

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



Análisis de la variación de la eficiencia global de conversión de energía eléctrica por envejecimiento y cambio de temperatura en sistemas fotovoltaicos instalados en El Salvador.

PRESENTADO POR:

HÉCTOR ANÍBAL AYALA ALAS

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

MAESTRO EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE

CIUDAD UNIVERSITARIA, MAYO, 2016

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR INTERINO :

LIC. JOSÉ LUIS ARGUETA ANTILLÓN

SECRETARIA GENERAL :

DRA. ANA LETICIA ZA VALETA DE AMAYA

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO :

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE POSGRADOS

DIRECTORA :

Msc. PATRICIA HAYDÉE ESTRADA DE LÓPEZ

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

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

MAESTRO EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE

Título :

Análisis de la variación de la eficiencia global de conversión de energía eléctrica por envejecimiento y cambio de temperatura en sistemas fotovoltaicos instalados en El Salvador.

Presentado por :

HÉCTOR ANÍBAL AYALA ALAS

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

Msc. Álvaro René Flamenco Ramos

San Salvador, Mayo, 2016

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

Msc. Álvaro René Flamenco Ramos

Dedicado a mis dos amores:
Alejandra y Diego Alejandro

**“La Educación no cambia el mundo,
cambia a las personas que van a cambiar el mundo”**
Paulo Freire

AGRADECIMIENTOS

Por segunda ocasión tengo la oportunidad de finalizar un trabajo de graduación y escribir mis agradecimientos. A diferencia de un título de grado, Licenciatura o Ingeniería, los estudios de Maestría son más una reafirmación de las intenciones de aprender y mejorar, por convicción propia y no por la presión familiar y social de obtener un grado académico. A pesar de esta convicción personal para trascender, es imposible lograr todo esto sin la ayuda de nadie, esta experiencia de aprender, de mejorar y de compartir experiencias con otros profesionales con el objetivo de una mejora colectiva es una oportunidad única y para todas esas personas que acompañaron este camino a lo largo de un poco más de dos años, solo pueden haber palabras de agradecimiento.

Como siempre surgen cómplices que con su apoyo, consejos y orientación hacen las cosas siempre más fáciles y a veces más difíciles, a estas personas es necesario agradecerles con toda el alma porque sin ellos nunca habría sido posible cumplir con todas las metas.

Deseo dar un agradecimiento especial a los profesionales que me acompañaron a lo largo del plan de estudios de esta maestría, profesores, alumnos y otros invitados, sus experiencias y perspectivas han sido de mucho valor para sacar el máximo provecho posible del plan de estudios y enriquecer las fortalezas de todos.

Al Ing. Marlon Rodríguez y a CEL, deseo agradecerles por su increíble apertura para realizar este trabajo de investigación, su colaboración ha sido fundamental y sin duda, los resultados serán de mucho provecho para continuar este proceso de maduración de las energías renovables en El Salvador.

Al MSc Álvaro Flamenco, profesor y asesor de este trabajo, su compromiso y dedicación al desarrollo de este trabajo no tiene comparación, un modelo profesional y académico que muy pocas veces se puede ver en nuestro país y que vale la pena seguir como ejemplo.

A mi Esposa Alejandra y a mi hijo Diego Alejandro. Por el apoyo y comprensión que durante todo este tiempo mostraron y que los hace dueños de este trabajo y de todos los beneficios que de aquí se deriven, para ellos, el más grande de los abrazos

A mi familia, amigos, a los que creyeron y a los que no. A todos, mi más sincero reconocimiento de agradecimiento con sus acciones que han servido para permitirme alcanzar un escalón más en el camino a la madurez.

RESUMEN

A medida que la necesidad de diversificar la matriz energética de El Salvador, se hace más importante contar con recursos que nos permitan una correcta evaluación técnica y financiera de los proyectos de energías renovables para que puedan ser competitivos, rentables y sostenibles a lo largo de su vida útil. Los sistemas solar fotovoltaico no son la excepción, conocer con cierto grado precisión el ritmo con el que un sistema de generación de energía de este tipo se va degradando ofrece la oportunidad de una estimación energética y financiera confiable y al reconocer los factores que pueden influir en el rendimiento del sistema es posible también, tener mejor control sobre el proceso de operación y mantenimiento durante la vida útil del sistema y que los factores que influyen en la degradación de un sistema puedan ser minimizados.

El principal objetivo de esta investigación ha sido la determinación de un valor objetivo para la tasas de degradación que pueden presentar sistemas fotovoltaicos de diferentes tecnologías, específicamente en silicio Monocristalino, Policristalino y Amorfo. Inicialmente se esperaba contar con al menos 5 sistemas fotovoltaicos, sin embargo, motivos como el poco tiempo de operación, falta de datos de irradiancia solar o poca apertura de los propietarios de los emplazamientos han limitado el campo de acción de la investigación a un único sistema fotovoltaico el cual pertenece a CEL pero que ofrece la ventaja que en una sola instalación se pueden encontrar las tres tecnologías de módulos fotovoltaicos que más frecuentemente son utilizados.

