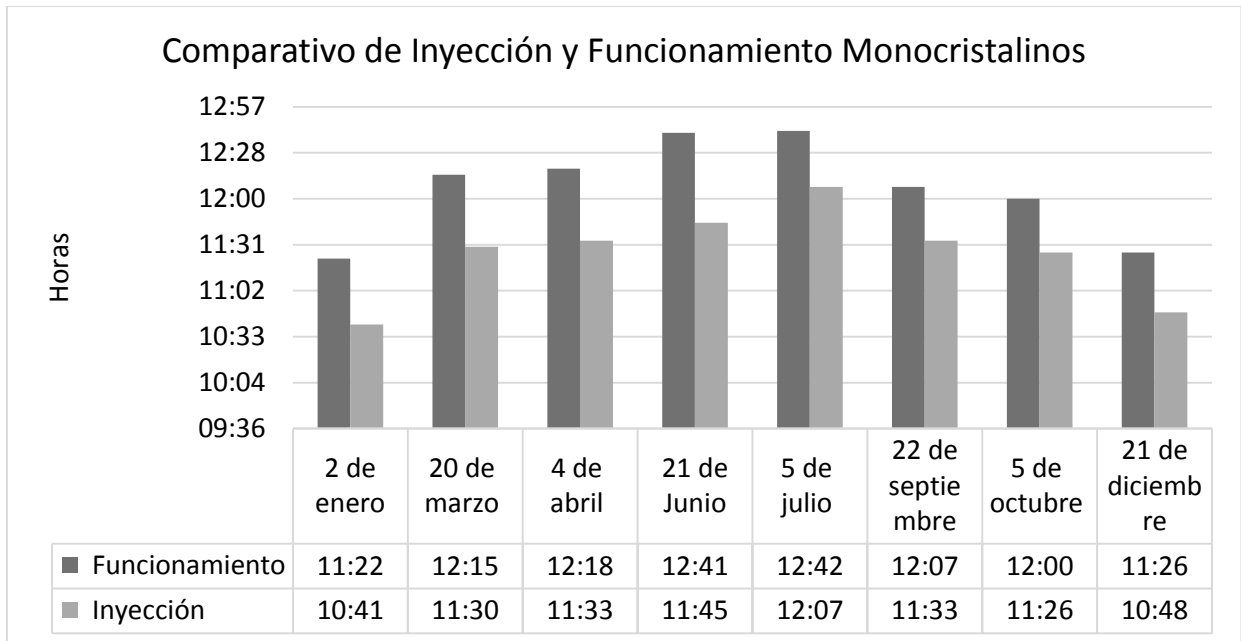


Gráfico 47.- Inyección y Funcionamiento en tecnología de módulos Monocristalinos en días astronómicos.

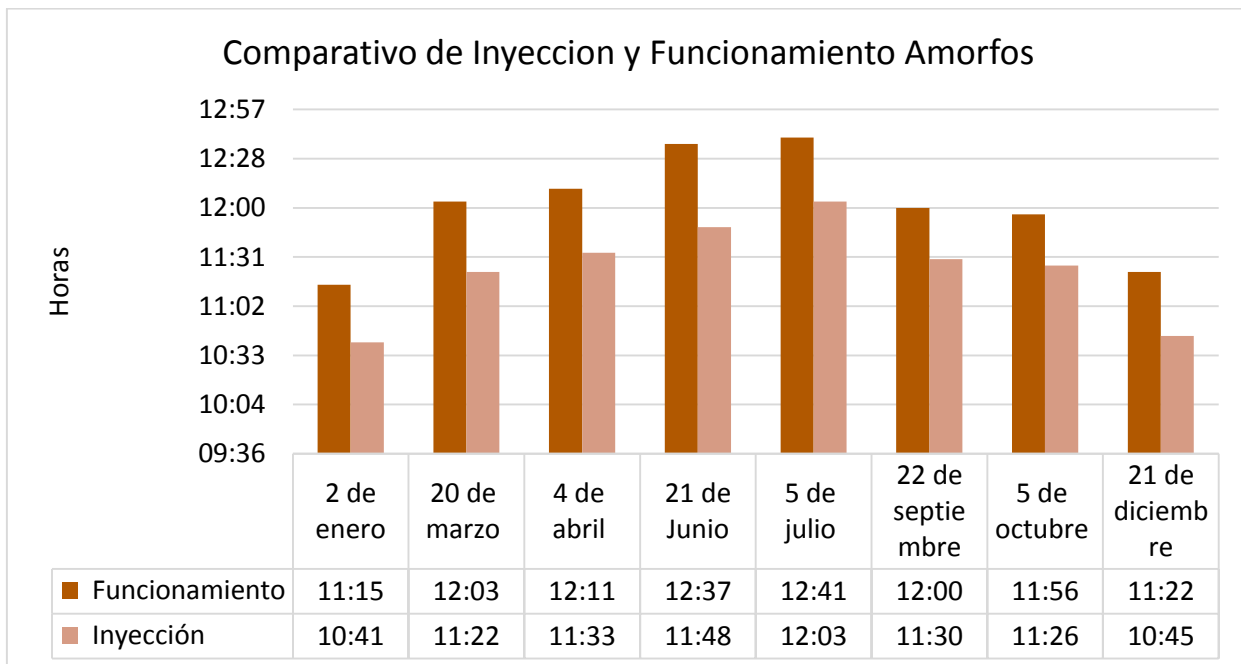


Gráfico 48.- Inyección y Funcionamiento en tecnología de módulos Amorfos en días astronómicos.

Día	Irradiancia min (w/m ²)	Irradiancia máx. (w/m ²)
22 de septiembre	46	1103
5 de octubre	47	1286
21 de diciembre	32	1289
Promedio	41	1226

Tabla 14.-Resumen de Irradiancia 2009 en días Astronómicos.

Año 2010			Año 2011		
Día	Irradiancia min (w/m ²)	Irradiancia máx. (w/m ²)	Día	Irradiancia min (w/m ²)	Irradiancia máx. (w/m ²)
2 de enero	66	1332	2 de enero	53	1131
20 de marzo	44	1191	20 de marzo	26	1410
4 de abril	55	1118	4 de abril	39	1094
21 de Junio	23	1111	21 de Junio	33	1324
5 de julio	No datos	1096	5 de julio	52	1279
22 de septiembre	33	1210	22 de septiembre	38	1138
5 de octubre	28	1144	5 de octubre	35	1352
21 de diciembre	No datos	555	21 de diciembre	29	1011
Promedio	41	1095	Promedio	38	1217

Tabla 15.- Resumen de Irradiancia 2010 y 2011 en días Astronómicos.

Año 2012			Año 2013		
Día	Irradiancia min (w/m2)	Irradiancia máx. (w/m2)	Día	Irradiancia min (w/m2)	Irradiancia máx. (w/m2)
2 de enero	No hay datos	No hay datos	2 de enero	34	1111
20 de marzo	34	1205	20 de marzo	47	1194
4 de abril	33	1210	4 de abril	38	1116
21 de Junio	34	561	21 de Junio	35	949
5 de julio	44	1029	5 de julio	35	1172
22 de septiembre	35	1071	22 de septiembre	47	1619
5 de octubre	35	1191	5 de octubre	63	1237
21 de diciembre	87	1000	21 de diciembre	51	1377
Promedio	43	1038	Promedio	44	1222

Tabla 16.- Resumen de Irradiancia 2012 y 2013 en días Astronómicos

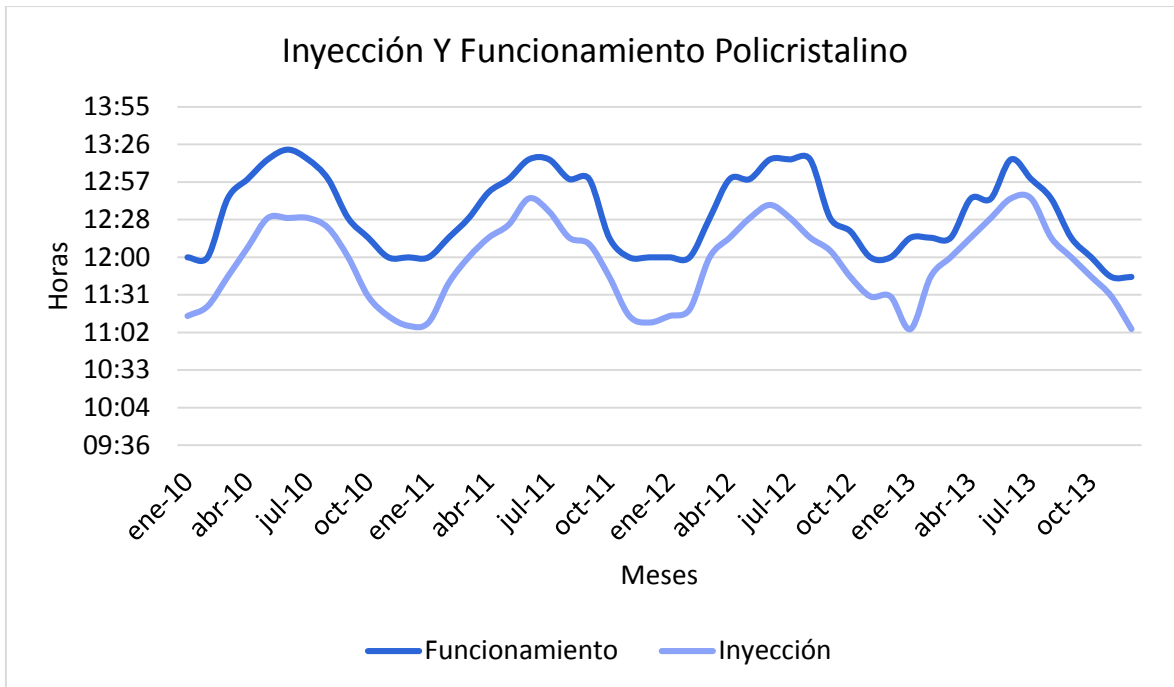


Gráfico 49.- Inyección y funcionamiento promedio mensual Policristalino.

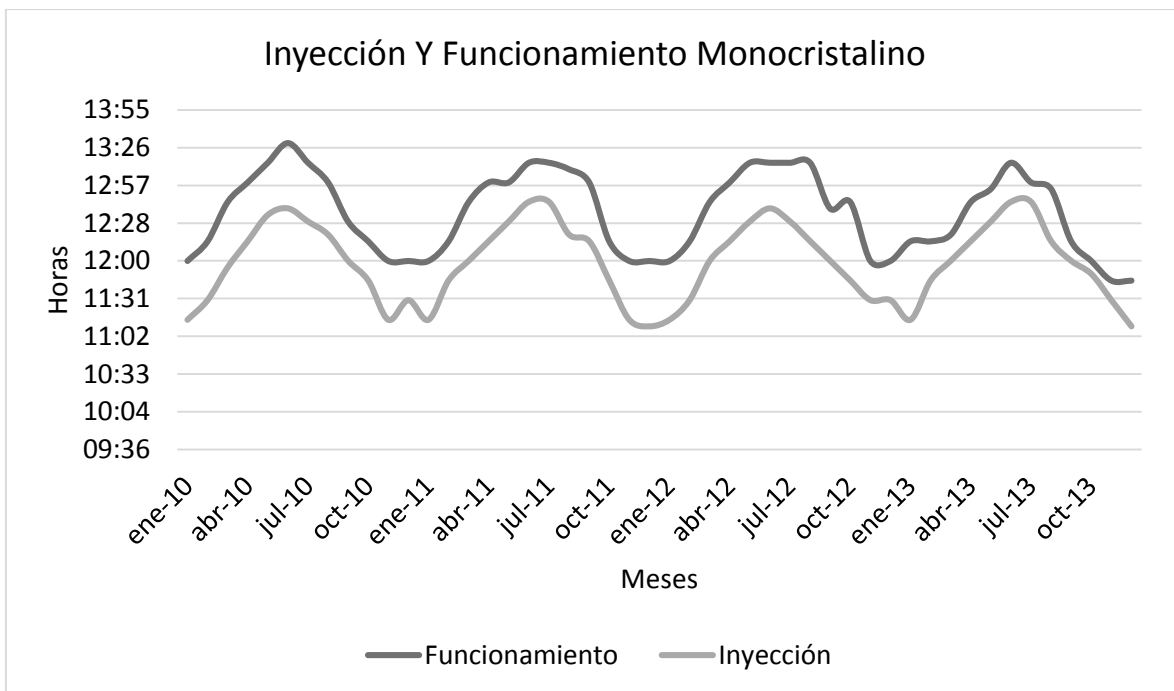


Gráfico 50.- Inyección y funcionamiento promedio mensual monocristalino.

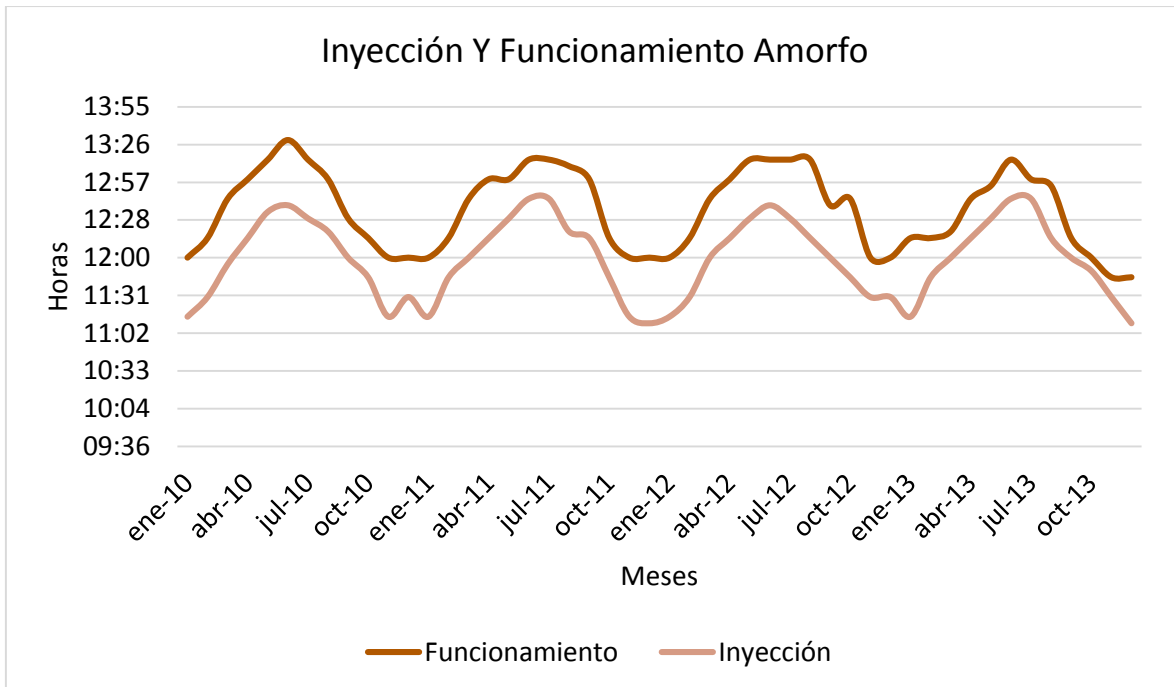


Gráfico 51.- Inyección y funcionamiento promedio mensual amorfo.

En los gráficos de funcionamiento e inyección se observa que los tiempos de operación son cíclicos, con diferencias entre funcionamiento y generación mínimos de 30 minutos y máximos de 51 minutos, estos tiempos varían según la duración del día astronómico y dependen de la declinación del sol para cada fecha especificada.

En las tablas de radiaciones máximas y mínimas de los días astronómicos se muestra que el generador fotovoltaico es capaz de iniciar operaciones con niveles mínimos promedios de $41\text{W}/\text{m}^2$; y ha operado con valores máximos promedios de $1160\text{W}/\text{m}^2$.

Sub-Generador	Horas Totales de Funcionamiento	Horas Totales de Inyección
Monocristalino 1	21867	20915
Monocristalino 2	21807	21218
Monocristalino 3	21865	21255
Policristalino 1	21801	20964
Policristalino 2	16237	15637
Policristalino 3	21721	20959
Amorfo 1	21655	20892
Amorfo 2	21701	20926
Amorfo 3	21662	21000
Promedio	21146	20419

Tabla 17. Resumen de Horas de Funcionamiento y Generación.

La tabla 17 muestra el total de horas de funcionamiento y generación registrados en sunny portal desde la puesta en marcha del sistema hasta el 31 de mayo de 2014. En esta tabla se refleja que en promedio el generador completo ha funcionado 21,146 Horas y ha inyectado 20,419 horas.

4.6 EVALUAR EL HISTORIAL DE FALLAS EN EL FUNCIONAMIENTO DEL GENERADOR.

El análisis de falla es un tema considerado de mucha importancia ya que puede ayudar a mejorar la confiabilidad del sistema de generación y permitirá tener una mejor visión de cuáles son las fallas que afectan este tipo de sistemas de generación.

En la tabla 18 se presenta un historial de fallas proporcionado por CEL, con el cual posteriormente se calculó cuanto es la energía no servida debido a estas causas.

No.	Equipo inversor	Fecha inicio	Fecha finalizo	Periodo	MOTIVO
PANELES MONOCRISTALINOS					
1	Monocristalino 3	12/12/2009 10:25	14/12/2009 14:45	02 d 04:20 h:m	Sobrecorriente que provocó apertura de termo magnético
2	Monocristalino 1	28/09/2010 14:20	04/10/2010 10:00	05 d 19:40 h:m	Sobrecorriente que provocó apertura de termo magnético
3	Monocristalino 1	17/02/2011 10:40	18/02/2011 10:00	00 d 23:20 h:m	Sobrecorriente que provocó apertura de termo magnético
4	Monocristalino 2	07/12/2011 13:15	15/12/2011 12:00	07 d 22:45 h:m	Falla de fusible interno
5	Monocristalino 1	28/05/2013 17:00	30/05/2013 15:00	01 d 22:00 h:m	Falla de perturbación de la red

PANELES POLICRISTALINO					
1	Policristalino 2	08/03/2010 11:15	11/03/2010 16:15	03 d 05:00 h:m	Falla de equipo inversor
2	Policristalino 3	08/08/2011 08:45	12/08/2011 09:45	04 d 01:00 h:m	Sobrecorriente que provocó apertura de termo magnético
3	Policristalino 3	28/07/2012 11:00	31/07/2012 17:00	03 d 06:00 h:m	Sobrecorriente que provocó apertura de termo magnético
PANELES AMORFOS					
1	Amorfo 1	29/09/2010 02:30	04/10/2010 10:30	05 d 08:00 h:m	Sobrecorriente que provocó apertura de termo magnético
2	Amorfo 2	29/12/2011 12:30	06/01/2012 09:15	07 d 20:45 h:m	Sobrecorriente que provocó apertura de termo magnético
3	Amorfo 3	09/03/2012 09:30	14/03/2012 12:15	05 d 02:45 h:m	Sobrecorriente que provocó apertura de termo magnético
SISTEMA COMPLETO					
1	Generador completo	10/07/2010 07:45	10/07/2010 17:30	00 d 09:45 h:m	Se desenergizo el generador fotovoltaico, por mantenimiento en sistema eléctrico del edificio
2	Generador	11/07/2010	11/07/2010	00 d	Se desenergizo el generador

	completo	07:45	17:15	09:30 h:m	fotovoltaico, por mantenimiento en sistema eléctrico del edificio
3	Monocristalino 1, policristalino 1 y amorfo 1	28/05/2013 16:00	30/05/2013 15:00	01 d 23:00 h:m	Falla de perturbación de la red, en una fase de los inversores.
No.	Equipo inversor	Fecha inicio	Fecha finalizo	Periodo	MOTIVO
SISTEMA DE DATOS					
1	Fallo en WebBox	12/01/2013 14:41	14/01/2013 09:11	01 d 18:30 h:m	Fallo el UPS de la WebBox, el generador continuo funcionando y no se registró la energía producida
2	Fallo en WebBox	11/02/2013 14:31	25/02/2013 09:11	13 d 18:40 h:m	Fallo el UPS de la WebBox, el generador continuo funcionando y se registró la energía producida
3	Fallo en WebBox	21/04/2013 06:00	21/04/2013 18:00	00 d 12:00 h:m	Fallo de UPS de la computadora de WebBox, el generador continuo funcionando y no se registró la energía producida

Tabla 18.-Historial de fallas del SFV completo.

En la tabla 18 Se evidencian los días y horas de fallas registrados por el SFV y el motivo de la falla. Cabe aclarar que los registros de energía no servida son tomados del Sunny portal, de esta manera se puede ver cuáles son los días que no tienen registro generación o que presentan alguna anomalía en el registro de datos sin involucrar a un Sub-generador como es el caso de los fallos en la Web-Box (unidad encargada de Transmitir información al portal).

También se observa casos en los que el fallo fue generalizado, o solo involucra un Sub-generador, para estimar la energía no servida en estos casos, el tratamiento de los datos depende de cómo se comportó el generador o Sub-Generador en análisis, en la fecha en la que se provocó el fallo.

La sumatoria total del número total de horas de Fallas registradas es 19 Días, 9 horas y 50 minutos, estas horas representan las fallas que se tuvo en horas de generación.¹⁷

Fallos por sobre corriente.

Este tipo de fallos representa el 31% del tiempo total que no se generó energía eléctrica, con la información con la que se cuenta no se puede asegurar si la falla provenía del inversor y no se cuenta con un registro de los posibles niveles de corriente que provoco la apertura del interruptor, pero el registro de Sunny-portal muestra que para el año 2010 se alcanzó una corriente aproximada de 13.61A (AC) en el Sub-Generador policristalino 3, esto nos genera una idea del máximo nivel de corriente registrado en condiciones normales de operación, este valor esta 15% bajo la corriente nominal de interruptor(16 A 2/P).

En algunos casos se observó que el día y la hora en la que muestra el registro de fallos, coincidían con horas en las que la Estación meteorológica también había dejado de registrar datos de todos los sensores del SFV. Razón por la cual no se descarta que una posible falla causada por la RED.

Falla por perturbación de la RED.

En este tipo de fallos tiene mucha importancia la calidad de la energía que se tiene en la RED del distribuidor ya que un hueco de tensión (10ms) podría ocasionar la desconexión de algunos inversores debido a que algunos modelos de inversores Fotovoltaicos no cuentan inercia, que le permita una adecuada respuesta ante este tipo de eventos; una interrupción de corto plazo también es perjudicial en este tipo de sistemas, razón por la cual el control en la inyección de potencia reactiva se vuelve indispensable en

¹⁷ No se tomaron en cuenta las horas de fallo del Web-Box porque esto solo implica fallo en la comunicación.

generadores fotovoltaicos de gran potencia. Esta falla también puede ser causada por cambios bruscos de frecuencia en la RED a la cual esté conectado el sistema de generación. Se recomienda investigar el funcionamiento de los inversores como gestores de red.

Falla del Fusible interno.

Como se observa las corrientes máximas registradas en el lado de DC, sobrepasan hasta en un 22% la corriente de cortocircuito de los módulos Fotovoltaicos en STC, estas condiciones se alcanzan generalmente en días nublados en donde las demás condiciones meteorológicas juegan un papel importante en la ocurrencia de este tipo de fallas.

Aunque en algunos casos las fallas tienen relación con algunos comportamientos o patrones ligados a todos los componentes del sistema, Las causas de las fallas mencionadas anteriormente solo pueden ser comprobadas mediante estudios específicos en donde se modele el comportamiento del inversor y se cuente con información de la calidad de energía de la RED a la cual está conectado el Sistema de Generación.

En el siguiente cuadro se muestra el resumen de energía no generada debido a fallos en el sistema fotovoltaico.

No.	Equipo inversor	Fecha inicio	Fecha finalizo	Periodo	MOTIVO	Energía no Inyectada (KWh)
PANELES MONOCRISTALINOS						
1	Monocristalino 3	12/12/20 09 10:25	14/12/20 09 14:45	02 d 04:20 h:m	Sobrecorriente que provocó apertura de termo magnético	37
2	Monocristalino 1	28/09/20 10 14:20	04/10/20 10 10:00	05 d 19:40 h:m	Sobrecorriente que provocó apertura de termo magnético	64
3	Monocristalino 1	17/02/20 11 10:40	18/02/20 11 10:00	00 d 23:20 h:m	Sobrecorriente que provocó apertura de termo magnético	14
4	Monocristalino 2	07/12/20 11 13:15	15/12/20 11 12:00	07 d 22:45 h:m	Falla de fusible interno	113
5	Monocristalino 1	28/05/20 13 17:00	30/05/20 13 15:00	01 d 22:00 h:m	Falla de perturbación de la red	0
PANELES POLICRISTALINO						
1	Policristalino 2	08/03/20 10 11:15	11/03/20 10 16:15	03 d 05:00 h:m	Falla de equipo inversor	57
2	Policristalino 3	08/08/20 11 08:45	12/08/20 11 09:45	04 d 01:00 h:m	Sobrecorriente que provocó apertura de termo magnético	49
3	Policristalino 3	28/07/20 12 11:00	31/07/20 12 17:00	03 d 06:00 h:m	Sobrecorriente que provocó apertura de termo magnético	46
PANELES AMORFOS						
1	Amorfo 1	29/09/20	04/10/20	05 d 08:00	Sobrecorriente que	57

		10 02:30	10 10:30	h:m	provocó apertura de termo magnético	
2	Amorfo 2	29/12/20 11 12:30	06/01/20 12 09:15	07 d 20:45 h:m	Sobrecorriente que provocó apertura de termo magnético	32
3	Amorfo 3	09/03/20 12 09:30	14/03/20 12 12:15	05 d 02:45 h:m	Sobre corriente que provocó apertura de termo magnético	79
SISTEMA COMPLETO						
1	Generador completo	10/07/20 10 07:45	10/07/20 10 17:30	00 d 09:45 h:m	Se des energizó el generador fotovoltaico, por mantenimiento en sistema eléctrico del edificio	85
2	Generador completo	11/07/20 10 07:45	11/07/20 10 17:15	00 d 09:30 h:m	Se des energizó el generador fotovoltaico, por mantenimiento en sistema eléctrico del edificio	86
3	Monocristalino 1, policristalino 1 y amorfo 1	28/05/20 13 16:00	30/05/20 13 15:00	01 d 23:00 h:m	Falla de perturbación de la red, en una fase de los inversores.	67

Tabla 19.- Calculo de energía eléctrica que dejo de producirse.¹⁸

¹⁸ Falla 5 Mono cristalino esta repetido. Falla 2 en WEB Box si se registró la información.

Fallos en el Sistema de Datos.

No.	Equipo inversor	Fecha inicio	Fecha finalizo	Periodo	MOTIVO	Energía no Inyectada (KWh)
1	Fallo en WebBox	12/01/2013 14:41	14/01/2013 09:11	01 d 18:30 h:m	Fallo el UPS de la WebBox, el generador continuo funcionando y no se registró la energía producida	122
2	Fallo en WebBox	11/02/2013 14:31	25/02/2013 09:11	13 d 18:40 h:m	Fallo el UPS de la WebBox, el generador continuo funcionando y se registró la energía producida	0
3	Fallo en WebBox	21/04/2013 06:00	21/04/2013 18:00	00 d 12:00 h:m	Fallo de UPS de la computadora de WebBox, el generador continuo funcionando y no se registró la energía producida	98

Tabla 20.- Calculo de energía eléctrica que dejo de registrarse.

En total la energía no inyectada de por fallas en las diferentes tecnologías es de:

Monocristalino: 227KWh, Policristalino: 152 KWh, Amorfo: 168 KWh y en el generador completo: 238 KWh.

El total de la energía no inyectada es de 785.71 KWh el cual representa un 0.4% de toda la energía Generada hasta mayo de 2014, generado pérdidas en concepto de energía no inyectada de \$119.667¹⁹

Adicionalmente a los fallos registrados en el historial proporcionado por CEL se encontraron huecos de datos al momento de verificar día a día el comportamiento del generador, estas anomalías de datos pueden ser causados por bajos niveles de radiación, fallos en la red no perceptibles (huecos, variaciones de frecuencia, flicker etc.) o inclusive algún fallo del web-box, por lo que se desconoce el motivo que lo ocasionó pero se descarta que sea por bajos niveles de radiación.