Durante el proceso de estimación de los parámetros necesarios para determinar el ritmo de degradación del SFV se encontró la necesidad de sugerir una metodología para extraer información de diferentes bases de datos que son útiles para determinar las principales variables involucradas. Este proceso de análisis para un SFV requiere conocer el comportamiento de la tasa de rendimiento del sistema (PR), parámetro que a su vez depende del índice de producción (Y_f) y del índice de referencia (Y_r). Estos valores pueden ser determinados en cualquier base de tiempo: minútales, diarios, semanales, mensuales, anuales, etc., siempre que se respete la misma base de tiempo para todos los parámetros. En esta investigación se decidió trabajar con una base de tiempo de 15 minutos. Adicionalmente es recomendable retirar la influencia de la temperatura y establecer ciertos parámetros para obtener resultados confiables que puedan ser agrupados con otros datos.

Una vez que se han obtenido todos los valores de PR, estos son ordenados cronológicamente de tal forma que se pueda obtener una línea de tendencia cuya pendiente representa la tasa de degradación del sistema, la cual está acompañada de su valor medio, mediana, varianza y desviación estándar, que son necesarios para justificar y dar sentido a los resultados finales. Finalmente se presentan algunos parámetros financieros básicos (TIR y VAN) que reflejan la influencia de la degradación del SFV sobre la inversión.

ABSTRACT

As the need to diversify the energy matrix of El Salvador becomes more necessary to have resources that allow us to estimate properly the technical and financial issues of the renewable energy projects so they can be competitive, profitable and sustainable throughout its lifetime. The solar photovoltaic systems are no exception, know with some accuracy the rate at which an energy generation power system of this type is degraded offers the opportunity for reliable energy and financial estimate and to recognize factors that may influence system performance, is also possible to have better control over the process of operation and maintenance for the lifetime of the system and the factors influencing the system degradation can be minimized.

The main objective of this research was to determine a target value for the degradation rates which may have different photovoltaic technologies, specifically Monocrystalline silicon, polycrystalline and amorphous. Initially, we expected to have at least 5 photovoltaic systems, however, some reasons such as small operating time, low access to data (Energy production or irradiance) and low opening of the owners of the sites have limited the scope of the investigation to a single PV system which belongs to CEL but offers the advantage that in a single installation can be found all three technologies of photovoltaic modules that are most frequently used.

During the process of estimating the parameters required to determine the rate of degradation of the PV System, it is important to suggest the need for a methodology to extract information from different databases that are useful to determine the main variables involved. This analysis process for PV Systems requires knowledge of the behavior of the system performance rate (PR), a parameter which in turn depends on the Final Yield (Yf) and Reference Yield (Yr). These values can be determined at any time base: by minute, daily, weekly, monthly, yearly, etc., provided that the same time base for all parameters are respected. In this research, it was decided to work with a time base of 15 minutes. Additionally it is advisable to remove the influence of temperature and set certain parameters to obtain reliable results that can be grouped with other data.

Once you have obtained all the PR values, these are arranged chronologically so you can get a trend line whose slope represents the rate of degradation of the system, which is accompanied by its mean, median, variance and standard deviation, which are necessary to justify the final results. In addition, some basic financial parameters reflecting the influence of the degradation of SFV on investment are presented.

GLOSARIO

CEL	Comisión Ejecutiva del río Lempa
Yf	Final Yield (índice de producción final)
IEA	International Energy Agency
IEC:	International Electrotechnical Commission
MFV	Módulo Fotovoltaico
NREL	National Renewable Energy Laboratories
NOCT	Nominal Operation Conditions Test (Evaluación de Condiciones nominales de operación)
PR	Performance Ratio (Tasa de Rendimiento)
Yr	Reference Yield (índice de Referencia)
SFV	Sistema Fotovoltaico
a-Si	Silicio Amorfo
P-Si	Silicio Policristalino
m-Si	Silicio Monocristalino
STC	Standard Test Conditions (Condiciones estándar de evaluación)
TIR	Tasa Interna de Retorno
UES	Universidad de El Salvador
VAN	Valor Actual Neto