Las tablas 21-25 muestran los días con anomalías, los cuales fueron comparados con el perfil de radiación en el día y hora correspondiente, al revisar todos los datos se observó que en ocasiones al mismo tiempo que se presentaba ese fallo general, también la estación meteorológica dejaba de registrar información proveniente de los sensores.

Año 2009				
Generador completo	03/09/2009 14:45	03/09/2009 15:00	00 d 00:15 h:m	Perturbación de Frecuencia en la RED
Generador completo	06/10/2009 08:30	06/10/2009 09:15	00 d 00:45 h:m	Perturbación de Frecuencia en la RED
Generador completo	08/10/2009 15:15	08/10/2009 15:30	00 d 00:15 h:m	Sin Reporte de evento
Generador completo	12/12/2009 10:30	12/12/2009 11:15	00 d 00:45 h:m	Warning / Overvolt.grid slow
Generador completo	25/12/2009 06:30	25/12/2009 08:15	00 d 01:45 h:m	Falla en el Registro de Medición

Tabla 21.- Datos Faltantes en el registro de Sunny portal (2009).

¹⁹ Este cálculo fue realizado en base al precio mensual oficial correspondiente con la fecha de la falla simulando la venta en el MRS.

Año 2010				
Generador completo	09/06/2010 11:30	09/06/2010 12:15	00 d 00:45 h:m	Perturbación de Frecuencia en la RED
Generador completo	04/07/2010 08:30	04/07/2010 16:30	00 d 08:00 h:m	Sin Reporte de evento
Generador completo	24/07/2010 09:15	24/07/2010 18:45	00 d 09:30 h:m	Sin Reporte de evento
Generador completo	12/09/2010 16:00	12/09/2010 17:00	00 d 01:00 h:m	Web Box no accesible
Generador completo	28/09/2010 14:45	28/09/2010 15:45	00 d 01:00 h:m	Sin Evento, Radiación Adecuada
Generador completo	17/10/2010 07:30	17/10/2010 08:00	00 d 00:30 h:m	Sin Reporte de evento, Radiación Adecuada
Generador completo	07/11/2010 10:45	07/11/2010 12:30	00 d 01:45 h:m	Sunny Portal no es accesible; Reinicio de Web Box tras corte de corriente

Tabla 22.- Datos Faltantes en el registro de Sunny portal (2010).

Año 2011				
Generador Completo	23/01/2011 11:15	23/01/2011 11:45	00 d 00:30 h:m	Sunny Portal no es accesible
Generador Completo	29/01/2011 13:30	29/01/2011 17:45	00 d 04:15 h:m	Sub-generadores ya no son accesibles
Monocrystalino 1	17/02/2011 11:00	18/02/2011 10:00	00 d 23:00 h:m	Desviación en el rendimiento del Inversor 'Monocrystalino 1', Rend. Total 4,541 kWh, Rend. Específico 1,664 kWh/kWp desviación 67,963% (>20%) del promedio de los inv. monitorizados (5,194 kWh/kWp el 2/17/2011).
Generador completo	12/07/2011 11:15	12/07/2011 18:00	00 d 06:45 h:m	Revisión detenida
Amorfo 1,2,3	05/09/2011 14:00	05/09/2011 15:45	00 d 01:45 h:m	Sub-Generadores Amorfos ya no son accesibles
Amorfo 1,2,3	06/09/2011 10:00	06/09/2011 15:30	00 d 05:30 h:m	Sin Reporte de evento
Generador Completo	23/12/2011 09:30	23/12/2011 11:15	00 d 01:45 h:m	Fallo en Sunny WebBox, más de 3 horas 45 minutos atrasada (última recepción de datos 23/12/2011 9:14:00).

Tabla 23.- Datos Faltantes en el registro de Sunny portal (2011).

Año 2012				
Generador completo	04/02/2012 09:45	04/02/2012 11:15	00 d 01:30 h:m	2 Reinicios tras corte de corriente
Generador completo	04/03/2012 14:15	05/03/2012 12:15	00 d 22:00 h:m	Sin Reporte de evento
Generador completo	09/03/2012 09:00	09/03/2012 09:30	00 d 00:30 h:m	Perturbación de Frecuencia en la RED
Generador completo	09/04/2012 15:00	09/04/2012 16:15	00 d 01:15 h:m	Reinicio tras corte de corriente
Generador completo	16/04/2012 08:15	16/04/2012 10:00	00 d 01:45 h:m	Perturbación de Frecuencia en la RED
Generador completo	28/07/2012 10:45	28/07/2012 11:00	00 d 00:15 h:m	Sin Reporte de evento
Generador completo	07/08/2012 06:15	07/08/2012 08:30	00 d 02:15 h:m	Reinicio tras corte de corriente y Perturbación de Frecuencia en la RED
Generador completo	01/11/2012 14:30	01/11/2012 15:15	00 d 00:45 h:m	Sin Reporte de evento
Año 2013				
Generador completo	22/04/2013 06:15	22/04/2013 08:30	00 d 02:15 h:m	Tarjeta de Memoria tiene Formato Desconocido
Generador completo	27/05/2013 15:15	27/05/2013 16:00	00 d 00:45 h:m	Fallo en Voltaje de la RED
Generador completo	07/07/2013 08:30	07/07/2013 17:15	00 d 08:45 h:m	Fallo en voltaje de RED, inicio de Web Box, sin respuesta de Sunny Portal
Generador completo	02/08/2013 10:30	02/08/2013 12:00	00 d 01:30 h:m	Fallo en Voltaje de la RED
Generador completo	27/08/2013 15:30	28/08/2013 13:45	00 d 22:15 h:m	3 Perturbaciones de Frecuencia en la RED, sin respuesta de Sunny Portal
Generador completo	02/10/2013 11:30	02/10/2013 12:00	00 d 00:30 h:m	Importación de Datos Exitosa Sin Embargo los datos no Fueron Grabados en Sunny portal
Policristalino1, Policristalino 2 y Amorfo 1	20/12/2013 09:30	02/01/2014 08:00	12 d 22:30 h:m	Importación Registrada, Fallo en Registro de Datos

Tabla 24.-Datos Faltantes en el registro de Sunny portal (2012-2013).

Año 2014				
Monocristalino 1, policristalino 1,2,3 y amorfo 1,2,3	28/01/2014 12:00	29/01/2014 17:00	01 d 05:00 h:m	Fallo en comunicación con Sunny WebBox, por más de 3 horas 23 minutos (Última recepción de datos 28/01/2014 9:40:00 AM). Dispositivo sin conexión; sin respuesta de Sunny Portal
Generador completo	17/02/2014 09:30	17/02/2014 11:45	00 d 02:15 h:m	Importación de Datos Exitosa, Sin Embargo los datos no Fueron Grabados en Sunny portal
Generador completo	22/03/2014 08:00	24/03/2014 08:15	02 d 00:15 h:m	Fallo en comunicación con Sunny WebBox, por más de 3 horas 25 minutos (última recepción de datos 22/3/2014 7:38:00 AM).
Policristalino 3	11/04/2014 04:30	21/04/2014 08:15	10 d 03:45 h:m	Desviación de la comparación en el rendimiento del inversor "Policristalino 3", Rend. Total 0 kWh, Rend Especifico 0 kWh/kWp, desviación 100% (>20%) del promedio de los inversores monitorizados(4.747 kWh/kWp el 12/4/2014
Monocristalino 2,3 policristalino 2 y amorfo 3	14/04/2014 08:45	18/04/2014 18:15	04 d 09:30 h:m	Fallo de comunicación sigue presente en el dispositivo 'WebBox'(Ultima Recepción de datos 14/4/2014 9:36:00 AM).
Monocristalino 1 policristalino 1,3 y amorfo 1 y 2	14/04/2014 08:45	21/04/2014 08:15	06 d 23:30 h:m	Desviación del rendimiento en la comparación del inversor
Monocristalino 1 y amorfo 1	29/04/2014 10:15	02/05/2014 09:00	02 d 22:45 h:m	Desviación del rendimiento en la comparación del inversor
Generador completo	03/05/2014 09:15	05/05/2014 08:30	01 d 23:15 h:m	Equipos Fuera de línea.
Generador completo	28/05/2014 10:45	29/05/2014 08:30	00 d 21:45 h:m	Equipos Fuera de línea.

Tabla 25.-Datos Faltantes en el registro de Sunny portal (2014).

Las tablas 21-25 muestran los periodos en los que no se encontró registro datos en sunny portal, así como también el evento que se registró en ese intervalo de tiempo y que causo que el generador saliera de operación o que no se registraran datos de generación.

Se recomienda la instalación permanente de un equipo analizador de redes en el tablero al cuál se inyecta la energía generada, con el objeto de tener un mayor control de estos fenómenos y analizar en mejor forma las razones de las fallas y el comportamiento armónico.

En total se presentaron 60 Eventos que provocaron perdida de inyección o información de los cuales 14 eventos fueron registrados en la bitácora. Del total de eventos registrados 15 son relacionados con los equipos de adquisición y transmisión de datos, 3 con eventos de fallos en la red que provocaron problemas con la comunicación, 2 por mantenimiento, 9 no cuentan con registro de eventos especifico sin embargo hay información de generación incompleta en esos periodos y 31 son eventos relacionados a fallos del equipo inversor por perturbaciones en la red de AC

4.7 REALIZAR EL ANÁLISIS COMPARATIVO ECONÓMICO ENTRE TECNOLOGÍAS DE PANELES FOTOVOLTAICOS, CONSIDERANDO LOS PRECIOS DEL MERCADO REGULADOR DEL SISTEMA (MRS).

El análisis es desarrollado utilizando los precios de la energía de cada hora, y el valor de energía inyectada por el SFV. Los precios de la energía con los cuales se realizó este análisis son los publicados por la Unidad de Transacciones en su página WEB y para este caso comprenden desde el 1 de junio de 2009 hasta el 31 de mayo de 2014.

MES/AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Enero		\$ 428.23	\$ 334.02	\$ 646.17	\$ 683.84	\$ 591.14
Febrero		\$ 337.32	\$ 308.60	\$ 661.83	\$ 635.68	\$ 522.35
Marzo		\$ 370.11	\$ 300.25	\$ 821.50	\$ 738.31	\$ 629.61
Abril		\$ 329.19	\$ 282.55	\$ 678.88	\$ 580.82	\$ 520.32
Mayo		\$ 297.66	\$ 294.83	\$ 588.16	\$ 586.96	\$ 487.67
Junio	\$ 244.46	\$ 260.72	\$ 343.34	\$ 505.50	\$ 533.64	
Julio	\$ 325.27	\$ 217.61	\$ 389.16	\$ 818.35	\$ 583.13	
Agosto	\$ 365.99	\$ 190.04	\$ 528.32	\$ 592.83	\$ 540.69	
Septiembre	\$ 355.19	\$ 170.36	\$ 480.85	\$ 596.61	\$ 395.43	
Octubre	\$ 435.27	\$ 346.82	\$ 448.01	\$ 614.03	\$ 505.33	
Noviembre	\$ 399.97	\$ 329.53	\$ 712.39	\$ 702.61	\$ 509.26	
Diciembre	\$ 386.57	\$ 363.56	\$ 681.75	\$ 654.61	\$ 486.05	
Sub-Total Σ	\$ 2,512.72	\$ 3,641.14	\$ 5,104.08	\$ 7,881.10	\$ 6,779.14	\$ 2,751.09
Total Σ	\$ 28,669.27					

Tabla 26.-Ingresos simulando venta en el MRS.

La tabla 26 expresa los ingresos que se obtienen al simular que la energía generada es vendida directamente en el MRS. Los promedios mensuales de ingresos son \$477.95 obteniéndose ingresos máximos que rondan entre \$428.74 y \$ 821.50.

El nivel de ingresos en el MRS depende de la energía inyectada y también del precio marginal de la energía en cada intervalo de generación (1 Hora), para observar de mejor manera el comportamiento de estos parámetros se muestra la gráfica 66 en la cual se aprecia el precio promedio de la energía en el horario de resto, la energía generada y los ingresos en intervalos mensuales.

El cálculo fue realizado con los precios Horarios de la energía en El Salvador publicados por la UT desde el inicio de operaciones del sistema hasta el 31 de mayo de 2014.

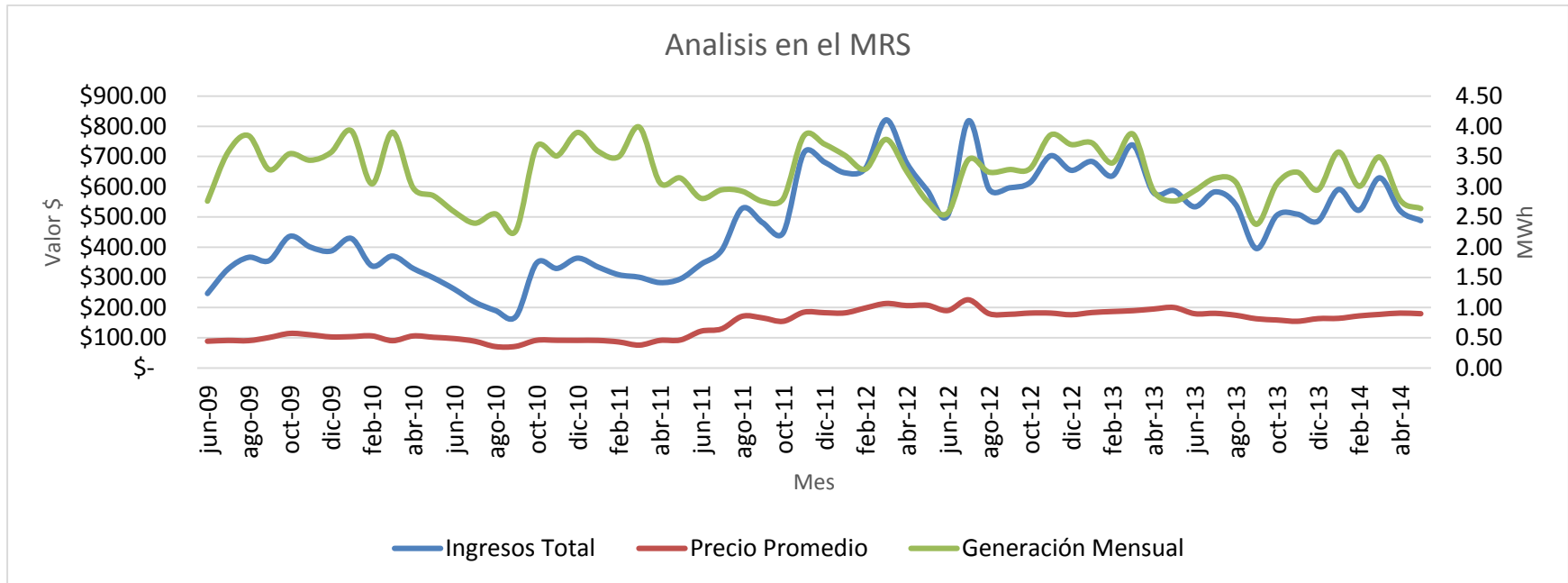


Gráfico 52.- Curvas de Ingresos, Precio y Generación.

En el gráfico 52 se muestra el precio promedio en el horario de resto para cada mes, esto debido a que el interés es conocer cuál es el comportamiento del precio de la energía mensual en el intervalo de generación²⁰ de los SFV. La curva de ingresos es obtenida multiplicando el precio de la energía por la energía generada en MWh para cada intervalo de generación (1 hora). En algunos meses en los que no se contó con el registro de energía horaria el ingreso se obtuvo multiplicando la producción mensual por el precio mensual ponderado en el horario de Resto.

²⁰De forma práctica para el análisis en el MRS se define como Intervalo de Generación el horario de Resto (5:00-17:59)Hrs.

En la gráfico 52 se observa que aunque la tendencia de la producción sea a la baja el aumento constante en los precios de la energía en el MRS provoca que los ingresos por la venta de este tipo de energía en el MRS también sean al alza permitiendo un nivel de ingresos más atractivo.

La venta de este tipo de energía en el MRS debe ser regulada por las entidades competentes y se debe analizar la factibilidad técnica y económica que tendría la venta de este tipo de energía también con un precio fijo. En algunos casos los ingresos no se ven muy afectados por las caídas de la generación debido a que han sido amortizados por un alza en el precio de la energía, como por ejemplo el caso de marzo de 2011, estos patrones se presentan generalmente en las épocas secas en las cuales el precio de la energía es alto y las producciones son también las más altas del año.

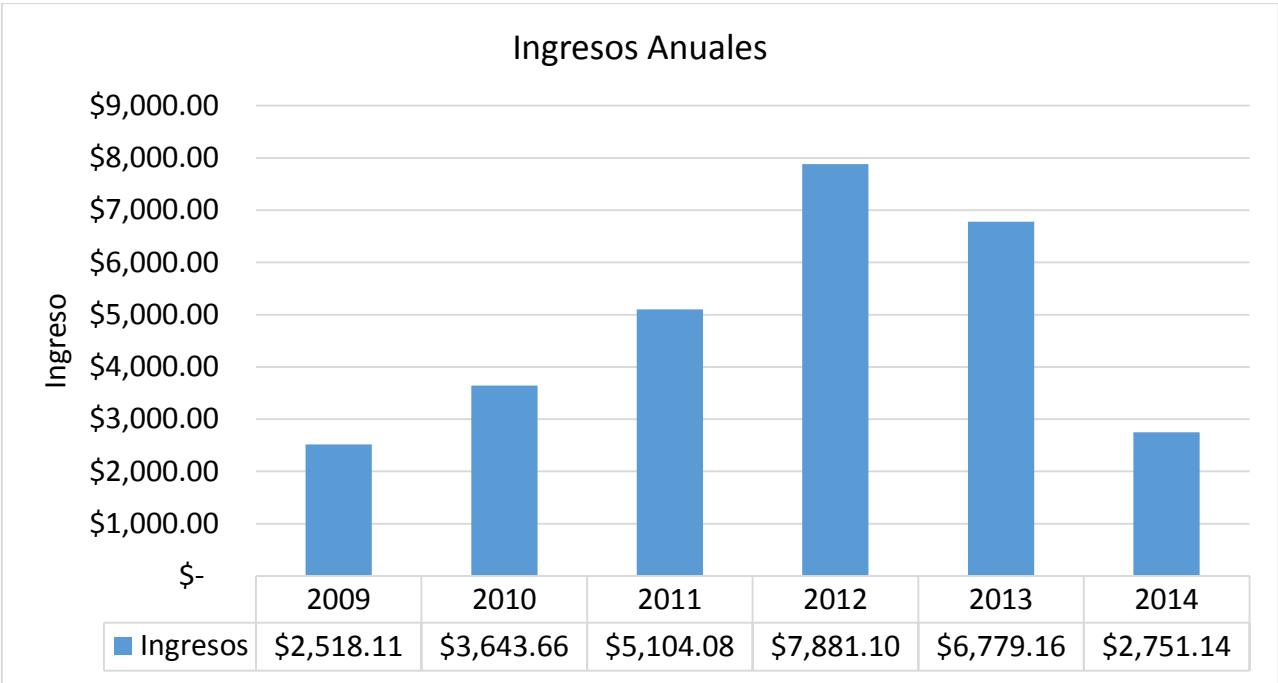


Gráfico 53.-Resumen de ingresos anuales.

MES/AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Enero		\$ 140.69	\$ 112.18	\$ 223.04	\$ 233.49	\$ 192.07
Febrero		\$ 111.89	\$ 104.56	\$ 225.88	\$ 218.30	\$ 174.42
Marzo		\$ 120.53	\$ 102.22	\$ 286.87	\$ 254.87	\$ 210.24
Abril		\$ 109.77	\$ 96.45	\$ 233.11	\$ 200.73	\$ 167.95
Mayo		\$ 99.55	\$ 100.55	\$ 202.28	\$ 203.72	\$ 163.34
Junio	\$ 81.29	\$ 87.40	\$ 117.10	\$ 173.77	\$ 183.05	
Julio	\$ 108.78	\$ 73.01	\$ 132.75	\$ 274.22	\$ 199.78	
Agosto	\$ 120.87	\$ 63.89	\$ 173.69	\$ 204.03	\$ 184.78	
Septiembre	\$ 116.37	\$ 58.01	\$ 165.11	\$ 205.32	\$ 135.04	
Octubre	\$ 142.23	\$ 119.97	\$ 152.49	\$ 210.97	\$ 171.50	
Noviembre	\$ 131.18	\$ 111.00	\$ 241.43	\$ 240.71	\$ 171.23	
Diciembre	\$ 127.76	\$ 121.99	\$ 239.92	\$ 223.32	\$ 139.08	
Sub-Total	\$ 828.48	\$ 1,217.70	\$ 1,738.46	\$ 2,703.53	\$ 2,295.58	\$ 908.02
Total	\$ 9,691.77					

Tabla 27.-Ingresos Anuales Policritalinos.

MES/AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Enero		\$ 138.38	\$ 105.33	\$ 193.15	\$ 212.22	\$ 184.25
Febrero		\$ 107.93	\$ 98.96	\$ 208.04	\$ 195.99	\$ 163.42
Marzo		\$ 120.28	\$ 94.91	\$ 247.36	\$ 226.28	\$ 198.06
Abril		\$ 104.15	\$ 87.40	\$ 211.86	\$ 175.50	\$ 160.35
Mayo		\$ 94.53	\$ 91.94	\$ 181.97	\$ 177.91	\$ 153.36
Junio	\$ 81.23	\$ 82.00	\$ 106.79	\$ 155.87	\$ 165.49	
Julio	\$ 108.99	\$ 68.4	\$ 121.79	\$ 260.41	\$ 182.10	
Agosto	\$ 121.83	\$ 59.42	\$ 168.42	\$ 185.57	\$ 168.99	
Septiembre	\$ 117.42	\$ 52.63	\$ 147.44	\$ 186.71	\$ 121.42	
Octubre	\$ 144.16	\$ 108.70	\$ 139.78	\$ 192.28	\$ 158.92	
Noviembre	\$ 130.54	\$ 103.79	\$ 223.80	\$ 218.05	\$ 160.01	
Diciembre	\$ 127.55	\$ 113.91	\$ 215.62	\$ 203.12	\$ 174.76	
Sub-Total	\$ 831.72	\$ 1,154.20	\$ 1,602.18	\$ 2,444.40	\$ 2,119.60	\$ 859.45
Total	\$ 9,011.55					

Tabla 28 .-Ingresos Anuales Amorfos.

MES/AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Enero		\$ 149.66	\$ 116.51	\$ 229.98	\$ 238.13	\$ 214.82
Febrero		\$ 117.83	\$ 105.08	\$ 227.91	\$ 221.40	\$ 184.52
Marzo		\$ 129.66	\$ 103.12	\$ 287.27	\$ 257.15	\$ 221.35
Abril		\$ 115.58	\$ 98.70	\$ 233.90	\$ 204.59	\$ 192.03
Mayo		\$ 103.87	\$ 102.33	\$ 203.91	\$ 205.33	\$ 170.96
Junio	\$ 83.82	\$ 91.60	\$ 119.45	\$ 175.86	\$ 185.10	
Julio	\$ 109.53	\$ 76.46	\$ 134.63	\$ 283.72	\$ 201.26	
Agosto	\$ 123.54	\$ 66.81	\$ 186.20	\$ 203.23	\$ 186.92	
Septiembre	\$ 121.50	\$ 59.74	\$ 168.31	\$ 204.59	\$ 138.97	
Octubre	\$ 149.27	\$ 118.16	\$ 155.74	\$ 210.78	\$ 174.91	
Noviembre	\$ 138.56	\$ 114.74	\$ 247.16	\$ 243.85	\$ 178.02	
Diciembre	\$ 131.69	\$ 127.67	\$ 226.22	\$ 228.18	\$ 172.21	
Sub-Total	\$ 857.91	\$ 1,271.78	\$ 1,763.44	\$ 2,733.17	\$ 2,363.98	\$ 983.67
Total	\$ 9,973.95					

Tabla 29 .-Ingresos Anuales Monocristalinos.

Las tablas 27,28 y 29 muestran cómo serían los ingresos mensuales según lo que inyecta cada tecnología a la red.

Según los resultados de la simulación reflejados en las tablas, la tecnología monocristalina lograría ingresos de \$9,973.95 y habría inyectado hasta el 31 de mayo de 2014 un total de 67.191MWh.

La tecnología poli cristalina por su parte refleja ingresos de \$ 9,691.77 inyectando una cantidad total de energía igual a 65.395MWh hasta el 31 de mayo de 2014.

La tecnología de módulos amorfos refleja ingresos de \$ 9,011.55 inyectando un total de energía igual a 60.968MWh.

El Comportamiento de ingresos y producción por tecnología puede observarse en el grafico 54.

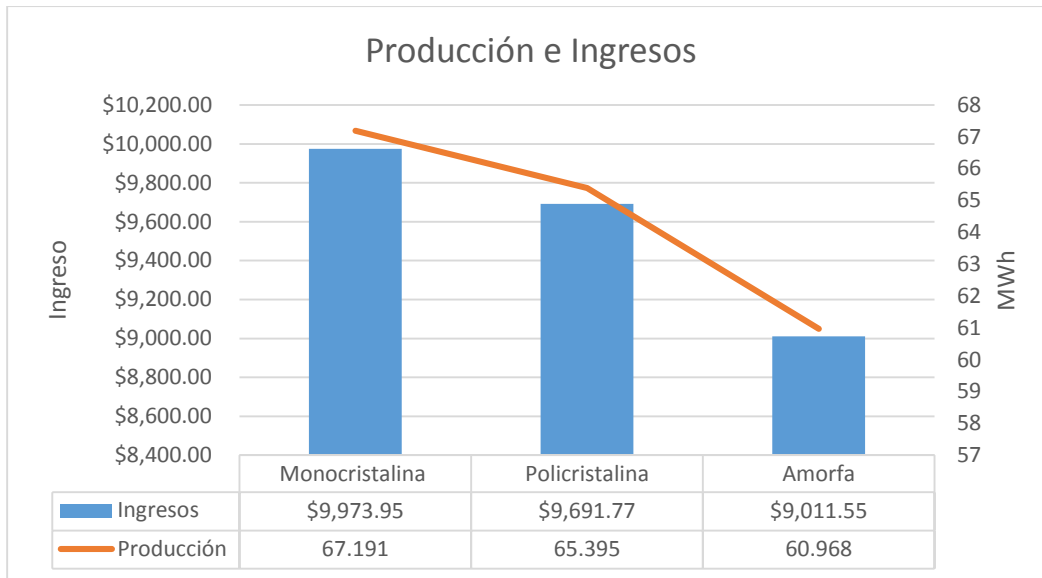


Gráfico 54.- Producción e Ingresos por Tecnología.

4.8 EVALUAR LAS CARACTERÍSTICAS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO, TALES COMO LA HORA SOLAR PICO, FACTOR DE PLANTA, GENERACIONES MÁXIMAS, POTENCIAS MÁXIMAS, ETC., EN PERIODOS MENSUALES Y DURANTE TODO EL PERIODO ANALIZADO.

4.8.1 ANÁLISIS DE HORAS SOL PICO (HSP).

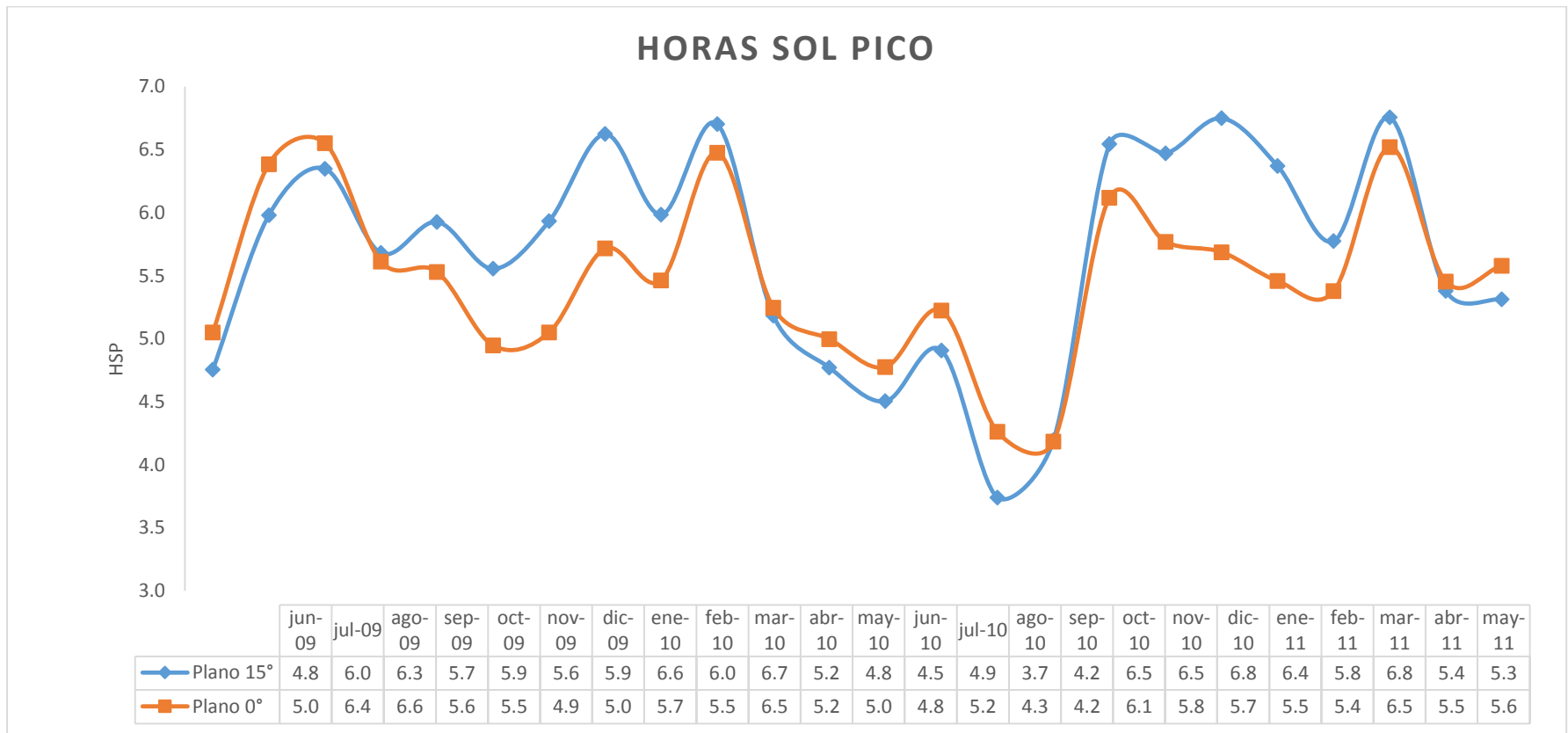


Gráfico 55.- Horas Sol pico obtenidas para el periodo jun-09 may-10.

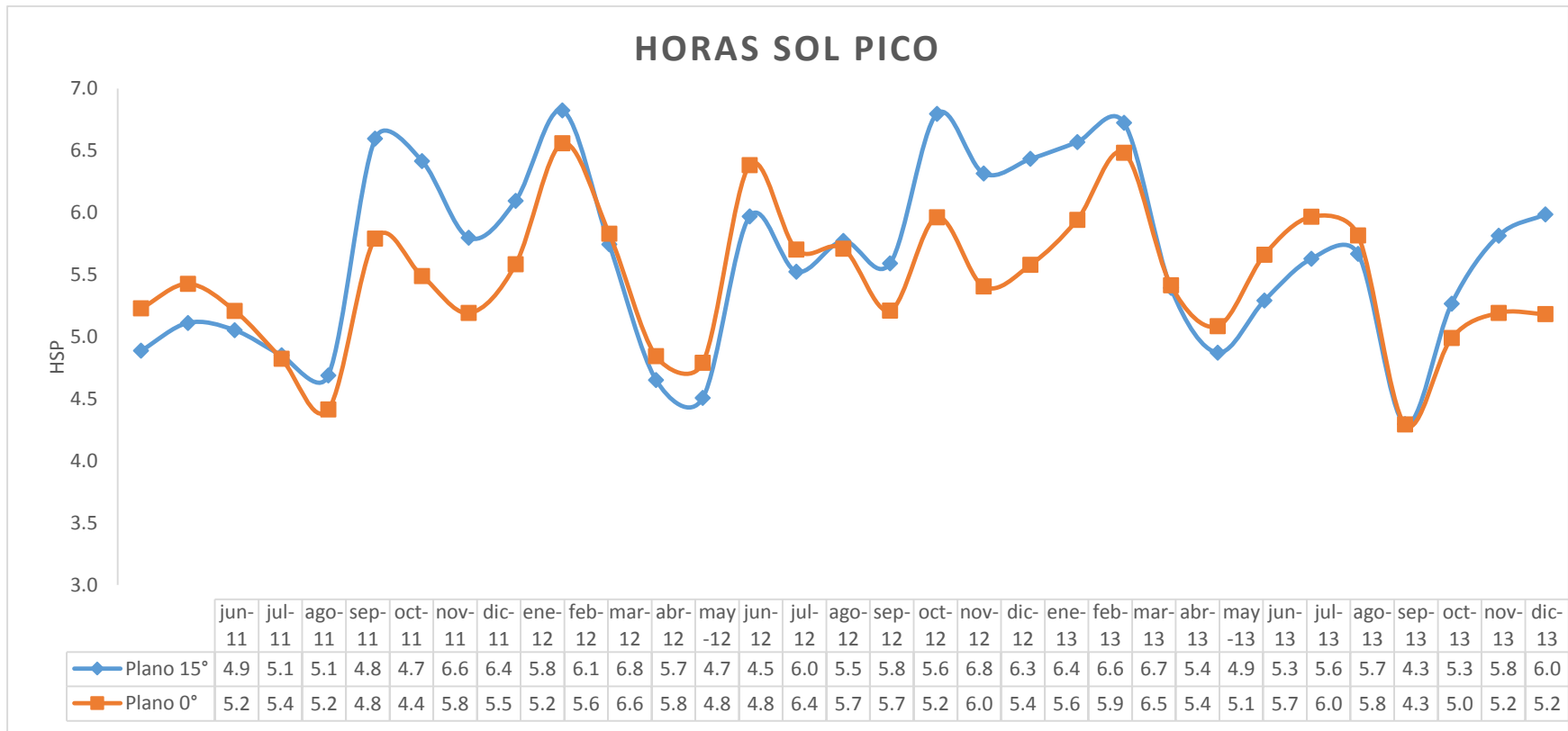


Gráfico 56.- Horas Sol pico obtenidas para el periodo jun-10 may-11.

El promedio de Horas Sol pico de los cinco periodos en el plano inclinado es de 5.7 HSP mientras en el plano horizontal es de 5.5HSP, esto representa una diferencia porcentual de 3.50%. La desviación estándar anual de los promedios de HSP en el plano inclinado es 0.16 HSP mientras en el plano horizontal es de 0.14 HSP lo que comprueba que las variaciones en el plano horizontal son menores, pero los niveles de radiación anual son mayores en el plano inclinado.

	2009		2010		2011		2012		2013	
	15°	0°	15°	0°	15°	0°	15°	0°	15°	0°
Mínimo	4.8	4.9	3.7	4.2	4.7	4.4	4.5	4.8	4.3	4.3
Máximo	6.3	6.6	6.8	6.5	6.8	6.5	6.8	6.6	6.7	6.5
Promedio	5.7	5.6	5.5	5.3	5.6	5.4	5.8	5.6	5.7	5.5

Tabla 30.- Resumen de Horas Sol pico Mensuales a 0° y 15°

➤ Periodo jun-09 may-10.

Según los datos de la gráfica 48 el mes que presenta mayor cantidad de HSP en el plano inclinado a 15° corresponde a Mar-10 mientras que en el plano horizontal corresponde a Ago-09, con 6.7HSP y 6.6HSP respectivamente.

El plano inclinado presento un promedio Total de 5.8 HSP contra 5.6 en el plano horizontal lo que significa un incremento de 3.5% en la radiación incidente sobre módulos inclinados.

➤ Periodo jun-10 may-11

Para este periodo el mayor número de HSP promedio en el plano inclinado corresponde a los meses de Dic-10 y Mar-11(6.8 HSP), mientras que en el plano horizontal fue en Agosto-10, con 6.5 HSP.

Para este periodo el plano inclinado presento un promedio Total de 5.6 HSP contra 5.4 HSP en el plano horizontal teniendo un incremento de 3.45% en el plano inclinado.

➤ Periodo jun-11 may-12.

Según los datos mostrados en la gráfica el mes que presenta mayor cantidad de HSP promedio en el plano inclinado a 15° corresponde al mes de Mar-12 al igual que para el plano horizontal, con 6.8HSP y 6.6 HSP respectivamente.

Para este periodo el plano inclinado presento un promedio Total de 5.6 HSP contra 5.4 en el plano inclinado lo que significa un aumento del 3.49% de la radiación en módulos inclinados a 15°.

➤ Periodo jun-12 may-13.

Según los datos mostrados en la gráfica el mes que presenta mayor cantidad de HSP promedio en el plano inclinado a 15 corresponde al mes de nov-12 y el plano horizontal corresponde a mar-13, con 6.8HSP y 6.5HSP respectivamente.

Para este periodo el plano inclinado presento un promedio Total de 5.9 HSP contra 5.6 en el plano inclinado lo que significa un incremento de 3.97% en la radiación incidente en módulos. Este periodo es el que presenta mayor HSP promedio.

Según lo anterior se evidencia que los meses con mayor nivel de HSP corresponden efectivamente cuando la posición del sol es perpendicular a cada plano estudiado.

4.8.2. GENERACIONES Y POTENCIAS MÁXIMAS.

Este apartado se basa en establecer un resumen de cada año en el que se muestren valores máximos de generación y potencia. En las tablas resumen se muestra el día en que se registró la potencia máxima, junto con su respectivo valor medido por el inversor en la entrada (DC), así como también los días de máxima generación de energía.

Como sabemos la potencia de salida de los módulos FV depende de las condiciones ambientales en las que este generador esté operando, razón por la cual se muestra también la irradiancia y temperatura máximas del intervalo de tiempo en el que se registró ese máximo de potencia, así como también los valores de corriente DC registrados por el inversor junto con el valor de ISC en condiciones estándar de prueba (STC), con el fin de establecer una comparación entre ambos valores de corriente.

También muestran los meses y los días de máxima generación. Todos los valores de potencia y generación máxima son obtenidos del Sunny portal en un intervalo de medición de 15 minutos, lo que significa que en Sunny portal se muestra un valor máximo que se registró dentro de los 15 minutos anteriores a la hora que proporciona el registro de SMA. Por tanto para tener una mejor visión del comportamiento y de las condiciones atmosféricas se hizo uso de una tabla que contiene las temperaturas de celda registradas en cada sub-generador, la velocidad del viento y la irradiancia, todo esto siempre dentro del mismo intervalo de tiempo, esto asumiendo que ambas mediciones (Sunny portal y Estación meteorológica) están sincronizadas en tiempo.

4.8.3 AÑO 2009

Inversor	Potencia Max		ISC (STC)*	Irradiancia	Temp de celda
	Tecnología	Fecha			
Policristalino 1	19-oct	2.72	7.86	1223	36
Policristalino 2	-	-	7.86	1223	36
Policristalino 3	19-oct	2.69	7.86	1223	36
Amorfo 1	19-oct	2.72	10.71	1223	31
Amorfo 2	19-oct	2.74	10.71	1223	31
Amorfo 3	19-oct	2.69	10.71	1223	31
Monocristalino 1	19-oct	2.68	7.86	1223	36
Monocristalino 2	19-oct	2.65	7.86	1223	36
Monocristalino 3	19-oct	2.69	7.86	1223	36

Tabla 31.-Resumen de Potencias máximas 2009.

Inversor	Mes de Generación Máxima			Día de Generación Máxima			
	Tecnología	Mes	Energía (kWh)	HSP Prom Mes	Fecha	Energía (kWh)	HSP
Policristalino 1	Agosto	432.43	6.3	12-nov	16.75	7.3	2.34
Policristalino 2	-	-	-	-	-	-	-
Policristalino 3	Agosto	423.07	6.3	06-ago	16.16	7.4	2.25
Amorfo 1	Agosto	424.76	6.3	06-ago	16.05	7.4	2.31
Amorfo 2	Agosto	428.02	6.3	06-ago	16.20	7.4	2.33
Amorfo 3	Agosto	418.07	6.3	06-ago	15.89	7.4	2.29
Monocristalino 1	Agosto	430.63	6.3	12-nov	16.81	7.3	2.32
Monocristalino 2	Agosto	429.53	6.3	12-nov	16.65	7.3	2.29
Monocristalino 3	Agosto	429.63	6.3	13-nov	16.76	7.1	2.27

Tabla 32.-Resumen de generaciones máximas 2009.

En la tabla 31. Se observa que en la mayoría de los casos el valor registrado de potencia máxima de salida (AC) está muy cercano a la Potencia máxima en STC del arreglo la cual es de 2.73kWp para cada sub-generador, lo que significaría que la potencia DC fue superior a la potencia en STC, pero para este periodo este dato no puede ser comprobado porque no existe registro de este parámetro para las fechas especificados.

Los valores de potencia máxima se registraron en el intervalo de las 11:45 A.M. y las 12:00P.M., en donde las temperaturas rondan entre 31°C y 36°C; aproximadamente la velocidad del viento promedio fue de 7 m/s en ese mismo intervalo. Para este caso el valor máximo de irradiancia registrado fue de 1223 W/m² registrado a las 11:48 am según la hora proporcionada por la estación meteorológica.

Para este año no se cuenta con un valor medido de corriente DC con el que se pueda comparar los datos de placa del módulo en STC.

Se observa también que el día de generación máxima no se da el mismo día en el que se registró la potencia máxima. Para el sub-generador policristalino 1 se registra como día de generación máxima el 12 de noviembre (16.75 kWh). Ese día también se observa que el valor de horas sol pico corresponde a 7.29Horas, lo que nos hace pensar que fue un día sin nubosidad y la potencia máxima que se registro fue de 2.34 kW.

La potencia máxima esta entre 13% y 16% arriba de la potencia del día de máxima generación. La generación del día de máxima potencia es en promedio 13.64kWh esto corresponde a un 17% menos en comparación del día de máxima generación.

Para observar el comportamiento de la radiación en los días de potencia y de generación máxima, se presentan a continuación los perfiles de radiación para los días mostrados en las tablas 31 y 32.

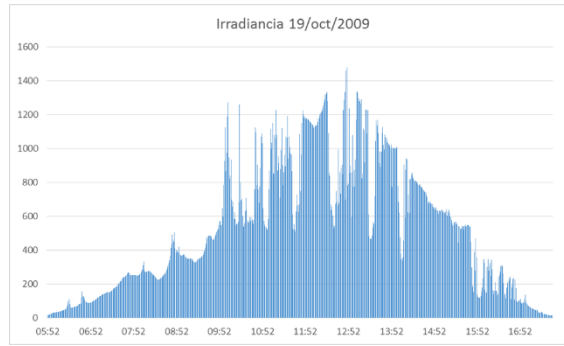


Gráfico 57.-Día de potencia máxima 2009.

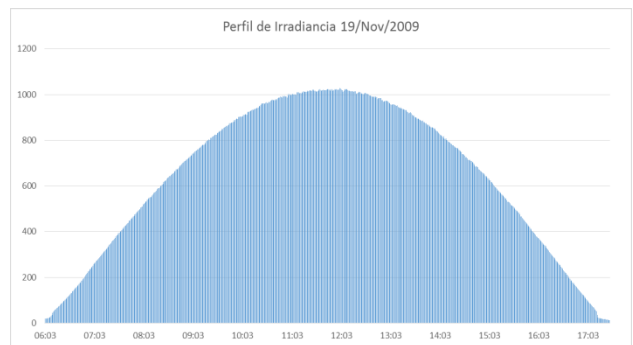
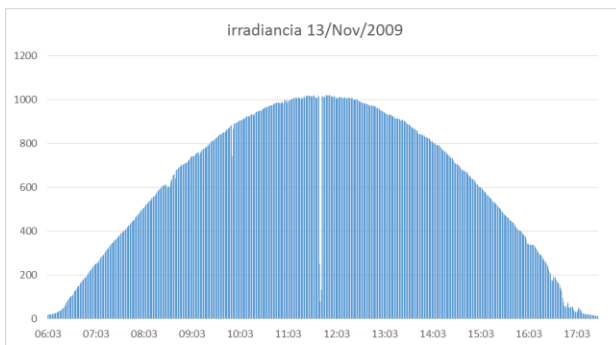
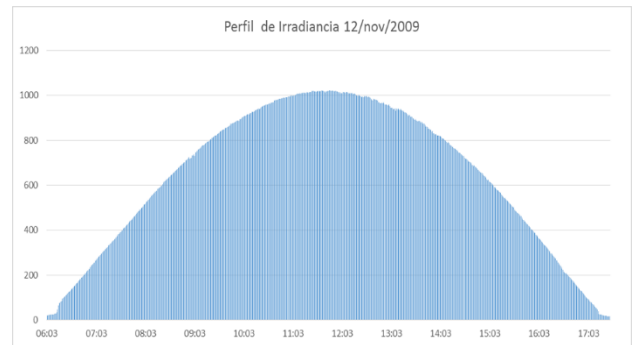
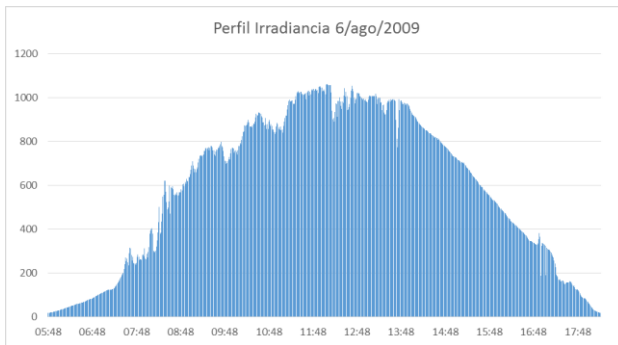


Gráfico 58.-Días de generación máxima 2009.

Como se observa los días de generación máxima presentan un perfil de muy baja nubosidad, en comparación con el día de potencia máxima. Al comparar la irradiación del día de máxima potencia (6082 kWh/m²/Día), con el promedio de irradiación de los días de máxima generación, se obtiene un 17% de incremento en la irradiación para los días presentados como máxima generación.

4.8.4 AÑO 2010

Inversor	Potencia Max			I medida	ISC (STC)*	Irradiancia	Temp de celda
	Tecnología	Fecha	Pot AC (kW)	Pot DC(kW)	Amperios (DC)	Amperios (DC)	(W/m2)
Policristalino 1	15-oct	2.79	3.01	9.45	7.86	1233	43
Policristalino 2	15-oct	2.70	-	-	7.86	1233	43
Policristalino 3	15-oct	2.77	2.99	9.35	7.86	1233	43
Amorfo 1	15-oct	2.70	2.94	12.04	10.71	1233	39
Amorfo 2	15-oct	2.71	2.91	12.10	10.71	1233	39
Amorfo 3	15-oct	2.66	2.92	12.10	10.71	1233	39
Monocristalino 1	15-oct	2.74	2.90	9.45	7.86	1233	43
Monocristalino 2	15-oct	2.71	2.92	9.39	7.86	1233	43
Monocristalino 3	15-oct	2.77	2.86	9.45	7.86	1233	43

Tabla 33.-Resumen de Potencias máximas 2010.

Inversor	Mes de Generación Máxima			Día de Generación Máxima			
	Tecnología	Mes	Energía (kWh)	HSP Prom Mes	Fecha	Energía (kWh)	HSP
Policristalino 1	Diciembre	455.95	5.65	07-mar	17.66	7.90	2.43
Policristalino 2	Diciembre	423.77	5.65	07-oct	16.71	7.76	2.38
Policristalino 3	Marzo	437.51	6.70	07-mar	17.15	7.90	2.41
Amorfo 1	Enero	421.32	6.63	07-mar	16.53	7.90	2.35
Amorfo 2	Enero	425.56	6.63	07-mar	16.71	7.90	2.38
Amorfo 3	Marzo	414.92	6.70	07-mar	16.42	7.90	2.35
Monocristalino 1	Diciembre	461.91	5.65	07-mar	17.82	7.90	2.41
Monocristalino 2	Diciembre	457.37	5.65	07-mar	17.38	7.90	2.38
Monocristalino 3	Enero	455.65	6.63	07-mar	17.38	7.90	2.41

Tabla 34.-Resumen de Generaciones máximas 2010.

En la tabla 33 se observa que el 15 de octubre en dos de los sub-generadores se ha sobrepasado la potencia máxima (DC) en STC. La cual es de 2.73kWp para cada sub-generador, también se observa que la corriente medida por el inversor Imp sobrepasa a la ISC (STC) en 16% para los policristalino, 11% en los amorfos y 17% en los monocristalinos.

Los valores de potencia máxima se registraron en el intervalo de las 11:45 am y las 12:00PM. Para este caso la estación meteorológica cuenta únicamente con registro de las 11:39 am y 12:01 p.m., por lo que se tomaran de referencia únicamente estos dos tiempos de registro.

Las temperaturas rondan entre 39°C y 43°C y aproximadamente la velocidad del viento promedio fue de 4 m/s en ese mismo intervalo.

Para este caso el valor máximo de irradiancia registrado fue de 1233 W/m² registrado a las 11:39 am según la hora proporcionada por la estación meteorológica, es muy posible que este valor se halla sobrepasado debido a que las potencias son en algunos casos mayores que las registradas en el 2009 pero no se cuenta con los registros intermedios de esta fecha.

Nuevamente se observa que el día de generación máxima (7-marzo) no se da el mismo día en el que se registró la potencia máxima (15-octubre), patrón que se observó también en el 2009.

La potencia del día de potencia máxima esta entre 12% y 13% arriba de la potencia de día máxima generación. La generación del día de máxima potencia es en promedio 14.56KWh esto corresponde a un 15% menos en comparación del día de máxima generación.

Para observar el comportamiento de la radiación en los días de potencia y de generación máxima se presentan a continuación los perfiles de radiación para los días mostrados en las tablas 33 y 34.

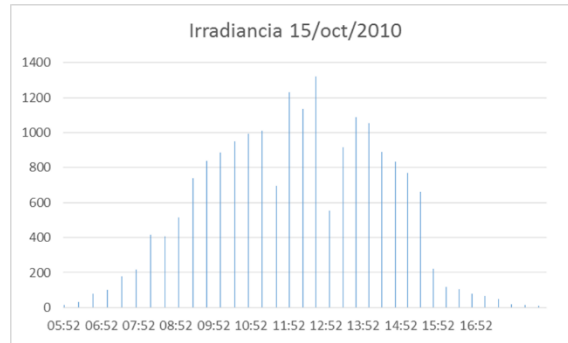


Gráfico 59.-Día de potencia máxima 2010.

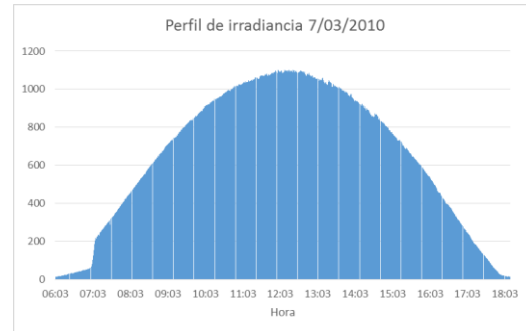
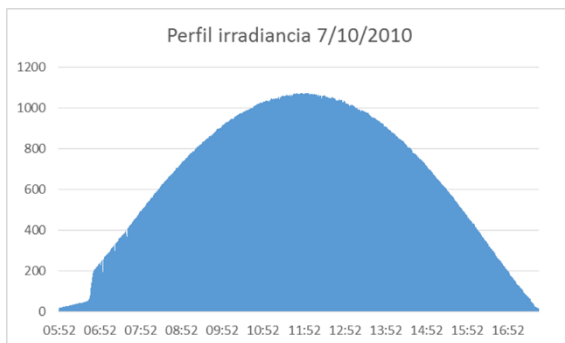


Gráfico 60.-Días de Maxima generación 2010.

Nuevamente los días de generación máxima presentan un perfil de muy baja nubosidad, en comparación con el día de potencia máxima. Al comparar la irradiación del día de máxima potencia (7347 KWh/m²) con el promedio de irradiación de los días de máxima generación, se obtiene tiene un 7.4% de incremento en la irradiación para los días de máxima generación. Este porcentaje no es muy confiable debido a que las muestras del día 15 de octubre corresponden a un intervalo de tiempo de 23 minutos razón por la cual el cálculo de radiación es bastante inexacto al compararlo con mediciones de los días 7 de marzo las cuales tienen intervalos de medición de 1 minuto.

4.8.5 AÑO 2011.

Inversor	Potencia Max			I medida	ISC (STC)*	Irradiancia	Temp
	Tecnología	Fecha	Pot AC (KW)	Pot DC (KW)	Amperios (DC)		Amperios (DC)
Policristalino 1	27-feb	2.81	3.16	9.98	7.86	1294	50
Policristalino 2	27-feb	2.80	-	N/A	7.86	1294	50
Policristalino 3	27-feb	2.79	3.16	9.87	7.86	1294	50
Amorfo 1	27-feb	2.78	3.01	12.93	10.71	1294	54
Amorfo 2	27-feb	2.81	3.10	12.99	10.71	1294	54
Amorfo 3	27-feb	2.76	2.92	12.83	10.71	1294	54
Monocristalino 1	27-feb	2.67	3.11	10.15	7.86	1294	46
Monocristalino 2	27-feb	2.72	3.14	10.02	7.86	1294	46
Monocristalino 3	27-feb	2.79	3.10	10.10	7.86	1294	46

Tabla 35.- Resumen de Potencias máximas y generaciones máximas 2011.

Inversor	Mes de Generación Máxima			Día de Generación Máxima			
	Tecnología	Mes	Energía (kWh)	HSP Prom Mes	Fecha	Energía (Kwh)	HSP
Policristalino 1	Marzo	459.42	6.75	22-mar	17.8	7.96	2.44
Policristalino 2	Marzo	447.73	6.75	22-mar	17.5	7.96	2.45
Policristalino 3	Marzo	449.41	6.75	22-mar	17.3	7.96	2.31
Amorfo 1	Marzo	421.29	6.75	22-mar	16.1	7.96	2.31
Amorfo 2	Marzo	423.53	6.75	18-mar	16.3	7.84	2.30
Amorfo 3	Marzo	414.97	6.75	22-mar	16.1	7.96	2.30
Monocristalino 1	Marzo	454.83	6.75	22-mar	17.6	7.96	2.37
Monocristalino 2	Marzo	463.96	6.75	22-mar	17.9	7.96	2.41
Monocristalino 3	Marzo	449.04	6.75	22-mar	17.3	7.96	2.43

Tabla 36.-Resumen de generaciones máximas 2011.

En la tabla 35 se observa que el 27 de febrero en todos los sub-generadores se ha sobrepasado la potencia máxima (DC) en STC. Y ha alcanzado valores entre 2.92 KWp y 3.16KWp en el lado de DC, mientras que en el lado de AC los valores rondan entre 2.67KW y 2.81 kW, también se observa que la corriente medida por el inversor (Imp) sobrepasa a la ISC en 21% para los policristalino, 17% en los amorfos y 22% en los monocristalinos.