Contenido

AGRADECIMIENTOS	6
RESUMEN	7
ABSTRACT	8
GLOSARIO	9
1. INTRODUCCION.....	11
2. ANTECEDENTES	12
3. JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACION.....	17
4. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
5. ALCANCES DE LA INVESTIGACION.....	19
6. LIMITACIONES ENCONTRADAS	19
7. OBJETIVOS	20
8. MARCO DE REFERENCIA.....	21
9. METODOLOGIA PARA LA EXTRACCION Y TRATAMIENTO DE DATOS.....	31
9.7 Resumen procesamiento de datos.....	37
10. ESTIMACION DEL RECURSO DISPONIBLE PARA EL EMPLAZAMIENTO	38
11. ANALISIS DE RESULTADOS (Tasa de Degradación).....	43
12. ANALISIS ECONOMICO.....	47
13. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	50
14. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	51

1. INTRODUCCION

El desarrollo de las Energías Renovables en El Salvador avanza rápidamente y una de las principales razones, indudablemente está ligado a los aspectos financieros sensibles al desempeño y rendimiento de los sistemas de generación de energía independientemente del recurso o tecnología que se utilice.

El presente documento se enfoca exclusivamente en sistemas fotovoltaicos y cómo su rendimiento global se modifica a medida que el sistema envejece y sus características iniciales van degradándose por factores externos o internos, ya sea por características propias de los módulos fotovoltaicos, diseño del sistema, mantenimiento o cuidado del sistema.

Un aspecto importante en el desarrollo de las Energías Renovables es poder contar con un análisis económico confiable, que considere la mayor cantidad de aspectos relacionados al funcionamiento y rendimiento del sistema y para esto, es necesario conocer diversos aspectos como la variabilidad del recurso renovable, la variación de la producción de energía y el comportamiento del rendimiento de un sistema fotovoltaico, los cuales, a pesar de tener una vida útil muy prolongada, no se les puede exigir la misma capacidad de producción de energía 10, 15 ó 20 años después de instalados. Un análisis como este es de utilidad para la planeación de nuevos proyectos, especialmente aquellos que se encuentran en zonas con similares condiciones a las del sistema analizado. Como base y acorde a condiciones estándar de prueba o STC por sus siglas en inglés, normalmente los módulos fotovoltaicos tienen un ritmo de degradación alrededor de 1%/año, aspectos como altas temperatura, suciedad, sombras o daños físicos pueden incrementar este valor.

Conocer cuál será el estado del sistema después de varios años de operación puede ser de beneficio para los análisis financieros y de planificación de un proyecto; para lograr conocer dicho estado es necesario realizar un análisis de degradación para un sistema fotovoltaico requiere de algunos años de registros continuos, tanto de recurso solar como de energía, sin embargo, después de 4 ó 5 años es posible realizar una primera aproximación. En algunos estudios se han realizado análisis de degradación con tan solo 2 años de operación [2].

En El Salvador nos enfrentamos a dos problemas para realizar este análisis, primero es necesario contar con registros de irradiancia y temperatura fiables, especialmente con la irradiancia es necesario un Piranómetro clase 2 como mínimo, en segundo lugar, los sistemas fotovoltaicos del país son relativamente nuevos, menores a 4 ó 5 años. El sistema más apropiado para realizar el análisis es el Sistema Fotovoltaico (SFV) instalado en el edificio técnico administrativo de CEL; este sistema, instalado desde hace cuatro años, cuenta con módulos fotovoltaicos (MFV) de tres diferentes tecnologías de semiconductor e instrumentos de medición, por lo que se convierte en el sistema base de esta investigación. Otros sistemas no han sido considerados, ya sea porque no se cuentan con registros de irradiancia y energía, los sistemas llevan menos de 2 años operando o simplemente no hay apertura del propietario para permitir el acceso a la información necesaria.

La tasa de degradación obtenida en este análisis debe ser interpretada como una base para los análisis financieros, a medida que las energías renovables vayan madurando en el país, será posible contar con más información para obtener valores de degradación más precisos, que puedan describir de mejor manera el comportamiento de estos sistemas.

2. ANTECEDENTES

En El Salvador no se encontró un estudio similar que haya sido enfocado a determinar el rendimiento de largo plazo de las instalaciones fotovoltaicas. Las principales fuentes consultadas [1], [2], [3] y [7] corresponden a estudios realizados en Estados Unidos por NREL o en Europa por IEA.

A finales de 2014 la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador, presentó el trabajo “Evaluación del Sistema FV de 24.57kWp Conectado a Red, instalado en Oficina Central de CEL en el periodo 2009 – 2014” [4], este trabajo documenta el comportamiento del sistema fotovoltaico de CEL desde su puesta en operación hasta finales del 2014, uno de sus principales aportes es el índice final de producción Y_f de este sistema, el cual es de mucha importancia para realizar el análisis de largo plazo y que será definido más adelante. De acuerdo con este análisis, el índice final de producción (Y_f) para este SFV puede ser considerado de 1600kWh/kWp, valor que puede considerarse alto en comparación con países menos afortunados con el recurso solar y cuyos valores de Y_f rondan los 800kWh/kWp. El comportamiento de Y_f para el SFV CEL se presenta más adelante, siendo el interés de esta sección los estudios enfocados al rendimiento de largo plazo de los SFV, sin embargo este estudio no considera el análisis del comportamiento de la Tasa de rendimiento (PR) de corto o largo plazo para establecer un valor para el índice de degradación del sistema por lo que se ha recurrido a investigaciones de otros países y establecer un parámetro de comparación para el SFV que se analizará más adelante.