Los valores de potencia máxima se registraron en el intervalo de las 11:30 am y las 11:45PM. Las temperaturas rondan entre 48°C y 51°C y aproximadamente la velocidad del viento promedio fue de 3 m/s en ese mismo intervalo.

Para este caso el valor máximo de irradiancia registrado fue de 1268 W/m² registrado a las 11:32 a.m. según la hora proporcionada por la estación meteorológica. Nuevamente se observa que el día de generación máxima (22-marzo) no se da el mismo día en el que se registró la potencia máxima (27-febrero), pero si el día de máxima generación vuelve a ser en el mes de marzo, mes de máxima generación.

La potencia del día de potencia máxima esta entre 11% y 13% arriba de la potencia de día máxima generación. La generación del día de máxima potencia es en promedio 13.94kWh esto corresponde a un 18% menos en comparación del día de máxima generación.

A continuación se muestran los perfiles de los días analizados en las tablas 35 y 36.

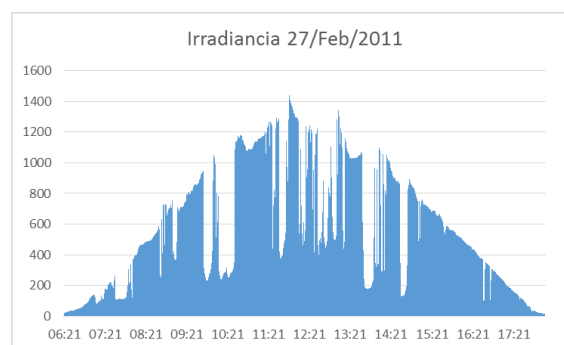


Gráfico 61.- Día de potencia máxima 2011.

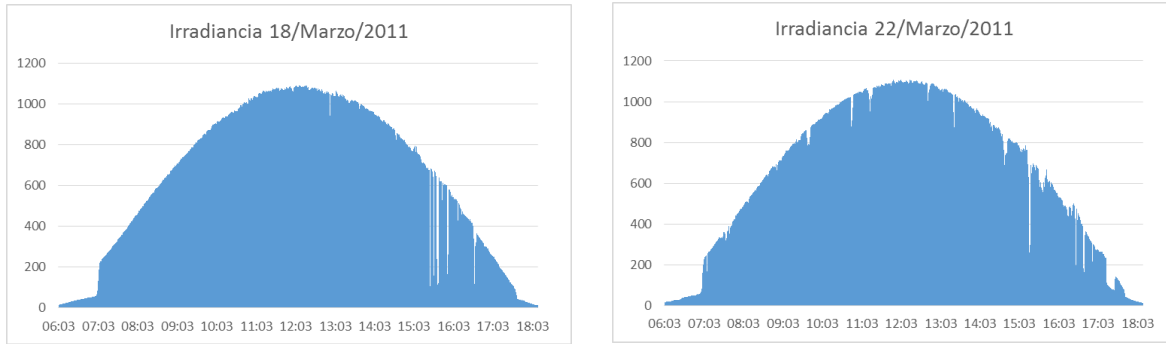


Gráfico 62.- Días de Maxima generación 2011.

Existen algunos meses en los cuales se percibe una disminución en las mediciones de irradiancia atribuida por la sombra que el edificio de gobernación proyecta sobre el piranómetro, por ejemplo este efecto se muestra en el perfil de irradiancia del día 18 marzo en el cual se evidencia que el efecto se percibe desde las 6:03 a.m. a las 7:05 a.m. Se realizó un procedimiento de cálculo para obtener un valor aproximado de la radiación que no se percibió por efecto de esta sombra; el resultado final fue de 128 Wh/m² esto representa el 2.4% de toda la radiación de ese día. Este valor puede ser mayor o menor dependiendo de la declinación del sol para el día que se analiza y afectara en meses diferentes a las cadenas número 3 de cada sub-generador.

4.8.6 AÑO 2012.

Inversor	Potencia Max			I medida	ISC (STC)*	Irradiancia	Temp de celda
	Tecnología	Fecha	Pot AC (kW)				
Policristalino 1	11-ago	2.58	3.02	9.39	7.86	1417	54
Policristalino 2	11-ago	2.60	-	-	7.86	1417	54
Policristalino 3	11-ago	2.59	3.04	9.24	7.86	1417	54
Amorfo 1	11-ago	2.45	2.83	11.78	10.71	1417	51
Amorfo 2	11-ago	2.46	2.86	12.09	10.71	1417	51
Amorfo 3	11-ago	2.44	2.82	11.75	10.71	1417	51
Monocristalino 1	11-ago	2.50	2.92	9.26	7.86	1417	52
Monocristalino 2	11-ago	2.62	3.05	9.37	7.86	1417	52
Monocristalino 3	11-ago	2.59	2.88	9.37	7.86	1417	52

Tabla 37.- Resumen de Potencias máximas 2012.

Inversor	Mes de Generación Máxima			Día de Generación Máxima			
	Tecnología	Mes	Energía (kWh)	HSP Prom Mes	Fecha	Energía (kWh)	HSP
Policristalino 1	Noviembre	456.03	6.81	08-mar	17.19	7.74	2.37
Policristalino 2	Marzo	435.52	6.81	08-mar	16.60	7.74	2.36
Policristalino 3	Marzo	436.35	6.81	08-mar	16.63	7.74	2.34
Amorfo 1	Marzo	405.57	6.81	08-mar	15.63	7.74	2.27
Amorfo 2	Marzo	410.28	6.81	08-mar	15.84	7.74	2.27
Amorfo 3	Noviembre	392.93	6.81	08-mar	15.46	7.74	2.21
Monocristalino 1	Marzo	442.15	6.81	08-mar	16.79	7.74	2.28
Monocristalino 2	Noviembre	456.51	6.81	08-mar	17.05	7.74	2.32
Monocristalino 3	Noviembre	434.79	6.81	05-dic	16.24	6.75	2.19

Tabla 38.-Resumen de generaciones máximas 2012.

Para este año el día de máxima potencia tiene los registros más altos de irradiancia en comparación con los años anteriores. Pero las potencias en el lado de AC no superan en ningún sub-generador las potencias máximas obtenidas en el 2011 las cuales fueron en promedio 8% mayores.

También se observa en este año una disminución en las horas sol pico del 2.8% con respecto al 2011 y las corrientes medidas en el lado de DC reflejan una disminución del 9% con respecto al año 2011, sin embargo siguen siendo mayores que la corriente de cortocircuito en condiciones Estándar de prueba.

Teóricamente los días de máxima generación se presentaran siempre en el mes de marzo esto debido a que la declinación de la tierra viene cambiando desde -8.09° (1marzo) y 3.62° (31 marzo); dentro de este intervalo de declinación, los valores de radiación directa serán mucho mejores a medida la declinación del sol coincida con la diferencia entre la latitud el Angulo de inclinación de los módulos, tomando en cuenta lo anterior no es de extrañarse que las producciones en este intervalo sean las más altas, esto puede ser afectado por los niveles de nubosidad que se tengan para estos días.

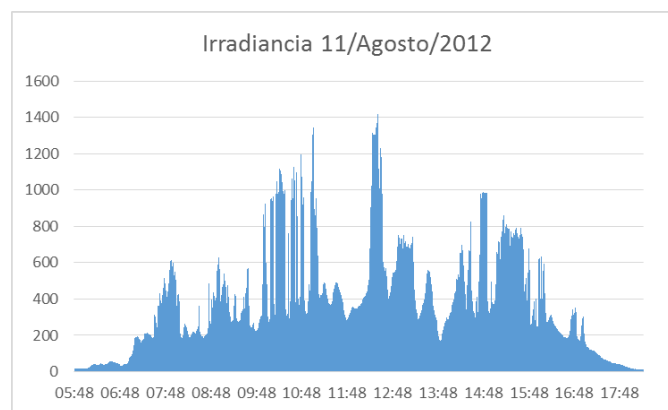


Gráfico 63.- Día de potencia máxima 2012.

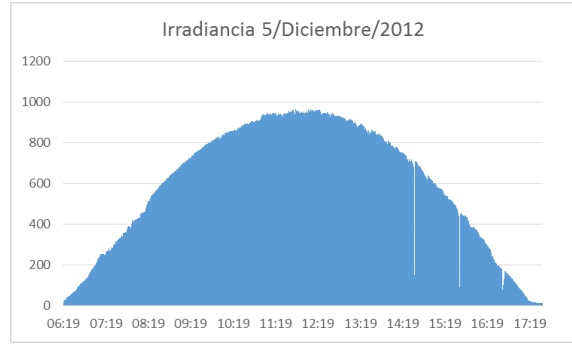
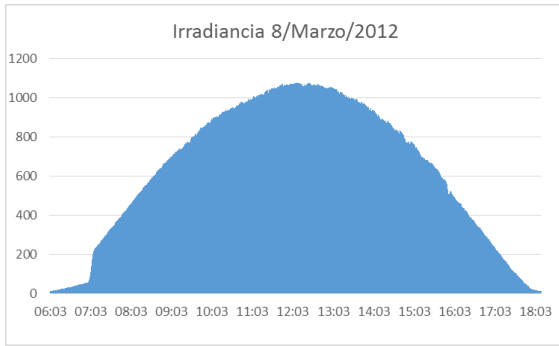


Gráfico 64.- Días de Maxima generación 2012.

Se observa que el día de máxima potencia nuevamente coincide con un día con mucha nubosidad y picos de radiación en las horas del mediodía, esta característica contribuye de cierta manera a que los módulos estén más fríos, y al momento de percibir un rayo de sol con altos niveles de irradiancia se generen las condiciones necesarias que provocan un pico de potencia.

4.8.7 AÑO 2013.

Inversor	Potencia Max			I medida	ISC (STC)*	Irradiancia	Temp de celda
	Tecnología	Fecha	Pot AC (kW)				
Policristalino 1	24-ene	2.44	2.68	8.07	7.86	1176	41
Policristalino 2	24-ene	2.43	-	N/A	7.86	1176	41
Policristalino 3	04-jun	2.46	2.68	8.50	7.86	1271	51
Amorfo 1	04-jun	2.34	2.55	11.04	10.71	1271	52
Amorfo 2	04-jun	2.36	2.56	11.15	10.71	1271	52
Amorfo 3	04-jun	2.31	2.50	10.78	10.71	1271	52
Monocristalino 1	22-sep	2.43	2.70	9.02	7.86	1241	47
Monocristalino 2	22-sep	2.55	2.87	9.13	7.86	1241	47
Monocristalino 3	04-jun	2.46	2.61	8.64	7.86	1271	46

Tabla 39.- Resumen de Potencias máximas 2013.

Inversor	Mes de Generación Máxima			Día de Generación Máxima			
	Tecnología	Mes	Energía (kWh)	HSP Prom Mes	Fecha	Energía (kWh)	HSP
Policristalino 1	Marzo	453.38	6.72	04-mar	17.07	7.65	2.35
Policristalino 2	Marzo	441.95	6.72	04-mar	16.57	7.65	2.35
Policristalino 3	Marzo	440.80	6.72	04-mar	16.61	7.65	2.34
Amorfo 1	Marzo	397.00	6.72	22-ago	15.24	7.69	2.14
Amorfo 2	Marzo	397.92	6.72	22-ago	15.31	7.69	2.15
Amorfo 3	Marzo	391.42	6.72	22-ago	15.04	7.69	2.13
Monocristalino 1	Marzo	450.13	6.72	08-mar	16.75	7.79	2.29
Monocristalino 2	Marzo	461.93	6.72	04-mar	17.17	7.65	2.34
Monocristalino 3	Marzo	435.97	6.72	04-mar	16.16	7.65	2.34

Tabla 40.-Resumen de generaciones máximas.2013

En este año se observa que los días de máxima potencia han sido variables, presentándose en los sub-generadores amorfos 1,2 y 3, monocristalino 3 y policristalino 3 el 4 de junio; para los sub-generadores restantes se presentan en diferentes fechas pero por un incremento no considerable (0.01% y 1.33%).

También se observa que los días de máxima generación (4-mar, 22ago y 8-mar) presentan altos niveles de Horas sol pico que rondan entre los 7.65 y 7.69 pero las potencias máximas de estos días de generación no superan en ningún caso el valor de potencia pico de las cadenas (2.73kWp).

Los perfiles de Radiación se muestran en las gráficas 65 y 66 en las que se evidencia para los días de máxima potencia que son días con alta nubosidad y valores altos de irradiancia.

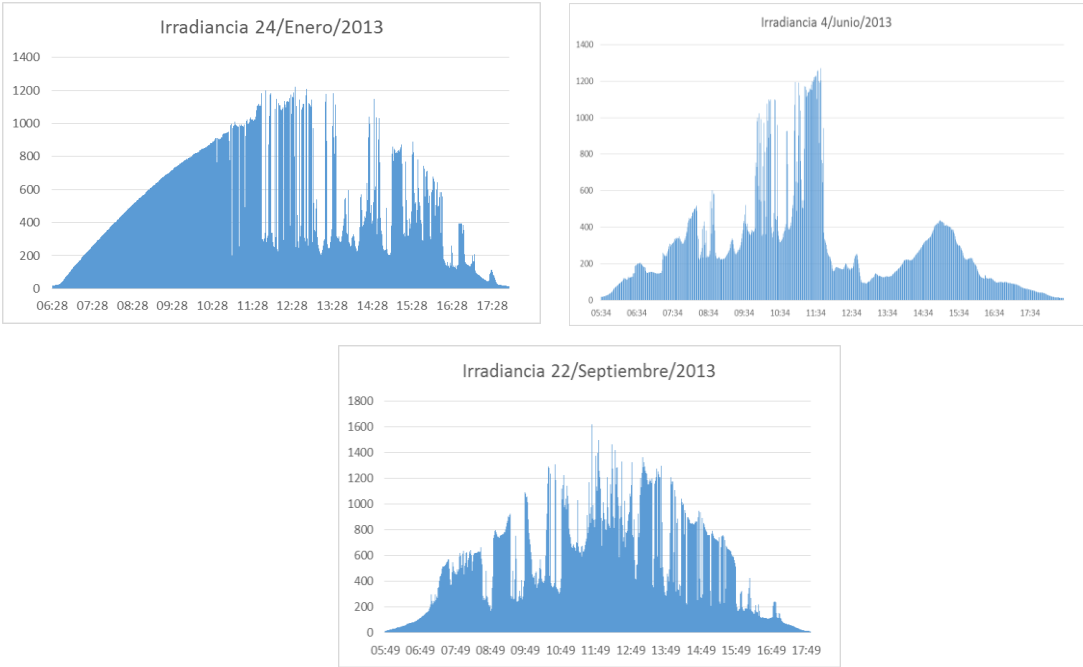


Gráfico 65.- Días de potencia máxima 2013.

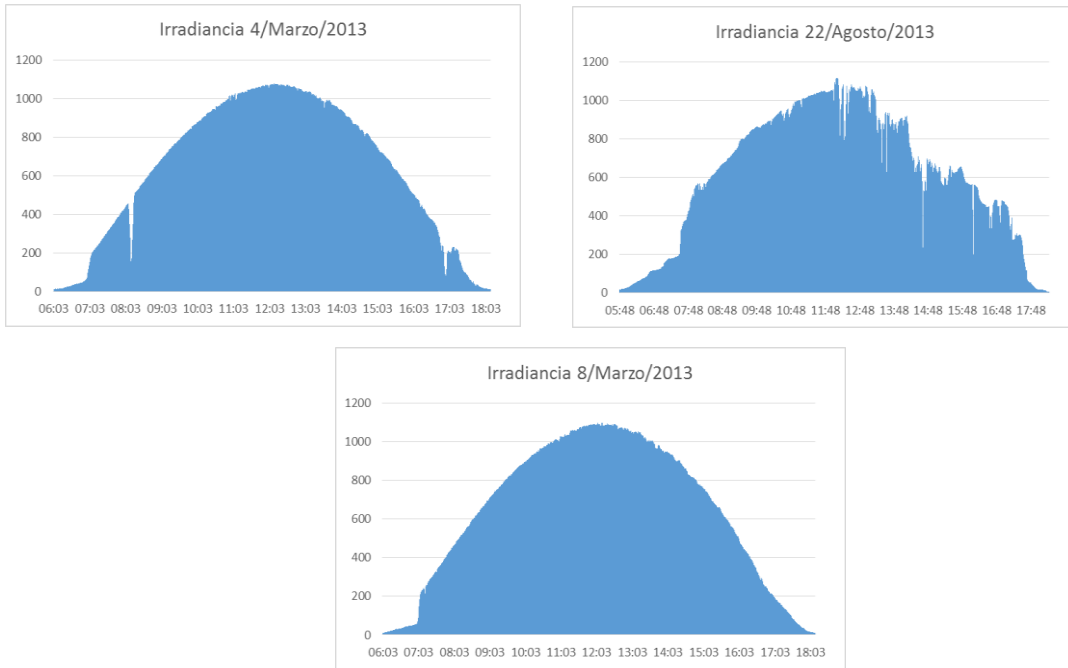


Gráfico 66.- Días de Maxima generación 2012.

En el gráfico 67. Se observa como varía el efecto de sombra en las primeras horas del día al comparar los perfiles de marzo con el de agosto.

4.8.8 FACTOR DE PLANTA.

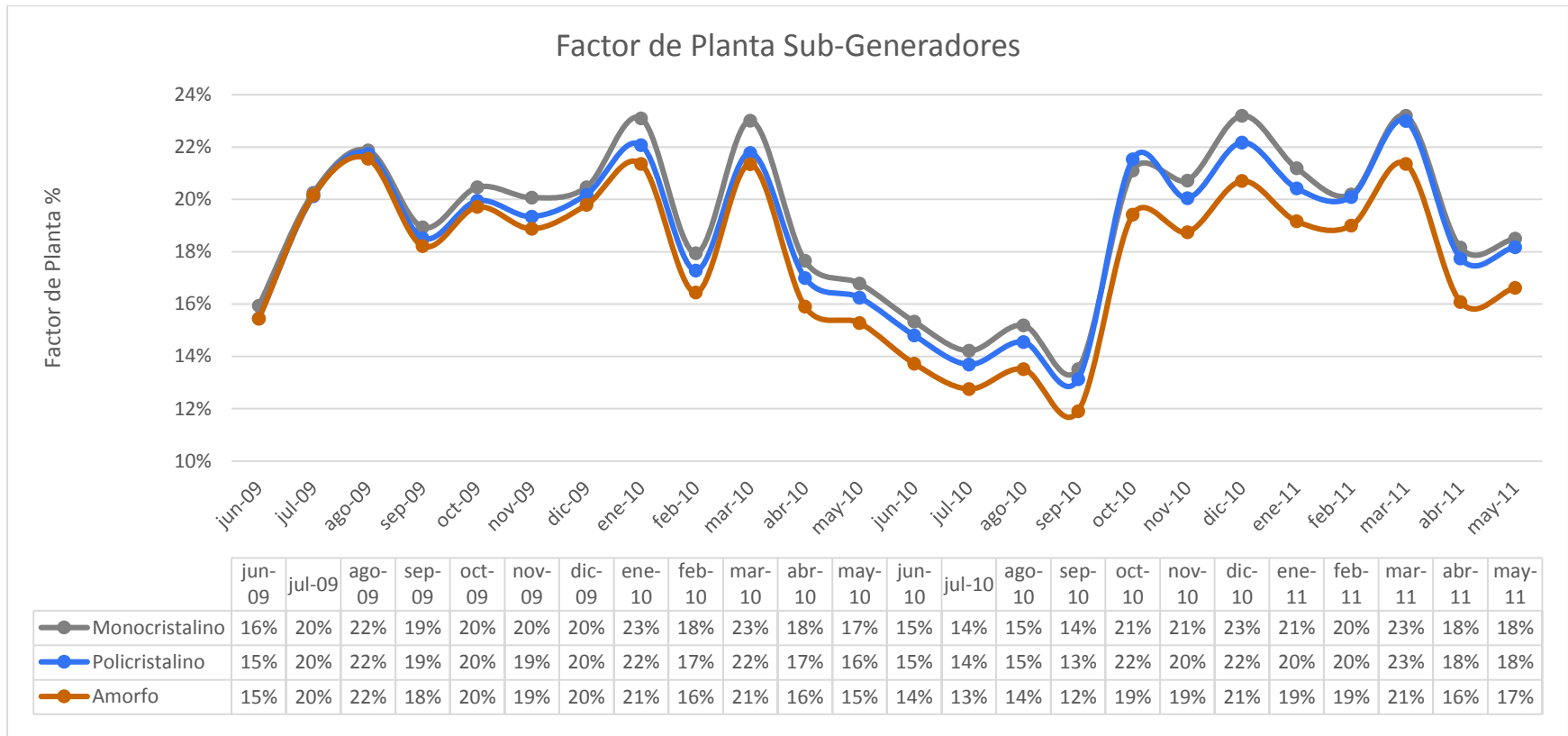


Gráfico 67.-Factor de Planta de por Tecnologías periodo jun-09-may11.

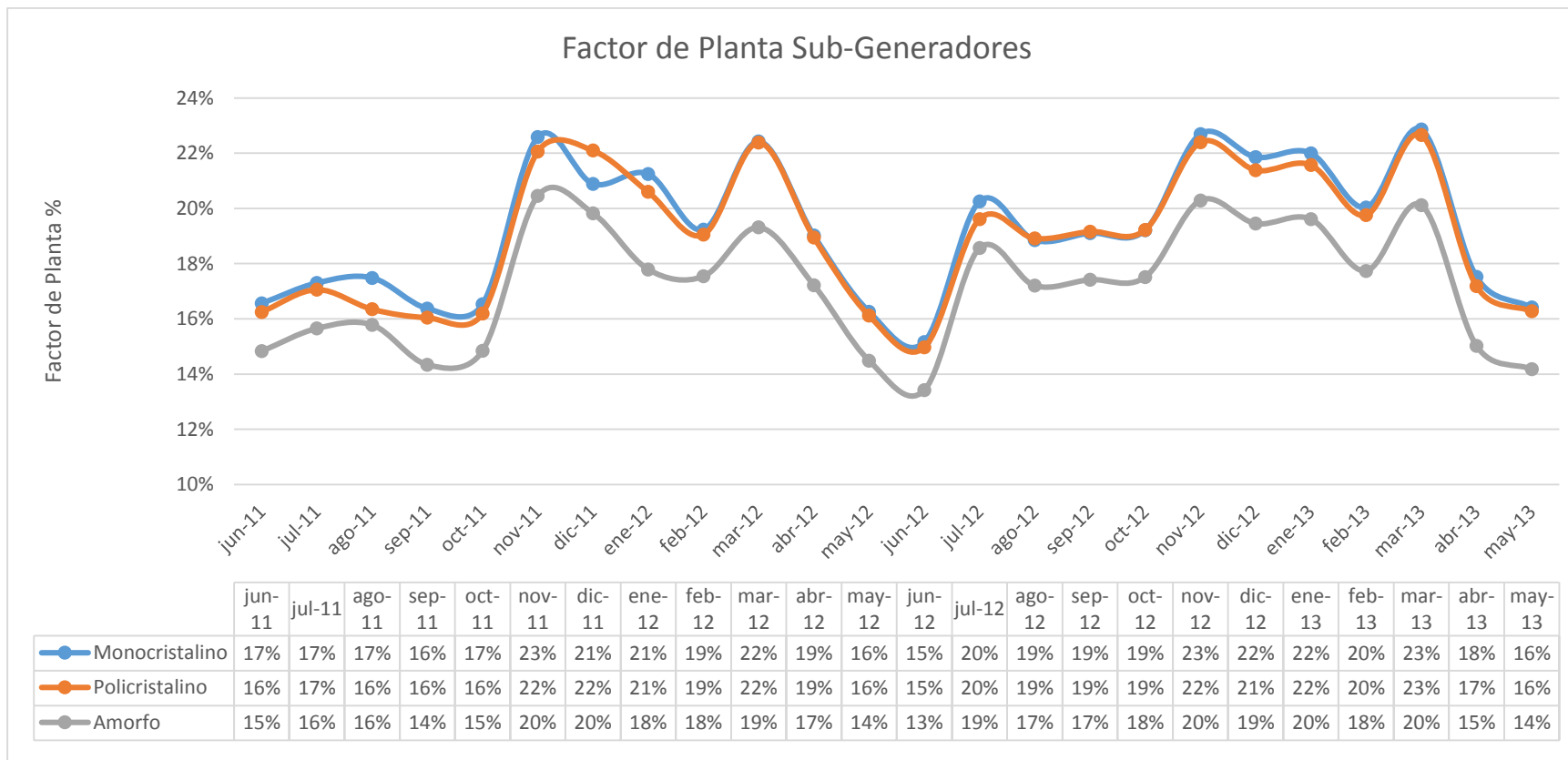


Gráfico 68.-Factor de planta por Tecnologías periodo jun11-may13.

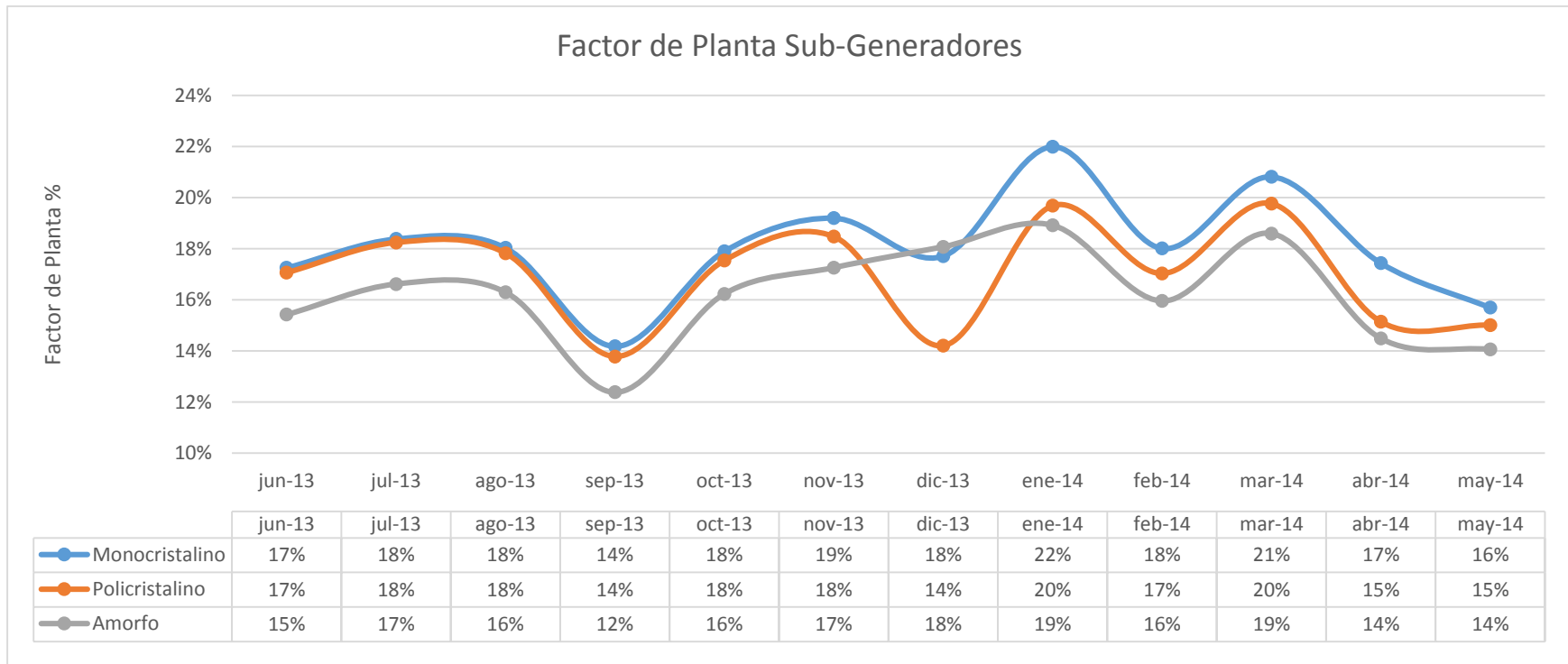


Gráfico 69.-Factor de Planta por Tecnologías periodo jun-13-may-14.

Como se aprecia en los gráficos del 67 al 69 que el factor de planta tiene un comportamiento igual al comportamiento del gráfico de producción. Esto debido a que el valor de energía producida mensualmente es afectado únicamente por constantes, al calcular este factor de planta. El comportamiento de los sub-generadores muestra como mínimo un factor de planta del 11% y máximo del 24% durante los cinco periodos. Mientras que el generador completo presenta un Fp entre el 13% y 23%. Siendo el promedio durante todos los años de operación del 18%

En la tabla 41 se muestra el factor de planta máximo mínimo y promedio por periodo (jun-May) para cada tecnología.

Periodo	FP Monocristalino			FP Policristalino			FP Amorfo		
	Máx	Mín	Prom	Máx	Mín	Prom	Máx	Mín	Prom
2009-2010	23%	16%	20%	22%	15%	19%	22%	15%	19%
2010-2011	23%	14%	19%	23%	13%	18%	21%	12%	17%
2011-2012	23%	16%	19%	22%	16%	19%	20%	14%	17%
2012-2013	23%	15%	20%	23%	15%	19%	20%	13%	18%
2013-2014	22%	14%	18%	20%	14%	17%	19%	12%	16%

Tabla 41.- Factor de planta máximo, mínimo y promedio por Periodo.

	2009	2010	2011	2012	2013
Máximo	22%	22%	23%	22%	22%
Mínimo	16%	13%	16%	15%	13%
Promedio	19%	18%	18%	19%	18%

Tabla 42.-Factores de planta por año.

La tecnología con mayor factor de planta promedio durante el intervalo de generación de junio 2009 a mayo 2014 ha sido la monocristalina con un 19% seguida por el policristalino y el amorfo con 18% y 17% respectivamente.

La tecnología de módulos monocristalino ha presentado factores de planta máximos de 23% en diferentes periodos al igual que la tecnología policristalina, mientras la tecnología de módulos amorfos ha presentado un factor de planta máximo de 22% únicamente en el primer año de operación.

Las condiciones de nubosidad y ocasionales rayos de sol que se presentan en horas del mediodía contribuyen a obtener momentáneamente potencias mucho mayores que las contempladas en las hojas de datos en condiciones estándar de prueba.

4.9 EVALUAR EL COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO, CON RESPECTO A LAS VARIABLES ATMOSFÉRICAS DE TEMPERATURA, VIENTO Y RADIACIÓN DIFUSA EN LOS DIFERENTES TIPOS DE TECNOLOGÍAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

El intercambio de calor con el medio ambiente, puede depender de varios factores como: temperatura ambiente, el viento, el coeficiente de transferencia de calor entre el módulo y el medio ambiente, y la conductividad térmica del cuerpo del módulo.

De esta manera se observa como el efecto de la radiación contribuirá al calentamiento de los módulos, por lo que se vuelve importante tener un buen intercambio de calor con el medio ambiente.

Para observar de una manera más directa el comportamiento de la temperatura ambiente y temperatura de la célula de todo un año en los módulos fotovoltaicos se hace uso del gráfico 70.

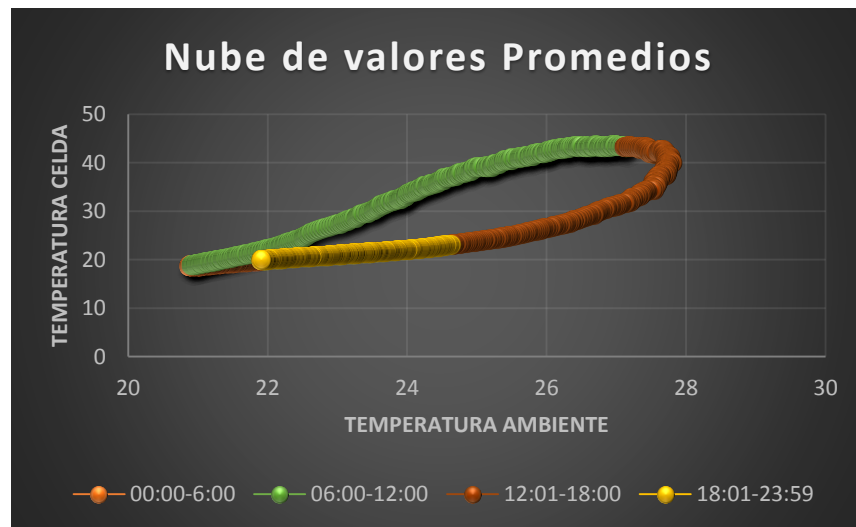


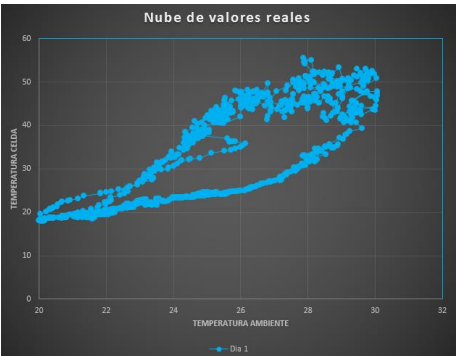
Gráfico 70.-. Promedio anual 2009 de temperaturas de celda y ambiente con franjas segmentadas.

La creación de este diagrama consiste en un gráfico de dispersión creado con la temperatura ambiente versus la temperatura de un módulo (Monocristalino para el ejemplo).

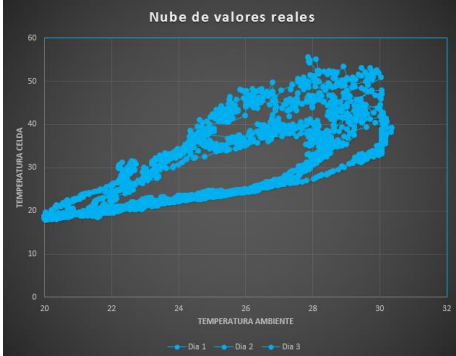
En el diagrama se muestra la tendencia que siguen los valores de temperatura en un intervalo de 24 horas. Realizada con valores promedios minuto a minuto durante todos los días del año 2009, lo que permite ver una suave tendencia del comportamiento de las temperaturas.

En el gráfico se observa como a medida la temperatura ambiente va en aumento también la temperatura de los módulos incrementa y se pueden observar los valores promedios máximos alcanzados para ambas temperatura.

En el grafico 71 se muestra cómo se va formando la nube de Temperaturas a medida que se incrementa el número de Días en el grafico (Realizada con valores medidos minuto a minuto).



A



B

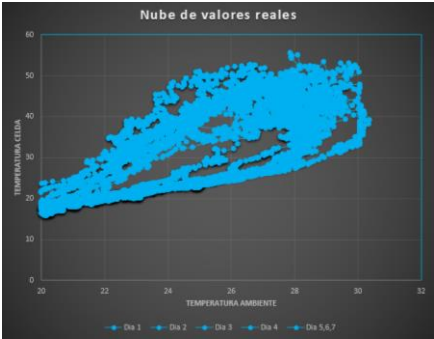


Gráfico 71.- Formación del gráfico de temperaturas con el avance de los días. A) Día 1, B) Día 1-3, C) Días 1-7

Se observa el desplazamiento día a día en los valores de temperaturas ambiente y temperatura del módulo fotovoltaico.

Como se puede verificar en las figuras del gráfico 71 los valores máximos y mínimos reflejados en el gráfico de nube varían a medida se incrementan los días graficados.

Al realizar este procedimiento para todos los días del año observaremos en la nube de temperaturas los valores máximos y mínimos alcanzados por la temperatura ambiente y temperatura del módulo.

Los gráficos nos permitirán evidenciar el comportamiento de las temperaturas ambiente y temperaturas de las celdas, El resumen de estos valores se presentan en las tablas 43 y 44 en donde se muestran solo valores de temperatura en las horas de funcionamiento de los generadores.

Temperatura de Modulo	2009		2010		2011		2012		2013	
	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
Sensor										
Monocristalino 1	56	12	59	13	60	14	59	13	59	14
Monocristalino 2	59	12	58	12	58	13	34	14	35	14
Policristalino 1	60	12	63	12	63	12	62	12	62	13
Policristalino 2	58	12	58	12	59	12	57	16	58	13
Amorfo 1	58	11	61	11	60	11	58	15	60	13
Amorfo 2	58	10	60	10	58	11	56	15	59	12

Tabla 43.-Tabla resumen de temperaturas de celda máximas y mínimas.

Temperatura Ambiente	2009		2010		2011		2012		2013	
	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
Sensor										
Ambiente	31	16	34	15	33	16	33	15	33	16

Tabla 44.- Tabla resumen de temperatura ambiente máximas y mínimas

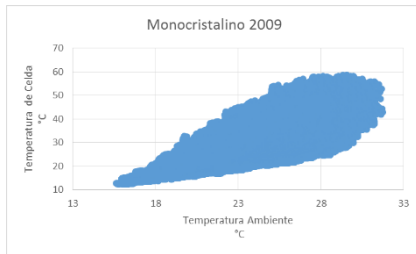
En la tabla 44 se observa que en promedio las temperaturas maximas de los MFV rondan los 57°C. y las minimas los 12°C.

Para el caso de la tecnologia de modulos monocristalinos, apartir del año 2012 se observa una diferencia 25°C entre ambas mediciones, esto es atribuido a que uno de los sensores se pespego del MFV (Sensor 1 ubicado en la cadena correspondiente al inversor 3) , esto se comprovo en una visita tecnica, pero al estar ubicados ambos sensores sobre la misma cadena se amortigua de cierta manera la perdida de datos de temperatura.

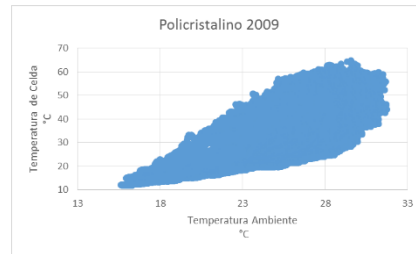
En la tecnologia de modulos policristalinos, se observan diferencias de temperaturaas maximas de 2°C en las mediciones de ambos sensores para el primer año de operación. pero se logra apreciar que existen diferencias de entre 4°C y 5°C para los siguientes años, estas diferencias de temperatura se dan en la cadena del inversor policristalino3. Según los planos como contruidos los sensores estan instalados en los modulos P38(Sensor TPP1) y P32 (Sensor TPP2) ambos modulos forman parte de la misma cadena y la diferencia es atribuida a un pequeño margen de sombra (aproximadamente 10 cm) que los arreglos de los paneles monocristalinos (M1-M13 y M27-M32), proyectan sobre los modulos policristalinos correspondientes a la cadena del inversor 2 (P14-P26) y sobre la mitad de los modulos correspondientes a la cadena del inversor 3 (P33-P39). Es por esta razon que existen diferencias entre el sensor TPP1(62-63°C) y el sensor TPP2(57-59°C).

En los modulos amorfos se observa que el promedio de valores maximos ronda los 59°C Las temperaturas minimas rondan entre 12 °C y los 14°C para los monocristalinos, entre los 12°C y los 16°C para los monocristalinos y para los amorfos entre los 10°C y los 15°C.

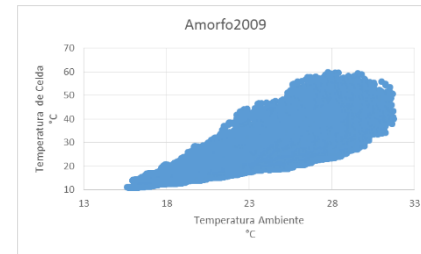
En el caso de las temperaturas ambientes, reflejan para todos los años en estudio, temperaturas maximas que van desde los 31°C hasta los 34°C y minimas que van desde los 15°C hasta los 16°C según se observa en el cuadro resumen de temperatura ambiente.



a)

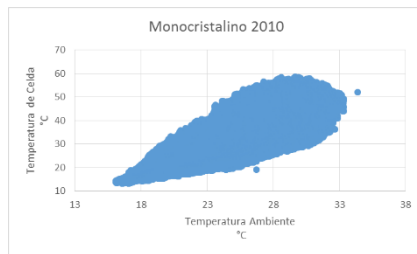


b)

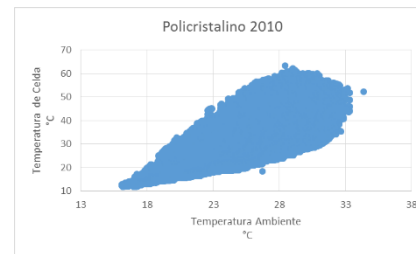


c)

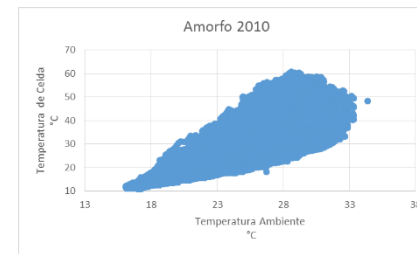
Gráfico 72.- Año(2009) Temperatura Ambiente Vrs Temperatura de Celda a) MonoCristalina, b)PoliCristalina y c)Amorfa



a)



B)



c)

Gráfico 73.- Año(2010) Temperatura Ambiente Vrs Temperatura de Celda a) MonoCristalina, b)PoliCristalina y c)Amorfa.

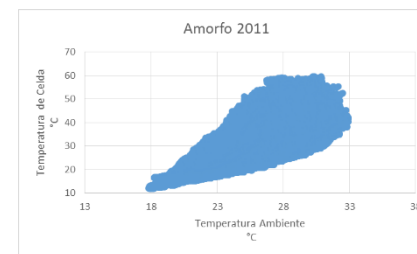
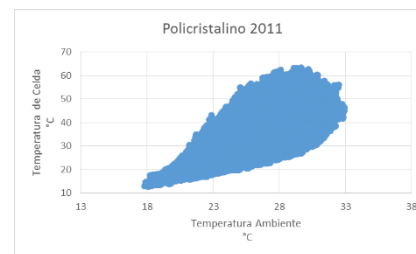
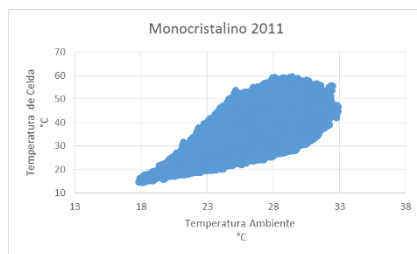


Gráfico 74.-Año(2011) Temperatura Ambiente Vrs Temperatura de Celda a) MonoCristalina, b)PoliCristalina y c)Amorfa.

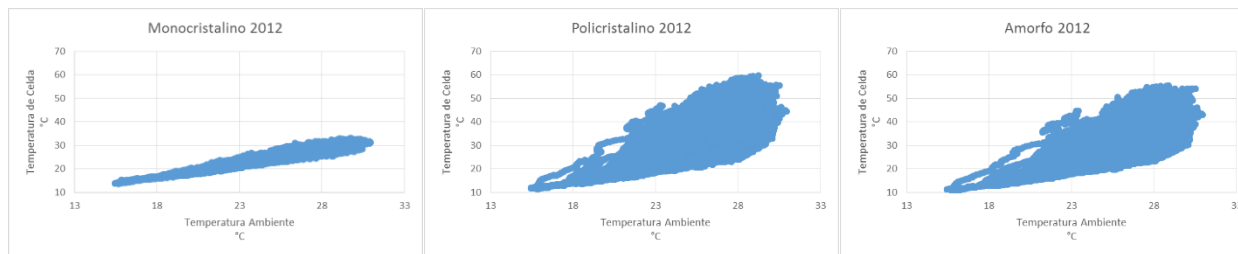


Gráfico 75.- Año(2012) Temperatura Ambiente Vrs Temperatura de Celda a) MonoCristalina, b)PoliCristalina y c)Amorfa.

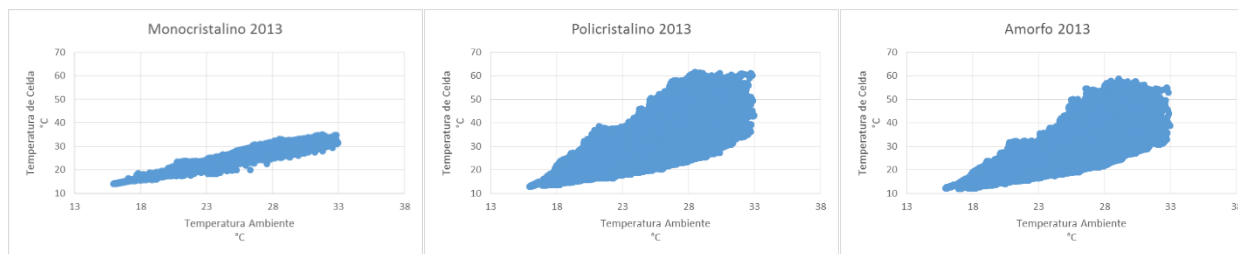


Gráfico 76.- Año(2013) Temperatura Ambiente Vrs Temperatura de Celda a) MonoCristalina, b)PoliCristalina y c)Amorfa.

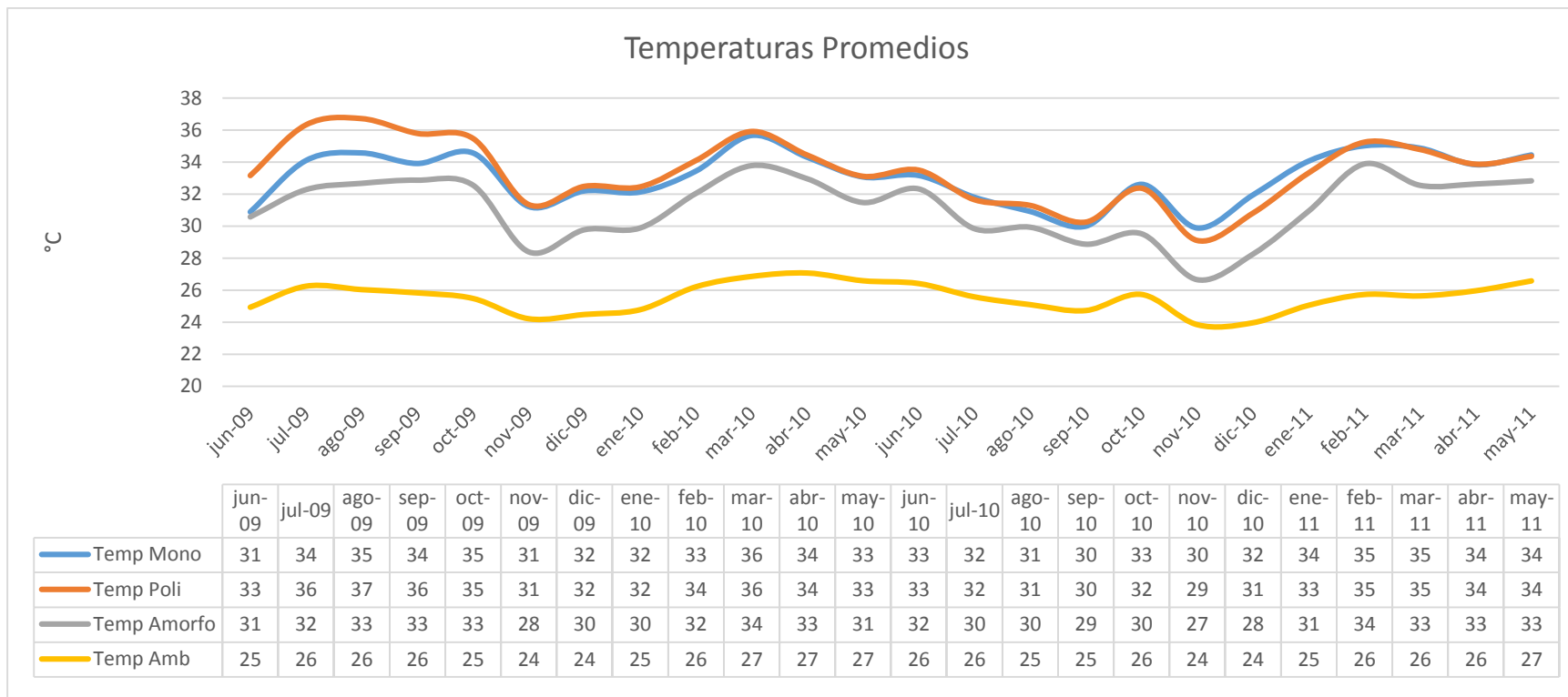


Gráfico 77.- Temperaturas Promedio periodo jun-09-may-11.

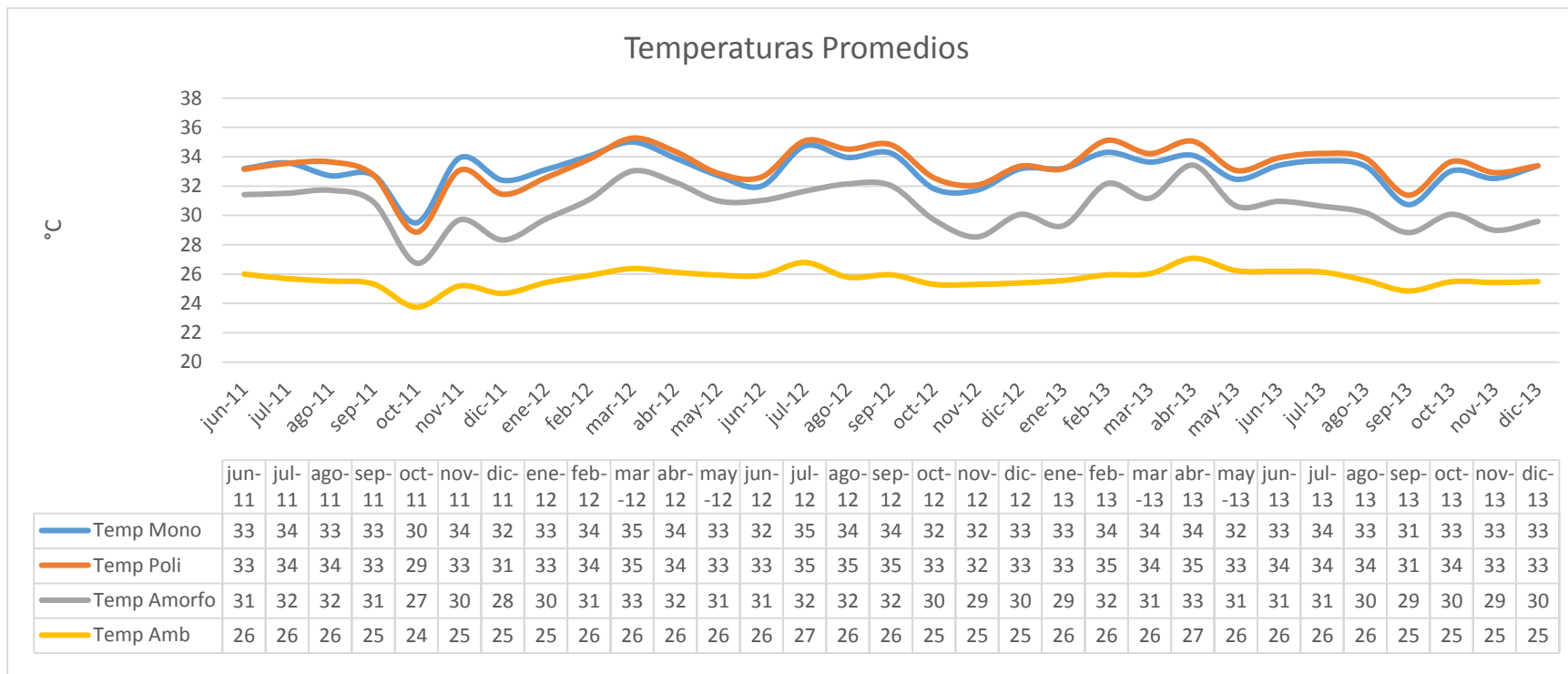


Gráfico 78.- Temperaturas Promedios periodo jun11-dic13.

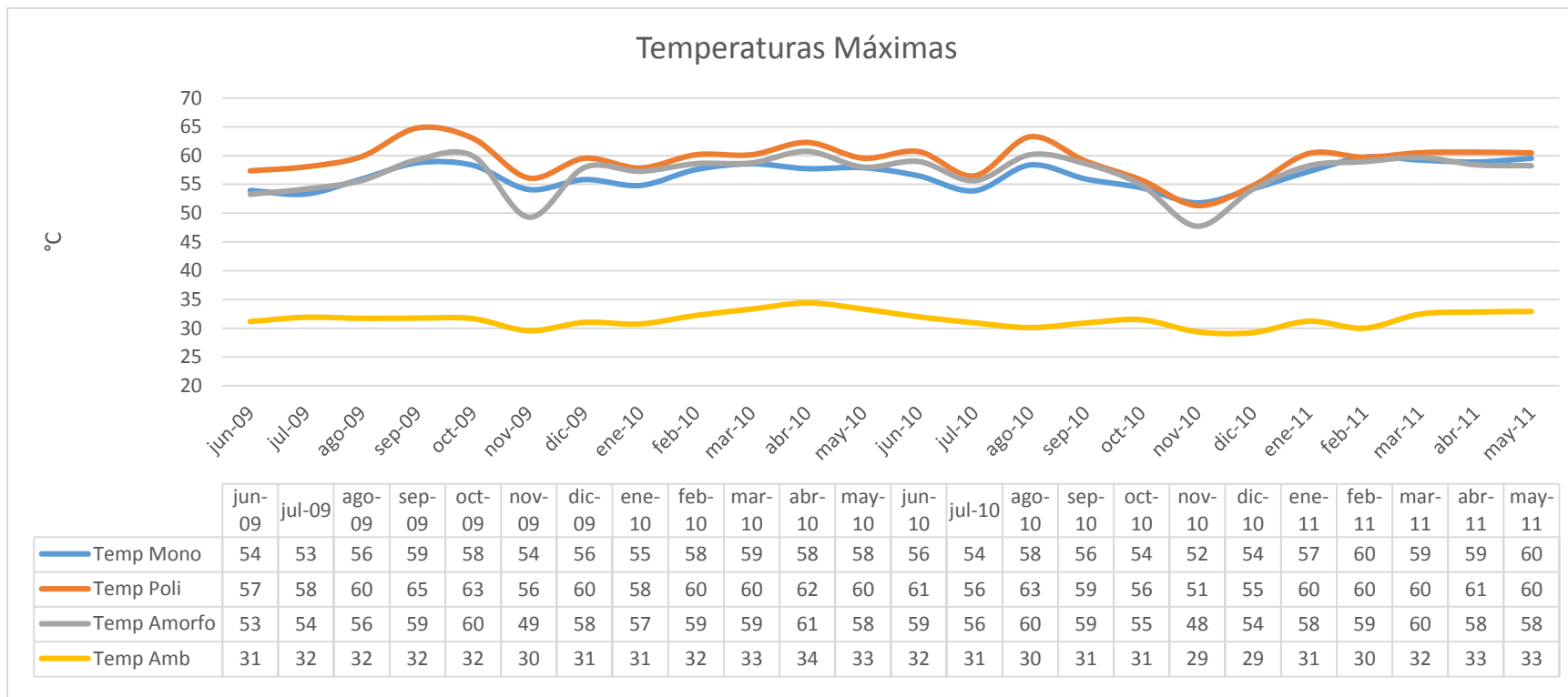


Gráfico 79.-Temperaturas Máximas periodo jun-09-may11.

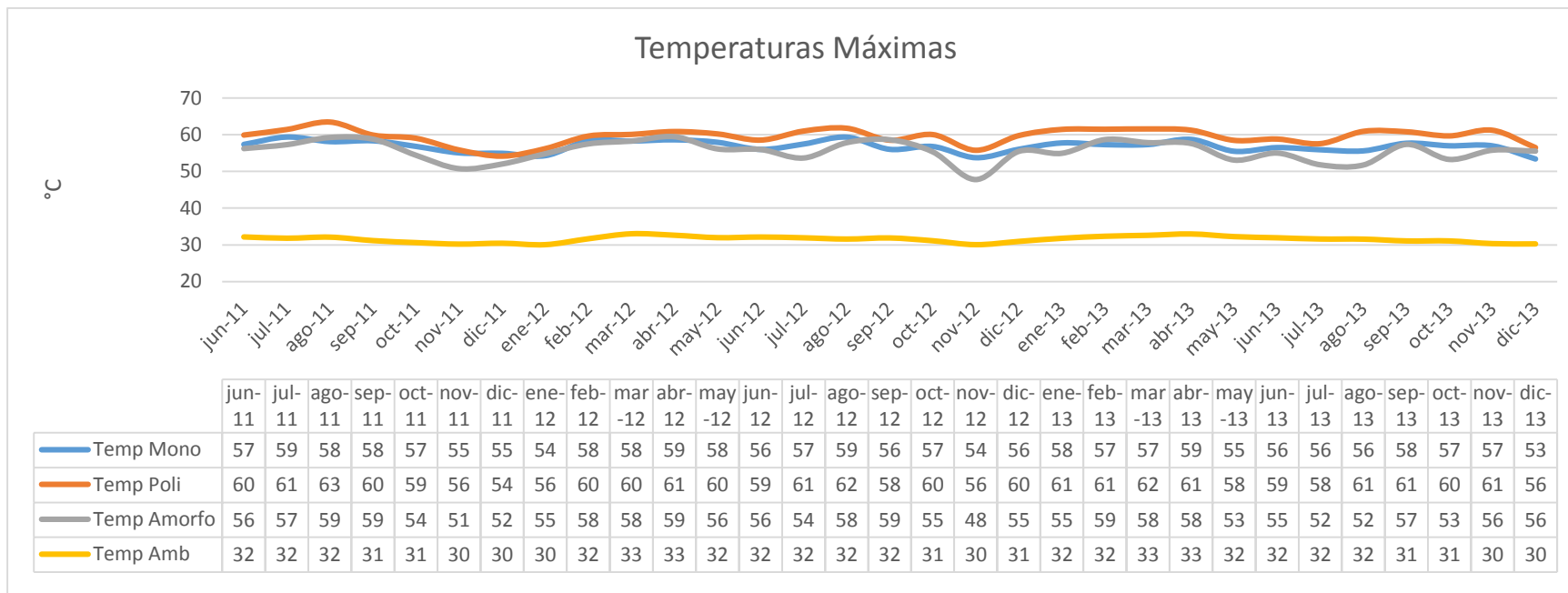


Gráfico 80.- Temperaturas Máximas periodo jun-11-dic-13.

Como se ha demostrado la potencia en un sistema fotovoltaico es variable y depende de condiciones como, la radiación solar incidente la temperatura, las condiciones de viento, la degradación de la celda etc. por tal razón en cada año o en cada periodo se estima tener diferentes niveles de potencia dependiendo de las condiciones meteorológicas del lugar en donde se encuentre instalado el sistema fotovoltaico.

Estas variaciones de potencia pueden ser perceptibles en la RED en la que se inyecte según el tipo de inversores con los que se esté operando. El comportamiento de la potencia puede observarse en los gráficos del 81 al 83, los cuales muestran los cuales muestran las potencias mensuales que se tienen en los diferentes años en estudio.

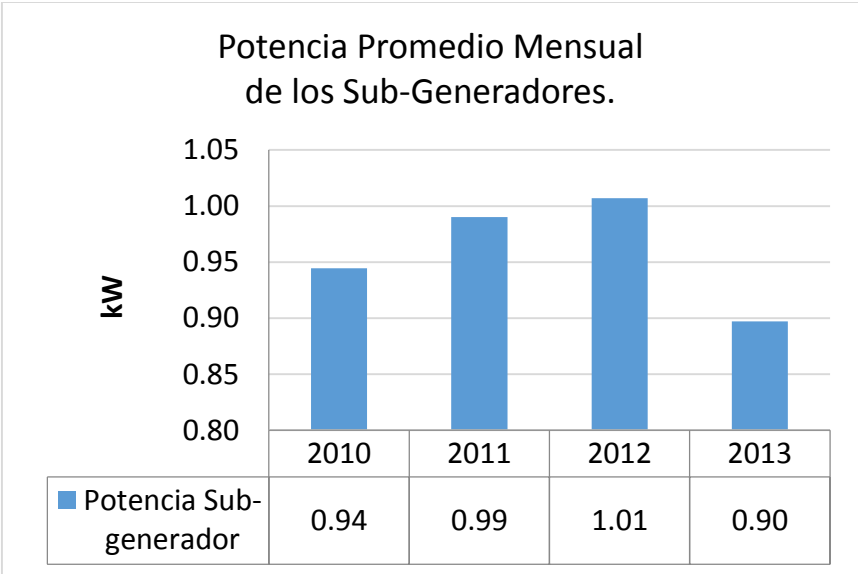


Gráfico 81.- Perfil de potencias promedio mensual en los Sub-generadores.

El grafico 81 y 82 muestra que el año con menor potencia promedio ha sido el 2013. Este valor histórico sirve en plantas grandes que inyecten en el mercado mayorista para estimar el cargo por potencia de este tipo de generadores según lo establecido en el ROBCP para los generadores de energía renovable no convencional.

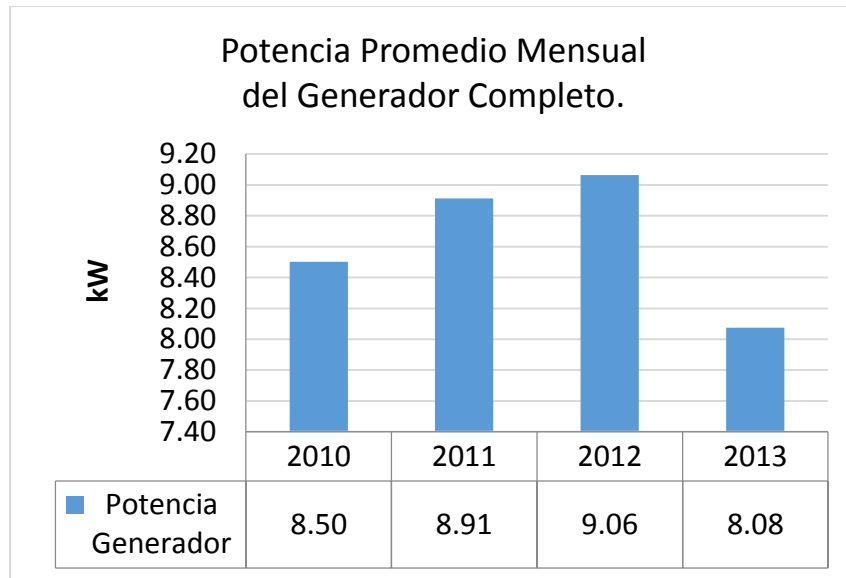


Gráfico 82.-Perfil de potencias promedio mensual en el generador completo.

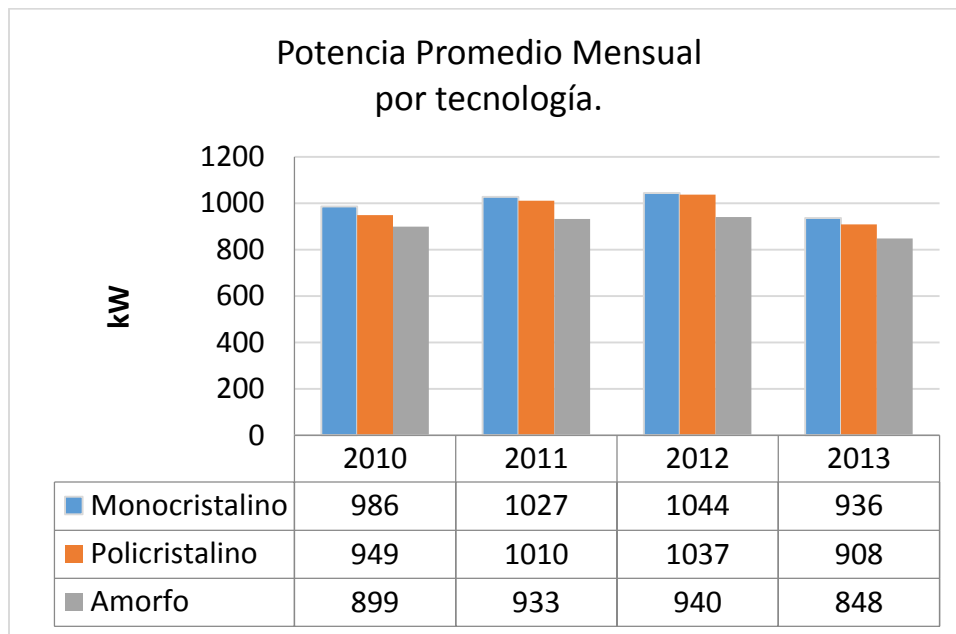


Gráfico 83.-Potencia Promedio Mensual por tecnología.

Conclusiones.

- Durante el periodo de junio 2009 a mayo de 2014 el funcionamiento del Sistema Fotovoltaico completo se caracterizó por tener índices de generación que oscilan entre los 1475 y 1657 KWh/KWp, mientras el valor promedio de los índices de producción en este mismo intervalo fue de 1576KWh/KWp.
- El máximo de Generación de energía por periodo fue de 40.7 MWh en el generador completo. Para el último (2013-2014) periodo se registra una disminución en la generación de energía eléctrica de 9%, con respecto al periodo de generación inicial. La tendencia de las producciones por periodo refleja que se tienen un decremento de 1.72% por periodo de operación y para el periodo veinte se estima una generación de 26.8 MWh.
- Las producciones de las tres tecnologías en estudio fueron: 67.2 MWh en los monocristalinos, 65.4MWh en los policristalinos y 61.0MWh en los amorfos, siendo la tecnología monocristalina la de mayor producción; mientras que las producciones de los policristalinos y amorfos están 2.7% y 9.3% respectivamente, bajo las producciones registradas de la tecnología monocristalina; estas diferencias son provocadas en el caso de los policristalinos por problemas de sombra y en el caso de los amorfos por una pronunciada degradación de las celdas.
- Los índices de producción de los sub-generadores han alcanzado máximos de hasta 1747 KWh/KWp anuales en la tecnología de módulos monocristalinos, 1718 KWh/KWp anuales en los policristalinos y 1631 KWh/KWp anuales en los amorfos,

valores que son más altos a los estimados por el software de SMA en Sunny portal²¹.

- Las producciones totales de los sub-generadores 1 de las tecnologías de módulos monocristalinos y policristalinos han sido iguales hasta el 31 de mayo de 2014 y aunque se sume la estimación de energía no generada en ambos sub-generadores la diferencia solo es de 0.35% entre ambos sub-generadores, por lo tanto la respuesta en producciones de estos dos sub-generadores de diferentes tecnologías son prácticamente iguales.
- En general la tendencia en la producción de la tecnología amorfa es 2.7 veces más pronunciada que la tecnología monocristalina y 1.6 veces más pronunciada que la policristalina, mientras que la tecnología policristalina tiene una tendencia a la baja 1.7 veces mayor que la tecnología monocristalina, por lo que se espera que las producciones a lo largo de la vida útil de los módulos sean la de los monocristalinos.
- Debido a la inclinación que posee el instrumento de medición (piranometro), se obtienen promedios máximos de irradiancia 7% más altos en los intervalos comprendidos de septiembre a abril de cada periodo y 6% menos durante los meses restantes. Los promedios anuales de valores máximos de irradiancia fueron 2.9% mayores en el plano inclinado con máximos de 770 W/m² a 15°, 751 W/m² a 0°.
- Al graficar los valores promedios de irradiancia en cada uno los periodos se observa que la tendencia de los valores promedios coincide con la tendencia de la producción. Lo que confirma que en los periodos 2 y 3 se obtuvieron valores promedios de irradiancia (462.5 W/m² y 462.7W/m² respectivamente) menores en

²¹ Yf Calculado = 1570 kWh/kWp. Este dato puede observarse en el perfil de planta en la página de Sunny Portal, para la instalación de CEL.

comparación con el primer y último periodo (478.9 W/m² y 488.4 W/m² respectivamente).

- Por medio de los graficos comparativos de irradiacion y produccion (Graficos 28 y 29) se demuestra que la producción de energía eléctrica está directamente ligada a la radiación incidente sobre los módulos fotovoltaicos. En donde las producciones del primer y Segundo periodo (40.7MWh y 40.1 MWh respectivamente) corresponden también a los periodos de mayor irradiación anual (2150kWh/m²/Año y 2142kWh/m²/Año respectivamente).
- En promedio, las eficiencias de las tecnologías de módulos monocristalinos y amorfos fueron de 9.95% y 5.87% respectivamente durante todo el periodo comprendido entre Agosto de 2009 y diciembre de 2013 esto refleja que la eficiencia se mantuvo 22.3% y 31.2% respectivamente bajo la eficiencia en condiciones estándar.
- En promedio, la eficiencia de la tecnología de módulos policristalinos fue de 9.78% durante todo el periodo comprendido entre Marzo de 2010 y Diciembre de 2013 esto refleja que la eficiencia se mantuvo 23.6% por debajo la eficiencia en condiciones estándar.
- Los efectos de sombra a los que han estado sometidos los sub-generadores 2 y 3 policristalinos, han ocasionado que la eficiencia de estos esté en promedio 2.5% y 2.7% por debajo de la eficiencia del policristalino 1 durante el 97 % del tiempo en el periodo comprendido entre Marzo de 2010 y diciembre de 2013.
- La época lluviosa que más afecto la producción ha sido la del 2010 en la que se registró una generación de 16.27MWh en el generador completo y la época lluviosa en la que se registró la mayor producción fue en 2012 con 18.77MWh,

esto refleja una diferencia máxima de 13% entre las producciones de la época lluviosa mayor y menor.

- La época seca con la menor producción fue la del 2011-2012 en la que se registró una generación de 20.91 MWh en el generador completo y la época seca en la que se registró la mayor producción fue en 2012-2013 con 22.04 MWh, esto refleja una diferencia máxima de 5% entre las producciones de una y otra época seca.
- Las producciones en épocas secas tienen una desviación estándar menor (0.46) que las condiciones en las épocas lluviosas (1.01) lo que significa que las producciones de energía en épocas lluviosas son en gran medida las que afectan la producción anual de energía eléctrica y las que modifican la tendencia de generación año con año.²²
- El sistema Fotovoltaico completo ha inyectado 193.6MWh en un total de 20,419 Horas este tiempo representa 97% de las horas totales de funcionamiento.
- En promedio el generador fotovoltaico tarda en iniciar la inyección de energía a la red, alrededor de 38 minutos; estos tiempos de inyección son variables y van desde 30 minutos como mínimo hasta 56 minutos como máximo dependiendo de la fecha y hora en que se alcancen los niveles mínimos de radiación necesarios para inyectar.
- El valor mínimo de irradiancia con el cual el generador comienza a inyectar es en promedio 41.4W/m² (2009-2013); estos niveles de generación suelen alcanzarse entre las 5:45 y las 6:45 dependiendo de la fecha en la que esté operando el sistema; por otra parte el sistema deja de operar entre las 17:30 y 18:30 horas; en

²²Se discriminó la última época seca ya faltan alrededor de 27 días para ajustarlo, estimar el valor de energía faltante en el registro para este último periodo (ver bitácora de fallas).

casos aislados el generador se ha desconectado entre 01:00 h- 1:30h en días con lluvias.

- El total de la energía no inyectada es de 785.71 KWh el cual representa un 0.4% de toda la energía Generada hasta mayo de 2014, este valor prácticamente no afecta el nivel de generación total del sistema durante todo el tiempo de funcionamiento.
- El 26% de los eventos de fallas adicionales presentados en las tablas 21-25 son debidos a disturbios provenientes de la red en la que inyectan los inversores; de las cuales se estima que se dejó de inyectar alrededor de 21:15 horas y los demás fallos fueron debidos a comunicación del web-box con el portal y problemas propios del portal de SMA.
- Los valores de radiación durante todo el periodo están en el rango de 116 - 211 KWh/m²/mes, en el plano inclinado y 125-203KWh/m²/mes, en el plano horizontal. Tal como se aprecia, estos rangos representan las variaciones de la irradiación mes con mes y son mayores en el plano inclinado en comparación con las variaciones del plano horizontal. Los rangos de variación incidente también se verán reflejados cada mes en las producciones de un sistema fotovoltaico inclinado 15° y aunque las condiciones de irradiación sobre el plano horizontal presente más estabilidad mes a mes; anualmente estas condiciones de irradiación son en promedio 3.6% menores que el plano inclinado.
- A pesar de que la generación de la producción de los SFV tiene la tendencia de reducir el nivel de producción con el paso del tiempo, los precios de la energía eléctrica tienen una tendencia al alza contribuyendo a que la tendencia de los ingresos vaya también en aumento; este caso se presenta claramente en los meses de marzo y julio de 2012, los cuales presentaron ingresos de \$ 821.50 y \$818 .35 respectivamente, aun cuando no han sido los mejores meses de generación durante todo el periodo.

- Los precios de la energía tienen una tendencia al alza de 5.84\$/MWh/Mes, mientras la producción disminuye 0.003MWh/Mes, lo que da como resultado un incremento en los ingresos de 1.99\$/MWh/Mes.
- La cantidad de horas sol pico promedio que se obtuvieron en el periodo de junio 2009 a mayo 2014, para el plano inclinado fue de 5.7 Horas mientras en el plano Horizontal fue de 5.5 Horas; también se alcanzaron valores máximos promedios de HPS de 6.8 en el plano inclinado y 6.6 en el plano horizontal; por lo tanto se considera que la radiación incidente en el plano inclinado será entre de 3.0% a 3.5% mayor que la del plano horizontal.
- Los factores de planta promedios por tecnología van desde 14%-23% para los monocristalinos, 14%-23% para los policristalinos y 12%-22% para los amorfos, siendo estos últimos los que tienen mayor variación; también durante todo el periodo de evaluación los valores máximos de factor de planta, se han presentado en los módulos monocristalinos y policristalinos durante varios periodos de tiempo, a diferencia de los amorfos en donde el máximo factor de planta, se presentó en el primer periodo de estudio (2009-2010) y periodo a periodo va disminuyendo sin reflejarse aumento debido al incremento de la radiación; por tanto se considera que las generaciones más estables a lo largo del tiempo de operación han sido la de los monocristalinos seguidos por los policristalinos.
- Las corrientes de operación máximas²³ de los arreglos han registrado alzas del 22% sobre la corriente de cortocircuito en condiciones estándar de prueba, estas alzas se registran ocasionalmente cuando las condiciones meteorológicas que influyen en la generación son favorables y las potencias máximas sobrepasan la potencia

²³ Véase tabla 32, fecha -febrero de 2011

pico instalada en periodos cortos de tiempo (15 minutos); para verificar estos valores se realizó la simulación de la respuesta del panel en las condiciones reales de operación, esta simulación arrojo valores que difieran en 2.5% de la medición por lo que se considera que estas alzas en las potencias son reales.

- Las condiciones de nubosidad y ocasionales rayos de sol que se presentan en horas del mediodía contribuyen a obtener momentáneamente potencias hasta 16% mayores que las contempladas en las hojas de datos en condiciones estándar de prueba.
- Se comprobó que la sombra proveniente del este, tiene una duración aproximada de 62 minutos, este tiempo causa una pérdida de irradiación de aproximada de 128Wh/m² específicamente calculada para el día 7 de octubre.
- El efecto de sombra al que están sometidos los módulos policristalinos 2 y 3 provoca que las celdas sombreadas se calienten aproximadamente 5°C más, adicionando calor a todo el módulo fotovoltaico, este sobrecalentamiento genero un envejecimiento prematuro de la celdas inferiores de los módulos policristalinos, y provoco que el sobrecalentamiento de estas celdas sea permanente aun cuando no esté bajo exposición constante de sombra, por tanto las perdidas en las producciones del policristalino 2 atribuidas a esta causa son aproximadamente de 3.3%.
- Las temperaturas máximas alcanzadas durante todo el periodo son en promedio de 60°C y las mínimas 11°C, estas temperaturas siguen el comportamiento de la radiación en donde las temperaturas son relativamente bajas al inicio del día y alcanzan sus máximos al medio; por tanto los valores máximos de voltaje se alcanzan en las primeras horas de funcionamiento del generador y las máximas corrientes cerca del mediodía.

Observaciones y Recomendaciones.

Las producciones de energía eléctrica dependen en gran medida de las condiciones de radiación en la zona de instalación, al observar el comportamiento de las producciones durante todo el tiempo en estudio se observa que la tendencia final de la producción ha sido a la baja.

En el grafico 3 de producciones por periodo, se evidencia que las producciones del periodo 4 han sido muy cercanas a las producciones del periodo inicial y posteriormente en los periodos 2 y 5 han vuelto a caído cerca del 8%, por lo que es muy posible que cada 3 años las producciones tengan un incremento con respecto al año anterior, este ciclo solo puede ser comprobado al contar con dos periodos más de mediciones.

El análisis del generador completo se vuelve complicado si se pretende obtener valores precisos de producción de energía eléctrica en general, o un comportamiento que describa a un sistema fotovoltaico, ya que dentro de todo el análisis están contempladas tres diferentes tecnologías en donde cada una ha tenido un comportamiento diferente.

Dentro de todo el análisis de producción están contempladas tres diferentes tecnologías, en donde cada una ha tenido un comportamiento diferente durante cada mes del año, aun siendo de la misma tecnología, por lo que si se desea establecer una comparación de las producciones de energía entre las tres tecnologías, es mejor realizarlas a partir de los sub-generadores Monocristalino 1, Policristalino 1 y Amorfo 1 o 2, debido a que son los que presentan mejores condiciones para establecer una comparación.

Al analizar las respuestas de las diferentes tecnologías se observa que cada uno de los 3 sub-generadores que corresponden a cada tecnología de módulos, ha tenido un comportamiento diferente y las producciones han sido afectadas por diferentes motivos que se describen a lo largo del documento, razón por la cual si se pretende realizar una comparación entre las producciones de diferentes tecnologías, se debe de tomar en cuenta estos aspectos y se recomienda que para dicha comparación sean analizados los

datos de los sub-generadores 1 de cada tecnología, debido a que estos son los que han presentado menor número de fallas ó incidentes adicionales.

EL comportamiento de la irradiación mensual es muy similar al de los valores promedios en donde siempre se observa que en los meses de abril y septiembre las concavidades de la irradiación inclinada y horizontal cambian por efecto de la declinación de la tierra en estos meses.

Se observó en la mayoría de los días de los cinco periodos en estudio que los valores máximos de irradiancia sobrepasan los $1000\text{W}/\text{m}^2$ (medidos por la estación meteorológica) han alcanzado valores máximos entre 1300 y $1500\text{W}/\text{m}^2$, valores que han provocado corrientes superiores a las condiciones estándar de prueba, dejando en evidencia que las corrientes de operación pueden ser mayores que la ISC de la cadena.

De las curvas de radiacion minima mensual de cada año se calculo el minimo de Irradiación promedio anual, el cual es de $640\text{KWh}/\text{m}^2/\text{Año}$, con una desviacion estandar de $62.54\text{KWh}/\text{m}^2/\text{Año}$; este valor se calculo unicamente para establecer una referencia minima o extrema basada en los perfiles minimos de radiacion de cada mes.

Se observa que en el mes de septiembre hay un punto de cruce en donde la irradiancia en el plano inclinado es muy similar a la irradiancia en el plano horizontal y posterior mente las concavidades cambian en ambos planos; este comportamiento es normal debido y se debe la declinación de la tierra para los primeros días de ese mes en específico; este comportamiento también se evidencia en el mes de abril.

Los sub-generadores monocristalinos son conocidos como módulos más eficientes y a pesar de que las eficiencias en STC sean iguales para los módulos policristalinos, 12.8% (en modulo), las eficiencias de las celdas son 0.4% mayores en los monocristalinos en comparación con los módulos policristalinos. En condiciones reales de operación esta diferencia entre las eficiencias de los módulos monocristalinos y policristalinos se refleja hasta en un máximo de un 0.2% .

Los cálculos de baja eficiencia se respaldan con el cuadro resumen de temperaturas máximas para los sensores poli1 y poli2, en donde el sensor identificado como TPP1 siempre está entre 4.3-5.11°C arriba de la medición del sensor TPP2 en el periodo del 2010-2013, por tanto se evidencia cómo el incremento de la temperatura causa una caída de la eficiencia en los módulos.

Los cálculos de eficiencia están en función de la potencia promedio durante cada mes de operaciones, razón por la cual las eficiencias de las tres tecnologías tienen variaciones unas con otras y también difieren en sub-generadores la misma tecnología, estas diferencias se atribuyen a las ubicaciones en las cadenas de cada sub-generador y a las diferencias de temperaturas que presentan cada cadena de módulos.

En la época seca 2013-2014 se observa que hay una caída brusca en la producción de aproximadamente 17%, esta anomalía en el gráfico es atribuida a que en esa época existen alrededor de 27 días de mediciones faltantes en el registro de Sunny Portal, por tanto es conveniente aislar ese dato para efectos de interpretación del gráfico.²⁴

En el gráfico 32 que refleja el comportamiento de las producciones en las épocas secas y lluviosas. Se observa que a partir de las épocas lluviosas del 2010 hasta el 2012, las producciones tuvieron una tendencia al alza lo que significa que las condiciones de lluvia o de días nublados fueron menores en los horarios de producción durante estas épocas y las producciones más bajas corresponden a las épocas lluviosas 2010 y 2013.

En la gráfica 33 se observa como las producciones tanto en época seca como en época lluviosa de la tecnología de módulos amorfos tiende a alejarse más de las producciones de las otras tecnologías, esto es atribuido a que la degradación en una celda amorfa teóricamente es mayor que la que presenta las otras tecnologías.

El modelado de sistemas de generación del orden de los MWp se vuelve indispensable, a fin de garantizar una respuesta adecuada ante una posible falla de 100ms, permitiendo una adecuada recuperación de potencia activa en la red.

²⁴ Consultar Bitácora de fallas.

Realizar un estudio de calidad de energía que permita conocer las frecuencias y tiempos de interrupciones en la red de distribución, con el fin de hacer más sólido el análisis de fallas en este tipo de sistemas y tener una idea más amplia de lo que este tipo de fallas pueden provocar en sistemas de gran potencia. La instalación permanente de un equipo analizador de redes es una buena alternativa para un mejor registro de eventos y causas de falla del sistema.

Para el análisis de sistemas de gran potencia se recomienda utilizar un software de simulación que contenga los modelos de cada inversor y en donde se tome en cuenta las respuestas que los generadores tendrán ante todas las variables que afectan este tipo de generación de energía eléctrica.

Teóricamente los días de máxima generación se presentaran siempre en el mes de marzo esto debido a que la declinación de la tierra viene cambiando desde -8.09° (1marzo) y 3.62° (31 marzo); dentro de este intervalo, los valores de radiación directa serán mucho mejores a medida la declinación del sol coincida con la diferencia entre la "latitud" y el "Angulo de inclinación" de los módulos, tomando en cuenta lo anterior las producciones en este intervalo de tiempo son las más altas, esto puede ser afectado en algunos casos por nubes dispersas que se tengan para estos días, mientras tanto los días de máxima potencia se presentan en días dispersos en los que las condiciones de enfriamiento de los módulos son favorables y un rayo de sol ocasional con altos niveles de irradiancia proporcionan las condiciones necesarias para obtener estos picos de potencia

Las condiciones de nubosidad y ocasionales rayos de sol que se presentan en horas del mediodía contribuyen a obtener momentáneamente potencias mucho mayores que las contempladas en las hojas de datos en condiciones estándar de prueba.

Para el 7 de octubre la sombra proveniente del este, tiene una duración aproximada de 62 minutos, este tiempo causa una pérdida de irradiación incidente aproximada de 128Wh/m^2 específicamente calculada para ese día, esto representa un 2.4% de la irradiación total del día

Si bien es cierto que la sombra Sur solo se proyecta sobre la mitad de los módulos del arreglo3 también durante los meses de mayo, junio, julio y una fracción de agosto este arreglo, presenta sombra proveniente del ESTE (edificio de gobernación) lo que hace que su eficiencia promedio se acerque a la eficiencia del arreglo2 en estos meses.

Se recomienda reubicar los sensores de temperatura de cada tecnología con el fin de obtener un registro de temperatura que involucre directamente a los sub-generadores 1 y 2 de cada tecnología.

BIBLIOGRAFÍA.

- [1] (Primer Celda Fotovoltaica. Energía Solar) [Online] Disponible:
<http://www.energiasolar.mx/inventos/historia-energia-solar.html> y
- [2] (Energía solar PV Education) [Online] Disponible:
<http://www.pveducation.org/pvcdrom>
- [3] (Propiedades de la Luz, PV Education) [ONLINE] DISPONIBLE:
<http://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/properties-of-light>
- [4] (Celda Solar Generalidades.) [ONLINE] Disponible:
<http://www.energiza.org/solar-fotovoltaica/22-solar-fotovoltaica/624-historia-de-la-energia-solar-fotovoltaica>
- [5] Planck M. Distribution of energy in the normal spectrum. Verhandlungen der Deutschen Physikalischen Gesellschaft. 1900 ;2:237-245.
- [6]<http://dictionary.reference.com/browse/quanta>
- [7] Einstein A. Generation and transformation of light. Annalen der Physik. 1905 ;17.
- [8](Propiedades de la LUZ, Flujo de fotones) [Online] Disponible:
<http://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/photon-flux>
- [9](Materiales Semiconductores, PV education) [Online] Disponible:
<http://www.pveducation.org/pvcdrom/pn-junction/semiconductor-materials>
- [10] (Estructura de los semiconductores) [Online] Disponible:
<http://www.pveducation.org/pvcdrom/pn-junction/semiconductor-structure>.
- [11] (Semiconductores Extrinsecos) [Online] Disponible:
http://www.sc.ehu.es/sbweb/electronica/elec_basica/tema2/Paginas/Pagina6.htm

[12] Solar Energy Course, Universidad de Delftx Holanda, Profesor: Arno Smets. Plataforma EDX Course.

[13] (PVEDUCATION.ORG Publicaciones 2013.) [Online] Disponible: <http://www.pveducation.org/>

[14] Ministerio de Medio Ambiente y Recursos naturales. La posición del sol en El salvador. San salvador julio 1972, modelos matemáticos. El salvador. Ministerio de Agricultura y Ganadería. Dirección General de Recursos Naturales Renovables. Servicio Meteorológico Nacional de el Salvador.

[15](Calculo de salida y puesta del Sol, SNET 1972)[Online] Disponible: <http://portafolio.snet.gob.sv/digitalizacion/pdf/spa/doc00160/doc00160.htm>

[16] Optimización del Índice de Producción Final Yf de una instalación solar fotovoltaica, Para un inversor y emplazamiento dados, Universidad de Zaragoza, septiembre 2012, Dña. Elena Lázaro, Campo.

[17] Clases unidad 3 Sistemas Fotovoltaicos 2013-2014 Universidad de El Salvador Ing. Jorge Alberto Zetino Chicas.

[18](Meteorología El Salvador latitud 13°-14° y longitud 89°-90°; NASA) [ONLINE] Disponible: https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?&num=091104&lat=13.7&hgt=100&submit=Submit&veg=17&sitelev=&email=skip@larc.nasa.gov&p=grid_id&p=swv_dwncook&p=ret_tlt0&step=2&lon=-89.19

[19] (Piranometro Kipp Zonen. Series CMP y CMA) [Online] Disponible: <http://www.kippzonen.com/>

[20] Sunny portal SMA Solar Technology, Usuario CEL [Online] Disponible:

<http://www.sunnyportal.com/Templates/PublicPageOverview.aspx?plant=237abd6b-e637-42fd-9995-6dca6f03bd22&splang=>

[20] Analisis de factores que influyen en la pérdida de potencia de módulos fotovoltaicos de si monocristalino. Conferencias latino americana de energía solar Simposio Peruano 2010. Maria Teresa Larocca, Carlos Alberto Cadena. Instituto de Investigacion en Energías no convencionales, Facultad de Ciencias Exactas- Departamento de Física Universidad Nacional de Salta. [Online] Disponible: http://www.google.com/sv/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CBsQFjAA&url=http%3A%2F%2Fperusolar.org%2F17-spes-ponencias%2F03-ConversionFotovoltaica%2FMonteroLaroccaMariaTeresa%2FMontero_Larocca_Maria_Teresa.pdf&ei=ydwHVPqZKszKggSspoKQAQ&usg=AFQjCNGa_CoNtitPRAWdSFU_wlJsb4yWoA&bvm=bv.74649129,d.eXY

[21] Degradacion de modulos fotovoltaicos de silicio Cristalino tras 12 Años de Operación en España. Mario Sidrach de Cardona
Paula Sanchez-Friera, Michel Piliouguine, Javir Pelaez,Jesus Carretero, Llanos Mora Lopez.[Online] Disponible: http://www.google.com/sv/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=0CCMQFjAB&url=http%3A%2F%2Fperusolar.org%2F17-spes-taller-2%2FSidrach_Mariano%2FSidrach_mariano.pdf&ei=ydwHVPqZKszKggSspoKQAQ&usg=AFQjCNEZhmrdSWjPAvxO5hjYGYAZbBuEg&bvm=bv.74649129,d.eXY

ANEXOS.

Anexo A

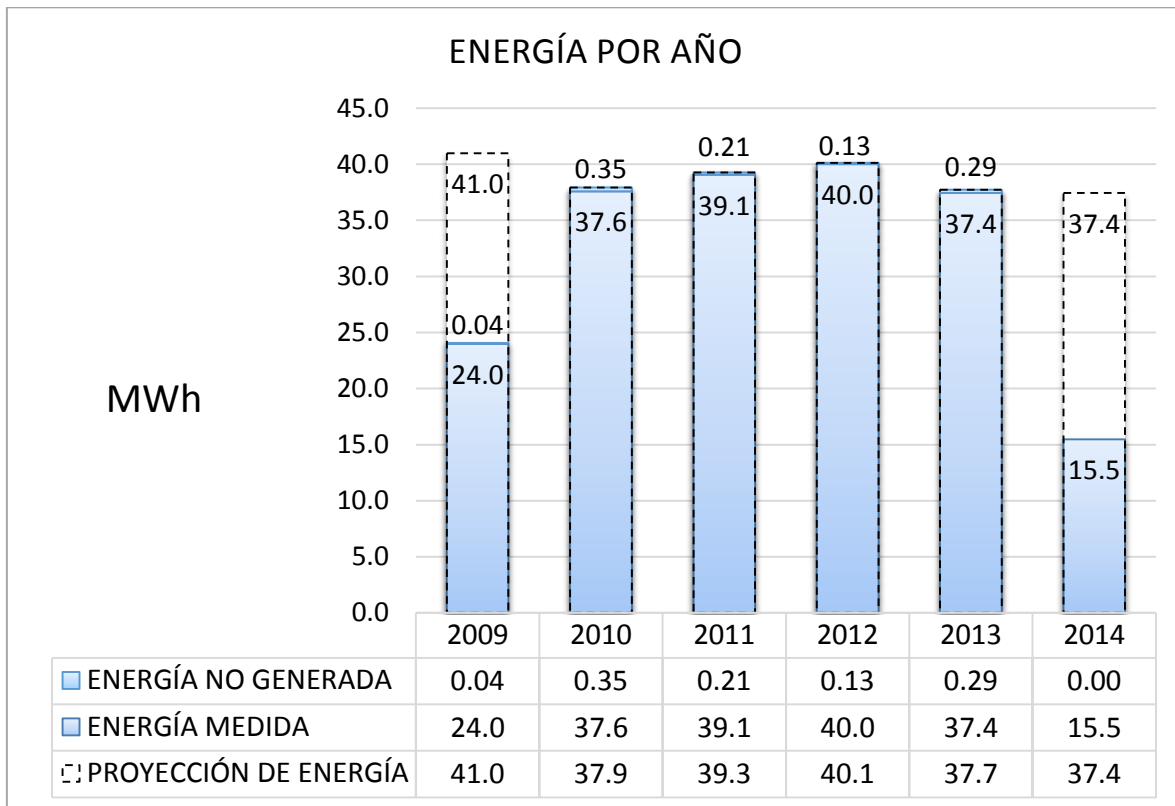


Gráfico 84.-Energía Generada por Año, Proyección de energía y Estimación por energía no generada.

Anexo B

PERIODO MES-AÑO	Mono cristalino 1 [KWh]	Mono cristalino 2 [KWh]	Mono cristalino 3 [KWh]	Poli cristalino 1 [KWh]	Poli cristalino 2 [KWh]	Poli cristalino 3 [KWh]	Amorfo 1[KWh]	Amorfo 2[KWh]	Amorfo 3[KWh]	TOTAL [KWh]
jun-09	313	313	314	308	303	300	308	300	303	2762
jul-09	399	398	398	401	396	390	396	400	393	3570
ago-09	431	430	430	432	427	423	425	428	418	3843
sep-09	372	372	373	370	361	361	359	362	353	3283
oct-09	402	401	403	401	384	392	389	392	381	3545
nov-09	396	392	395	393	370	377	373	376	364	3437
dic-09	415	412	380	415	383	392	391	395	381	3564
SUB-TOTAL	2728	2717	2693	2720	2624	2635	2640	2654	2593	24004
ene-10	455	451	456	453	418	431	421	426	412	3923
feb-10	353	352	353	351	330	338	323	328	318	3047
mar-10	455	452	450	449	398	438	420	424	415	3900
abr-10	347	347	347	339	333	330	314	316	308	2981
may-10	330	330	330	323	319	316	300	304	297	2849
jun-10	300	302	302	294	290	289	270	273	267	2586
jul-10	279	280	280	273	268	266	251	253	248	2397

ago-10	298	298	299	290	284	284	267	268	262	2551
sep-10	257	270	270	262	256	257	228	240	234	2273
oct-10	394	432	418	432	416	422	360	397	388	3659
nov-10	413	410	399	408	385	389	371	373	362	3509
dic-10	462	457	449	456	424	428	410	412	399	3897
SUB-TOTAL	4344	4380	4353	4329	4120	4187	3934	4014	3910	37572

Tabla 45.-Producción mensual por Sub-Generadores (Jun-09-Dic-10).

PERIODO MES-AÑO	Mono cristalino 1 [KWh]	Mono cristalino 2 [KWh]	Mono cristalino 3 [KWh]	Poli cristalino 1 [KWh]	Poli cristalino 2 [KWh]	Poli cristalino 3 [KWh]	Amorfo 1[KWh]	Amorfo 2[KWh]	Amorfo 3[KWh]	TOTAL [KWh]
ene-11	421	418	411	418	391	395	380	382	369	3584
feb-11	386	409	395	405	386	393	375	377	368	3496
mar-11	455	464	449	459	448	449	421	424	415	3984
abr-11	353	363	355	352	348	347	317	319	312	3066
may-11	360	370	361	361	357	354	327	330	324	3143
jun-11	323	331	323	323	320	315	291	294	289	2809
jul-11	337	346	337	340	336	330	308	311	305	2948
ago-11	340	349	341	341	337	285	311	313	306	2925
sep-11	320	328	318	320	314	312	283	285	278	2757

oct-11	323	330	321	325	313	316	293	295	287	2804
nov-11	442	449	441	449	424	427	405	407	395	3838
dic-11	447	338	446	453	422	427	404	374	392	3704
SUB-TOTAL	4508	4494	4498	4547	4397	4351	4114	4109	4038	39058
ene-12	418	423	412	422	394	399	375	311	363	3516
feb-12	380	386	368	385	366	372	347	350	337	3291
mar-12	442	452	428	448	436	436	406	410	323	3781
abr-12	373	384	364	376	373	368	338	342	335	3254
may-12	319	328	311	320	316	314	284	288	282	2763
jun-12	297	307	290	298	295	289	263	267	261	2567
jul-12	398	409	387	407	404	346	364	369	362	3446
ago-12	369	381	361	376	372	368	338	342	334	3241
sep-12	376	386	364	383	375	372	342	346	338	3283
oct-12	379	387	367	386	372	375	345	349	339	3299
nov-12	447	457	435	456	432	433	400	404	393	3855
dic-12	430	439	419	439	410	412	384	388	375	3697
SUB-TOTAL	4629	4739	4506	4697	4544	4483	4185	4165	4044	39993

Tabla 46.-Producción mensual por Sub-Generadores (Ene-11-Dic-12).

PERIODO MES-AÑO	Mono cristalino 1 [KWh]	Mono cristalino 2 [KWh]	Mono cristalino 3 [KWh]	Poli cristalino 1 [KWh]	Poli cristalino 2 [KWh]	Poli cristalino 3 [KWh]	Amorfo 1 [KWh]	Amorfo 2 [KWh]	Amorfo 3 [KWh]	TOTAL [KWh]
ene-13	433	442	422	441	415	416	387	390	379	3725
feb-13	393	405	383	398	382	385	350	352	344	3392
mar-13	450	462	436	453	442	441	397	398	391	3870
abr-13	343	354	336	342	337	334	297	297	292	2932
may-13	305	341	322	311	326	323	264	288	284	2763
jun-13	338	349	330	339	336	331	303	306	300	2933
jul-13	361	372	351	361	359	355	326	330	324	3139
ago-13	354	365	345	352	350	349	321	323	317	3076
sep-13	279	287	271	273	269	271	244	246	240	2379
oct-13	353	362	341	348	339	347	320	323	315	3047
nov-13	378	387	367	369	354	366	340	345	334	3239
dic-13	243	411	390	235	222	380	355	362	349	2948
SUB-TOTAL	4230	4537	4294	4222	4131	4299	3904	3959	3868	37443
ene-14	411	454	432	389	373	399	372	378	365	3573
feb-14	354	363	344	336	327	341	313	319	309	3007

mar-14	409	421	398	385	383	397	365	370	362	3489
abr-14	281	384	364	281	353	258	253	272	330	2775
may-14	301	321	304	289	294	303	271	283	275	2640
SUB-TOTAL	1756	1944	1841	1679	1730	1698	1573	1623	1641	15484
TOTAL	22194	22810	22186	22194	21547	21654	20350	20525	20093	193554

Tabla 47.-Producción mensual por Sub-Generadores (Ene-13-May-14).

	Monocristalino	Policristalino	Amorfo	Total (KWh/KWp)
jun-09	114.73	111.26	111.19	112.39
jul-09	145.86	144.91	145.14	145.30
ago-09	157.49	156.58	155.18	156.42
sep-09	136.34	133.34	131.18	133.62
oct-09	147.33	143.59	141.92	144.28
nov-09	144.48	139.26	135.92	139.88
dic-09	147.38	145.33	142.49	145.07
Yf Anual 2009*	993.60	974.26	963.02	976.96
ene-10	166.32	158.94	153.77	159.68
feb-10	129.20	124.42	118.38	124.00
mar-10	165.69	156.80	153.68	158.73
abr-10	127.09	122.39	114.50	121.33
may-10	120.88	116.95	110.02	115.95
jun-10	110.36	106.56	98.82	105.25
jul-10	102.33	98.55	91.83	97.57
ago-10	109.36	104.77	97.30	103.81
sep-10	97.31	94.50	85.72	92.51
oct-10	151.97	155.03	139.82	148.94
nov-10	149.19	144.32	134.95	142.82
dic-10	167.05	159.66	149.06	158.59
Yf Anual 2010	1596.75	1542.89	1447.87	1529.17
ene-11	152.59	147.02	137.99	145.87
feb-11	145.36	144.69	136.78	142.27
mar-11	167.01	165.64	153.82	162.16

abr-11	130.75	127.77	115.81	124.78
may-11	133.19	130.89	119.68	127.92
jun-11	119.20	116.98	106.74	114.31
jul-11	124.53	122.80	112.68	120.00
ago-11	125.87	117.68	113.62	119.06
sep-11	117.86	115.51	103.22	112.20
oct-11	118.98	116.56	106.83	114.12
nov-11	162.61	158.83	147.23	156.22
dic-11	150.41	159.09	142.72	150.74
Yf Anual 2011	1648.38	1623.45	1497.12	1589.65

Tabla 48.- Índices de producción por Sub-Generador jun 09-Dic 11 (KWh/KWp)

	Monocristalino	Policristalino	Amorfo	Total (KWh/KWp)
ene-12	152.97	148.30	128.08	143.11
feb-12	138.43	137.13	126.26	133.94
mar-12	161.47	161.20	139.04	153.90
abr-12	136.92	136.41	123.95	132.43
may-12	117.03	116.01	104.29	112.44
jun-12	109.16	107.72	96.57	104.49
jul-12	145.85	141.22	133.64	140.24
ago-12	135.69	136.17	123.84	131.90
sep-12	137.55	137.95	125.39	133.63
oct-12	138.31	138.40	126.10	134.27
nov-12	163.39	161.25	146.07	156.90
dic-12	157.35	153.97	140.04	150.45
Yf Anual 2012	1694.11	1675.74	1513.27	1627.71

ene-13	158.39	155.30	141.17	151.62
feb-13	144.24	142.22	127.69	138.05
mar-13	164.59	163.14	144.85	157.53
abr-13	126.11	123.71	108.14	119.32
may-13	118.15	117.16	102.06	112.46
jun-13	124.21	122.83	111.04	119.36
jul-13	132.35	131.34	119.64	127.78
ago-13	129.85	128.35	117.35	125.18
sep-13	102.12	99.22	89.17	96.84
oct-13	128.85	126.27	116.88	124.00
nov-13	138.24	133.01	124.26	131.83
dic-13	127.52	102.26	130.12	119.97
Yf Anual 2013	1594.64	1544.80	1432.37	1523.94
ene-14	158.35	141.68	136.18	145.40
feb-14	129.71	122.60	114.88	122.40
mar-14	149.89	142.30	133.87	142.02
abr-14	125.55	109.00	104.33	112.96
may-14	113.01	108.07	101.24	107.44
Yf Anual 2014*	676.50	623.65	590.50	630.22

Tabla 49.- Índices de producción por Sub-Generador Ene 12- May 14(KWh/KWp).²⁵

²⁵ Yf Anual 2009 y 2014 solo cuentan con una fracción de la producción de energía de cada año.

Anexo J

Conteo y discriminación de días.

Días del mes	MES	2009		2010		2011		2012		2013	
		Días medidos	Días útiles	Días medidos	Días útiles	Días medidos	Días útiles	Días medidos	Días útiles	Días medidos	Días útiles
31	Enero	N/A	N/A	31	31	23	22	8	6	30	28
28 (29)	Febrero	N/A	N/A	28	28	6	5	28	27	28	28
31	Marzo	N/A	N/A	31	31	31	31	31	31	31	31
30	Abril	N/A	N/A	30	30	30	30	30	30	28	25
31	Mayo	N/A	N/A	31	29	31	31	31	31	31	30
30	Junio	9	8	30	30	30	30	30	30	30	30
31	Julio	28	25	29	26	31	31	31	31	31	29
31	Agosto	31	31	31	29	31	31	31	31	22	15
30	Septiembre	30	30	30	26	30	27	30	30	30	30
31	Octubre	31	31	31	21	31	30	31	31	31	31
30	Noviembre	21	21	7	4	30	30	28	25	30	30
31	Diciembre	18	17	11	6	23	23	31	31	26	24
Total		168	163	320	291	327	321	340	334	348	331
DU/DM		97%		91%		98%		98%		95%	
DU/Daño		45%		80%		88%		91%		91%	

Tabla 50.- Días de Mediciones.

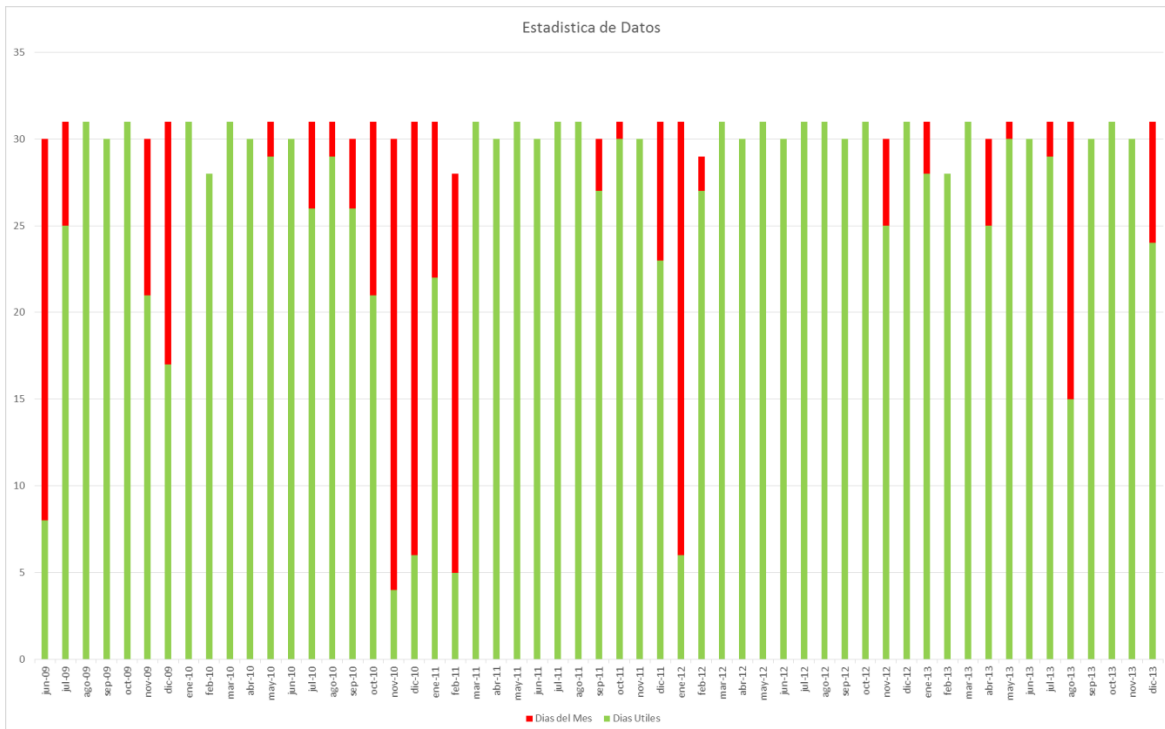


Gráfico 85.-Estado de los Datos de la estación meteorológica.

Ajustes y tendencias de Gráficos de producciones de energía eléctrica.

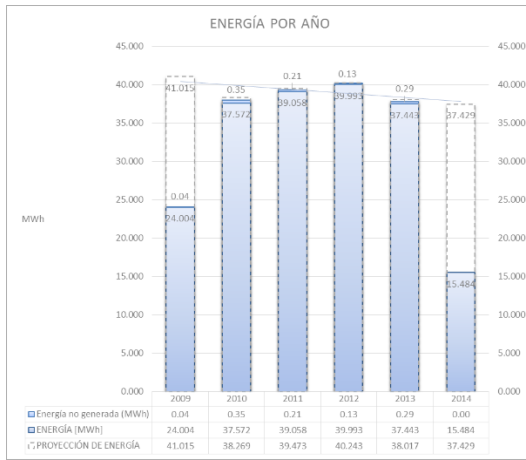
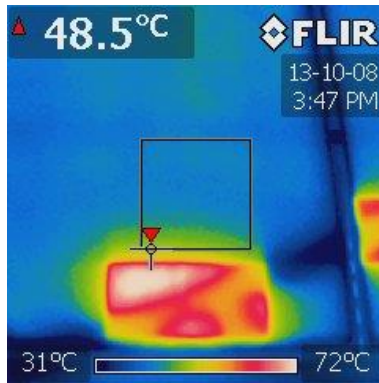


Gráfico 86.- Ajustes de Gráficos de Producción por año.

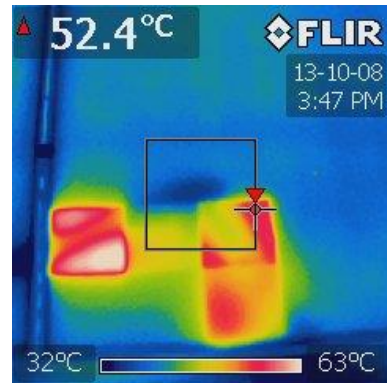


Gráfico 87. Ajustes de Gráficos de Producción por Periodo.

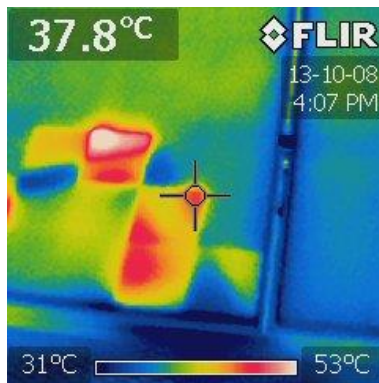
Imágenes Termografías.



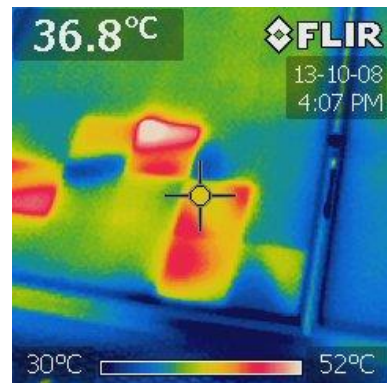
A



b



C

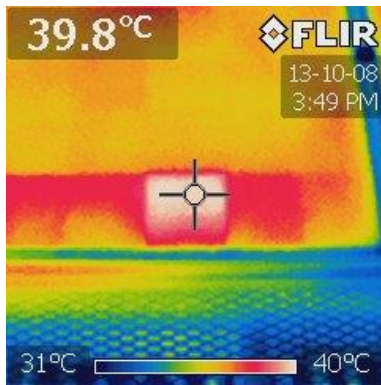


D

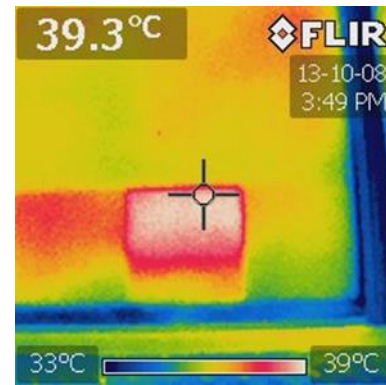
Ilustración 13.- Imagen termografica de modulos del Sub-Generador Policristalino 2

El sobrecalentamiento es debido a la sombra proyectada por el pasamano en los módulos P14 y P15.

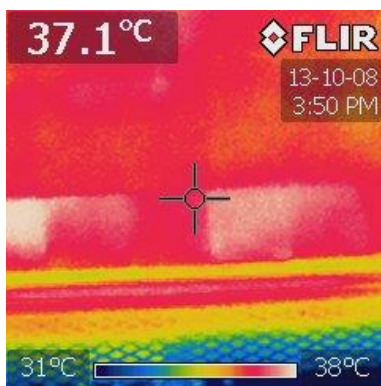
Esta sombra es proyectada todos los días en horas de la tarde y afecta diferentes celdas según el mes del año.



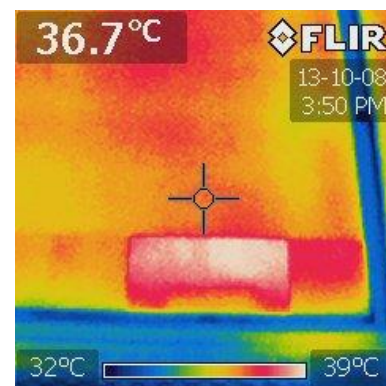
A



B



C



D

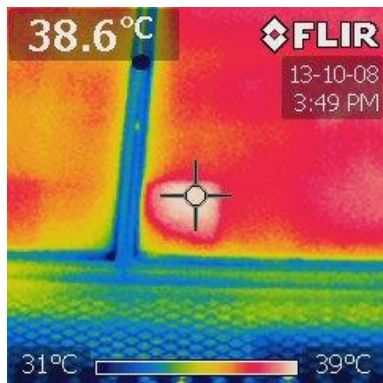


Ilustración 14.-Imagen termografía de módulos P-14 al P-39.

En esta imagen se muestra el calentamiento de celdas debido al deterioro anticipado causado por la sombra que los módulos monocristalinos proyectan en el mes de diciembre sobre los módulos inferiores policristalinos. Es importante resaltar que la imagen fue tomada en el mes de octubre, mes donde no se percibe ninguna sombra evidente, pero se demuestra que el calentamiento es permanente debido al deterioro que esta sombra provoca en el mes de Diciembre.

Tablas de temperaturas para Diseños.

Temperaturas de Celdas	°C
Annual Extreme low temperatura	10
Average high Temperature	57
Annual Extreme high Temperature	63

Temperatura Ambiente	°C
Annual Extreme low temperatura	15
Average high Temperature	33
Annual Extreme high Temperature	34

Tabla 51.-Temperaturas de Diseño según mediciones en oficinas Administrativas de CEL.

Graficos de MRS, Precios fijos y Precios Fijos indexados.

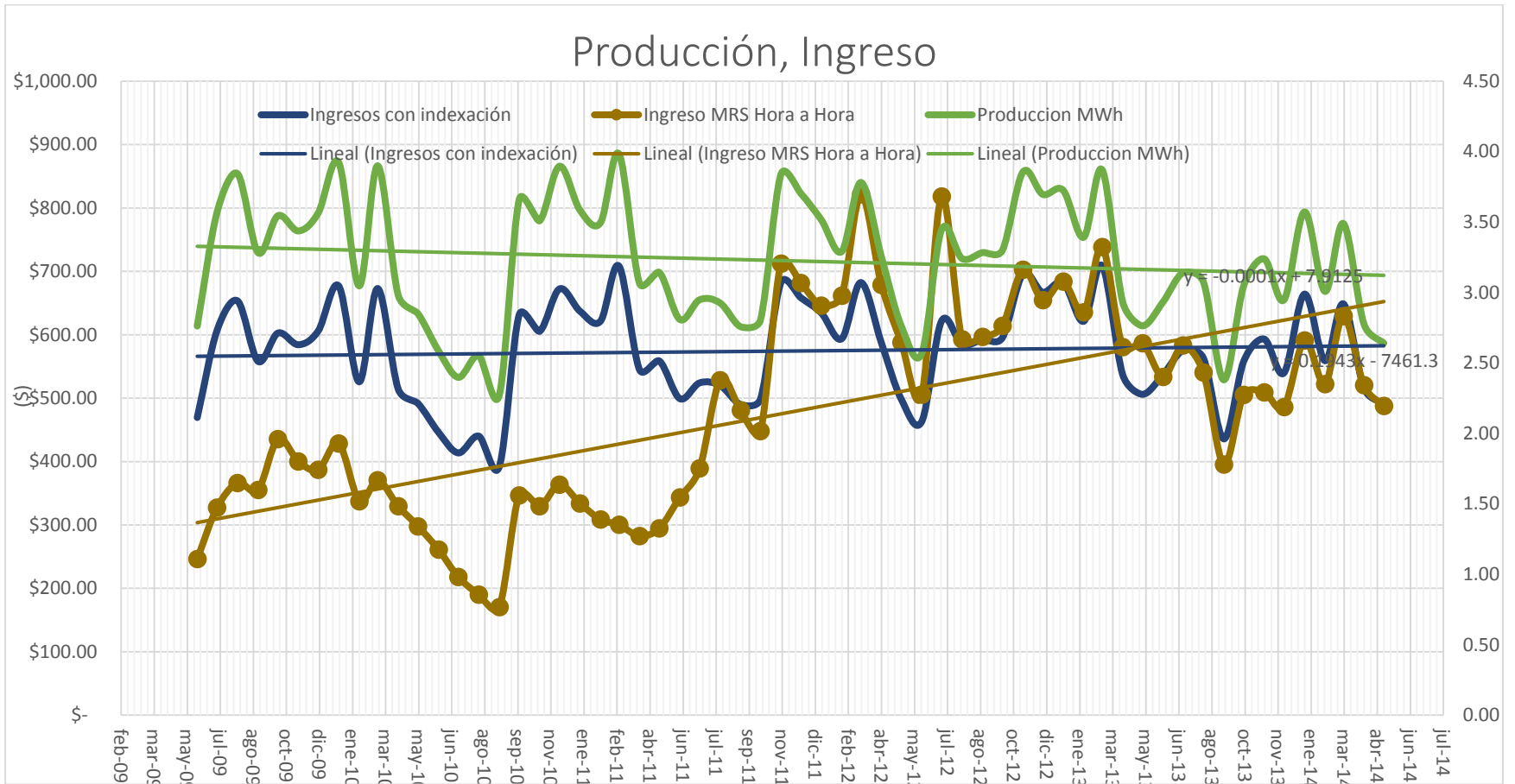


Gráfico 88.-Ingresos en MRS e Ingresos a Precio Fijo.²⁶

²⁶ Precio Fijo Estimado \$ 170 MWh.

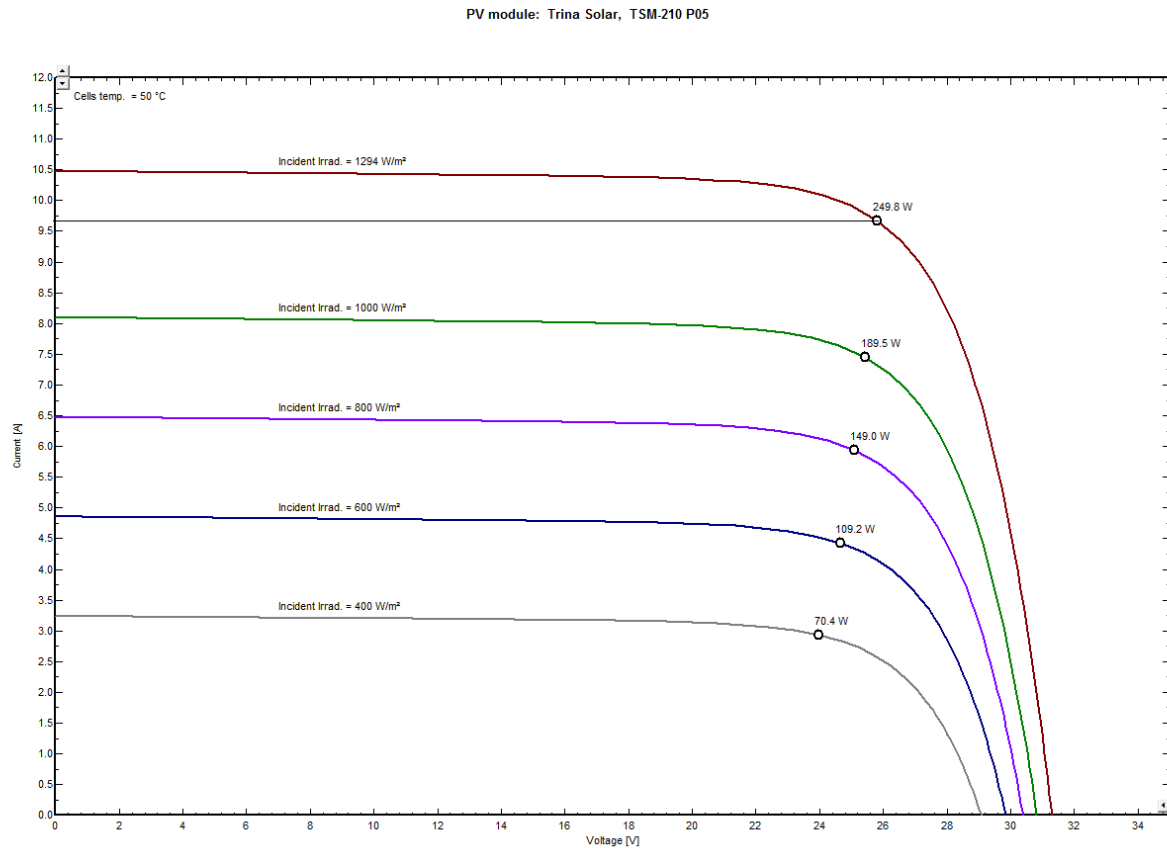


Gráfico 89.-Curvas I-V del día 27 de feb 2011 en la tecnología Policristalina.²⁷

²⁷ Curva obtenida con $R_{sh}=200\Omega$ y $R_s=0.044\Omega$ de referencia según Pvsyst versión Gratuita (9 Días). Simulación de PVSyst realizada con valores de irradiancia y temperaturas medidos por la estación meteorológica en el tiempo en que se dio el pico de potencia.

PV module: Trina Solar, TSM-210 P05

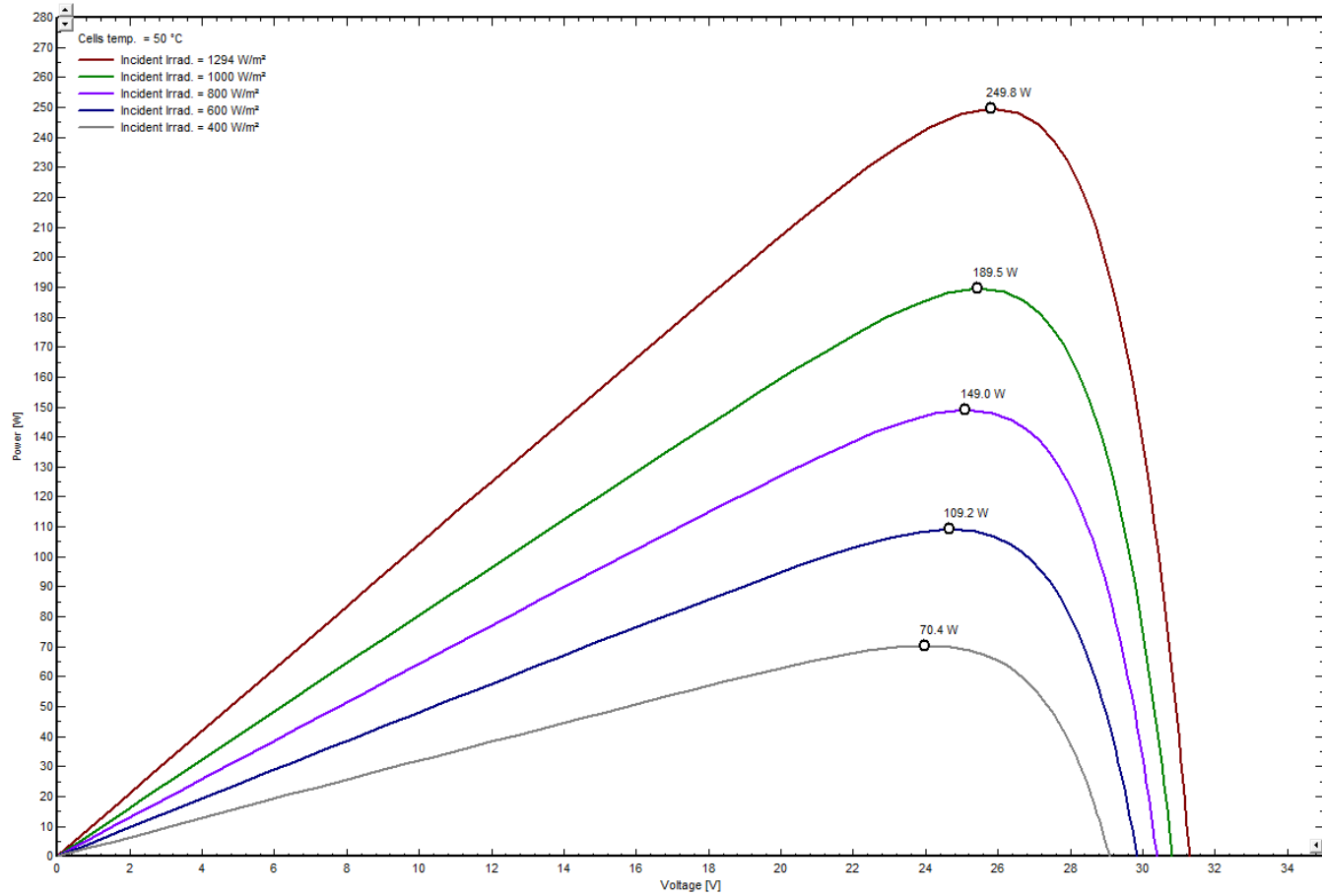


Gráfico 90.- Curvas P-V del día 27 de feb 2011 en la tecnología Policristalina.

PV module: Trina Solar, TSM-210 D05

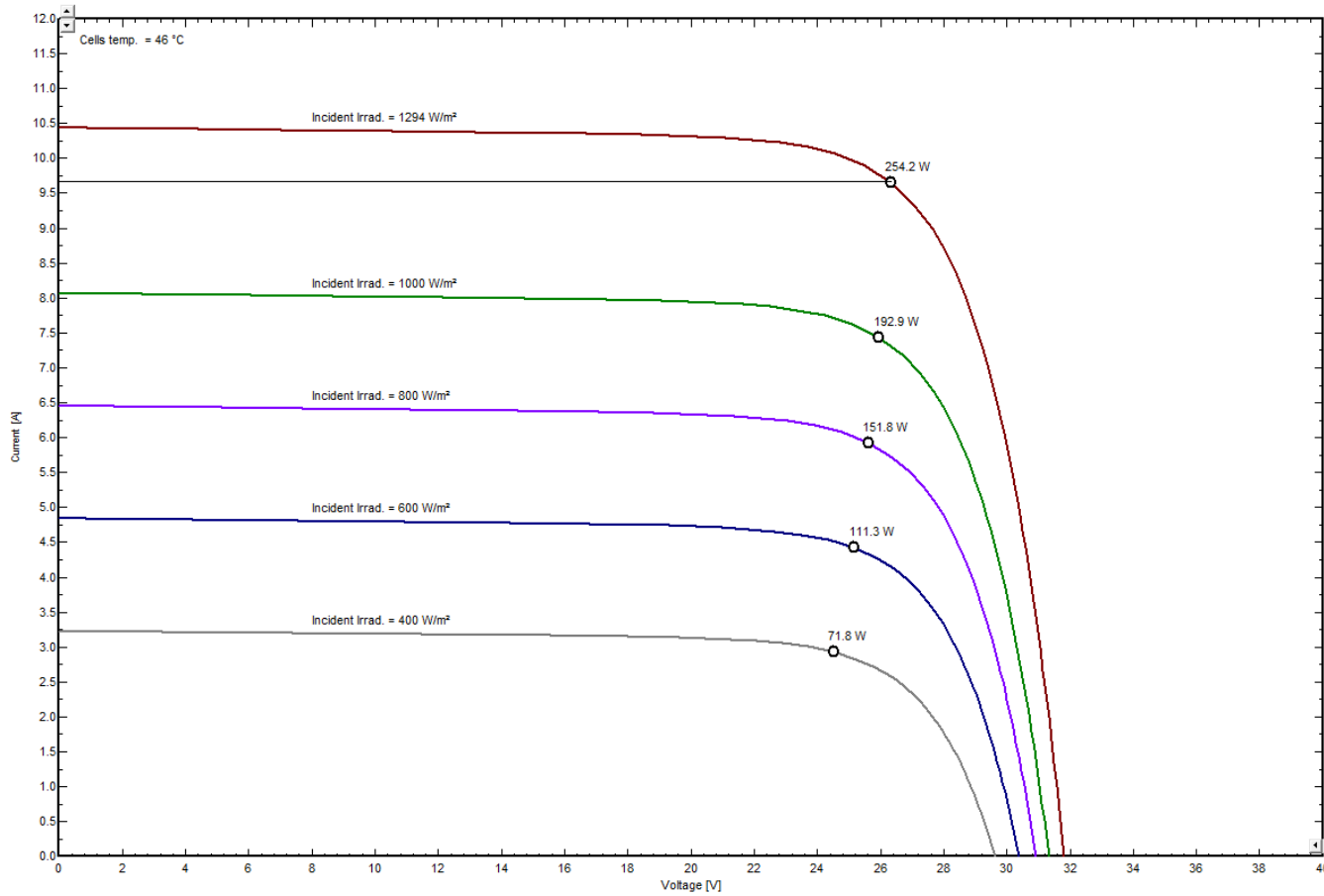


Gráfico 91.- Curvas I-V del día 27 de feb 2011 en la tecnología Monocristalina

PV module: Trina Solar, TSM-210 D05

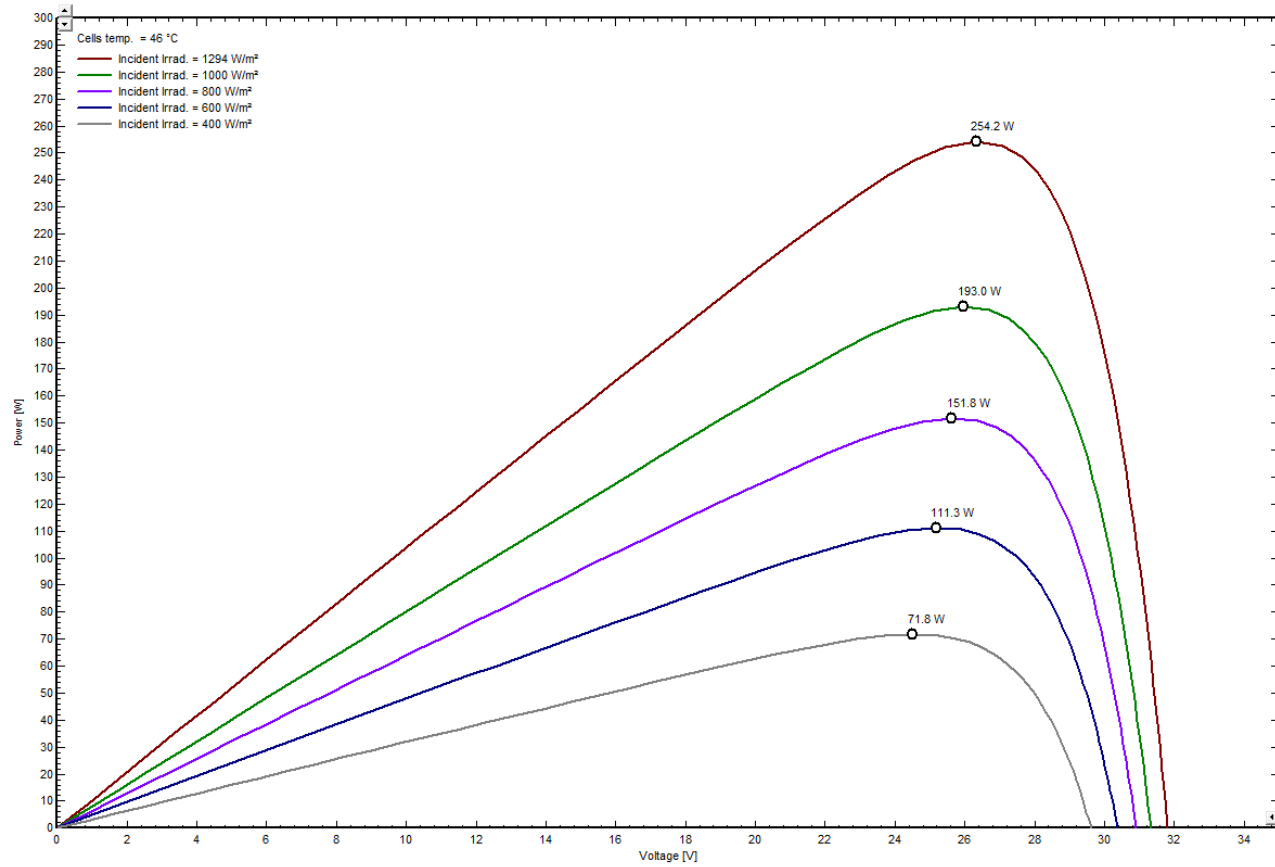
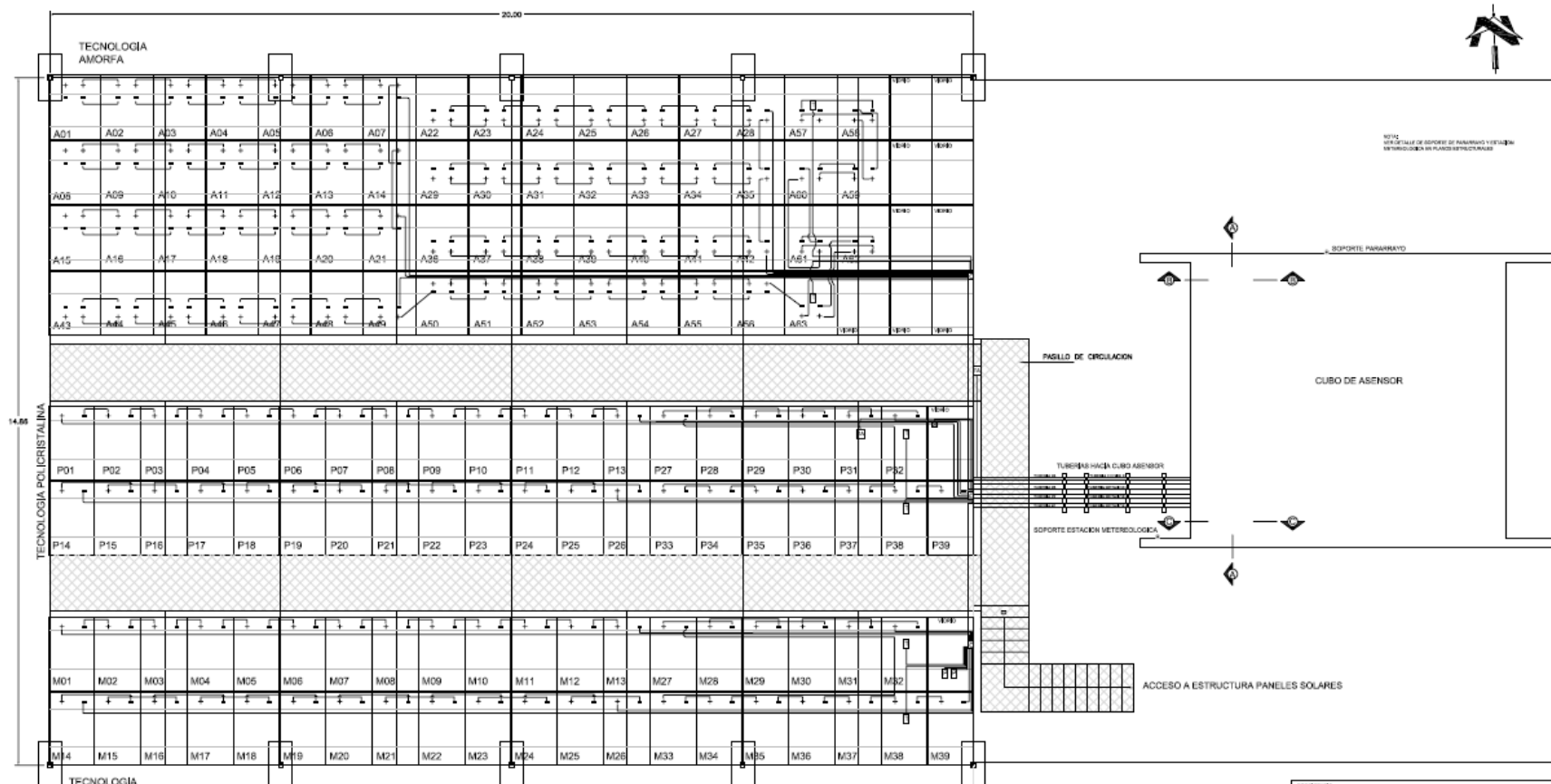


Gráfico 92.- Curvas P-V del día 27 de feb 2011 en la tecnología Monocristalina



DISTRIBUCION PANELES - PLANTA
ESC 1:40

- ABREVIATURAS
- BARRIO DE CONECTOR
 - SENSORES (PARA ASENSOR)
 - MONOCRISTALINO
 - SENSORES DE TEMPERATURA MODULO
 - SENSORES DE TEMPERATURA AMBIENTE
 - ESTRUCTURA

PROYECTISTA:	CEL COMISION EJECUTIVA HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA EL SALVADOR, C.A.		
PROYECTO:	SUMINISTRO E INSTALACION DE UN GENERADOR FOTOVOLTAICO CON CONECTOR A RED (CONTRATO CEL-4199-2)		
CONTENIDO:	DISTRIBUCION DE PANELES (COMO CONSTRUÍDO)		
INGENIERO:	INGENIERO:	INGENIERO:	INGENIERO:
ARL, ROBERTO BOBILA	ING. ROBERTO BOBILA	ING. THOMAS ROHREZ	ING. ROBERTO BOBILA
FECHA:	TITULO:	PROYECTO:	
ENERO	ACOSTO / 2008	ELE-2/4	



Latitude **13.7** / Longitude **-89.19** was chosen.

Geometry Information

Elevation: **353** meters
taken from the
NASA GEOS-4
model elevation

Northern boundary

14

Western boundary

-90

Center

Latitude **13.5**

Longitude **-89.5**

Eastern boundary

-89

Southern boundary

13

Parameters for Solar Cooking:

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)

Lat	13.7	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
-----	------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Lon -89.19													
22-year Average	5.81	6.43	6.73	6.60	5.89	5.73	6.20	6.17	5.35	5.47	5.59	5.54	

Parameter Definition

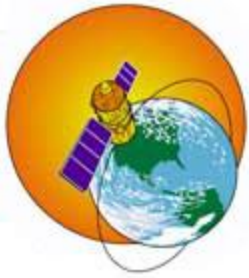
Parameters for Tilted Solar Panels:

Monthly Averaged Radiation Incident On An Equator-Pointed Tilted Surface (kWh/m ² /day)													
Lat 13.7 Lon -89.19	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
SSE HRZ	5.81	6.43	6.73	6.60	5.89	5.73	6.20	6.17	5.35	5.47	5.59	5.54	5.95
K	0.68	0.69	0.66	0.62	0.55	0.54	0.58	0.58	0.52	0.57	0.64	0.67	0.61
Diffuse	1.12	1.28	1.62	1.97	2.20	2.18	2.06	2.11	2.13	1.79	1.33	1.10	1.74
Direct	7.98	8.09	7.51	6.58	5.27	5.12	5.94	5.76	4.64	5.64	7.09	7.75	6.44
Tilt 0	5.76	6.37	6.65	6.49	5.77	5.60	6.07	6.06	5.28	5.41	5.54	5.50	5.87
Tilt 13	6.56	6.93	6.86	6.39	5.80	5.69	6.15	5.88	5.32	5.72	6.19	6.33	6.15
Tilt 28	7.13	7.22	6.77	5.96	5.58	5.54	5.95	5.40	5.12	5.80	6.62	6.96	6.17
Tilt 90	5.20	4.35	3.01	1.82	2.27	2.48	2.49	1.65	2.18	3.25	4.59	5.31	3.21
OPT	7.29	7.23	6.87	6.49	5.82	5.69	6.15	6.06	5.32	5.81	6.70	7.19	6.38

OPT ANG	41.0	31.0	17.0	1.00	9.00	12.0	11.0	0.00	9.00	25.0	38.0	44.0	19.7
---------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

NOTE: *Diffuse radiation, direct normal radiation and tilted surface radiation are not calculated when the clearness index (K) is below 0.3 or above 0.8.*

[Parameter Definition](#)



- [Back to](#)
- [SSE Data](#)
- [Set Home](#)
- [Page](#)

Responsible > Data: Paul W. Stackhouse, Jr., Ph.D.

Officials > Archive: John M. Kusterer

Site Administration/Help: NASA Langley [ASDC](#) User

Services (support-asdc.nasa.gov)

[\[Privacy Policy and Important Notices\]](#)

Document generated on Sat Jul 5 00:58:19 EDT 2014