Con respecto a los índices de degradación de SFV, en 2012, Dirk Jordan y Sarah Kurtz presentan para NREL una revisión analítica de los valores de tasas de degradación de sistemas fotovoltaicos [1] a nivel mundial, este análisis se realiza a partir de los resultados obtenidos por una gran variedad de autores y sus investigaciones, es decir, este reporte basa sus observaciones en la compilación de resultados de varios estudios en los que se ha analizado el tema. Para realizar este resumen se compilaron 1920 SFV contenidos en diferentes investigaciones, de los cuales, 1751 corresponden a sistemas basados en Silicio y 169 en tecnologías de capa fina. La figura 1a muestra el histograma de los valores de las tasas de degradación para todos los sistemas, de acuerdo a los autores, el 78% de los SFV presentaron tasas de degradación menores al 1%/año (indicado por línea punteada en Figura 1a), siendo el promedio 0.8%/año aunque por el sesgo de la distribución de los datos, es válido asumir la mediana como el valor más representativo con un valor de 0.5%/año, la Figura 1b muestra que en el caso específico de los sistemas con MFV que utilizan tecnología de Silicio, la tasa de degradación puede ser de 0.7%/año en promedio y con mediana de 0.5%/año. Estos porcentajes no diferencian entre a-Si, p-Si o m-Si.

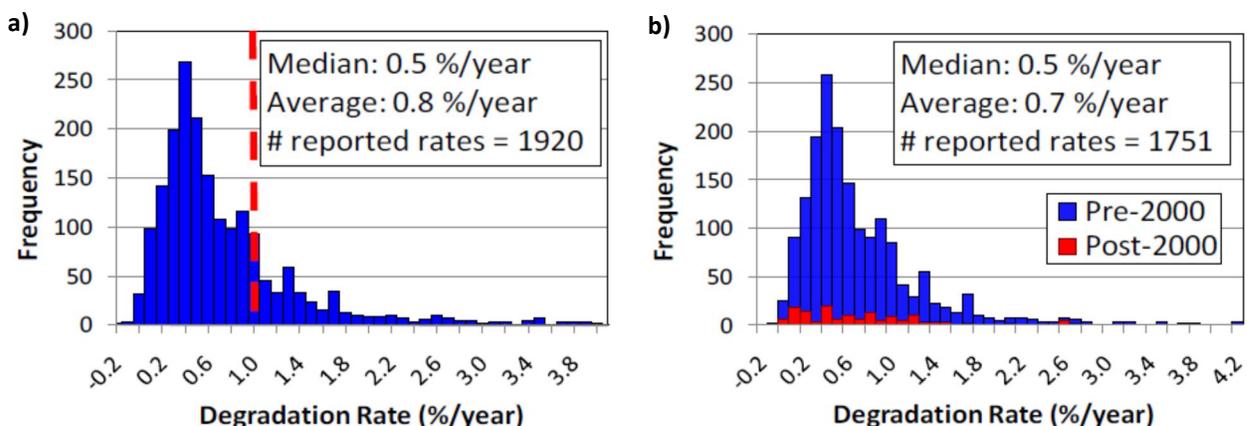


Figura 1: Distribución de frecuencia de Tasas de Rendimiento de 1920 Sistemas Fotovoltaicos. (a) Todos los SFV. (b) SFV basados en Silicio. Fuente: [1]

Al analizar los SFV según el tipo de tecnología del MFV, se obtienen las gráficas que se muestran en la Figura 2. En estos gráficos se indica el valor medio de la Tasa de Degradación, se observa que en caso de MFV basados en Silicio, es la tecnología de Silicio Amorfo la que presenta mayor tasa de Degradación, seguida por la tecnología de Silicio Policristalino y Monocristalino.

La Figura 2a muestra los resultados para todos los datos disponibles, 2b muestra los valores de tasa de degradación estudios con MFV y 2c los valores de tasa de degradación para estudios con SFV.

De la figura 1 se observa que la distribución de frecuencias están sesgadas a la izquierda y que el valor más representativo es la mediana y no la media o promedio, similar a los datos representados en la Figura 2, en [1] se presenta una tabla resumen con los valores de la mediana para cada tecnología, la Tabla 1 muestra los resultados de interés para este estudio.

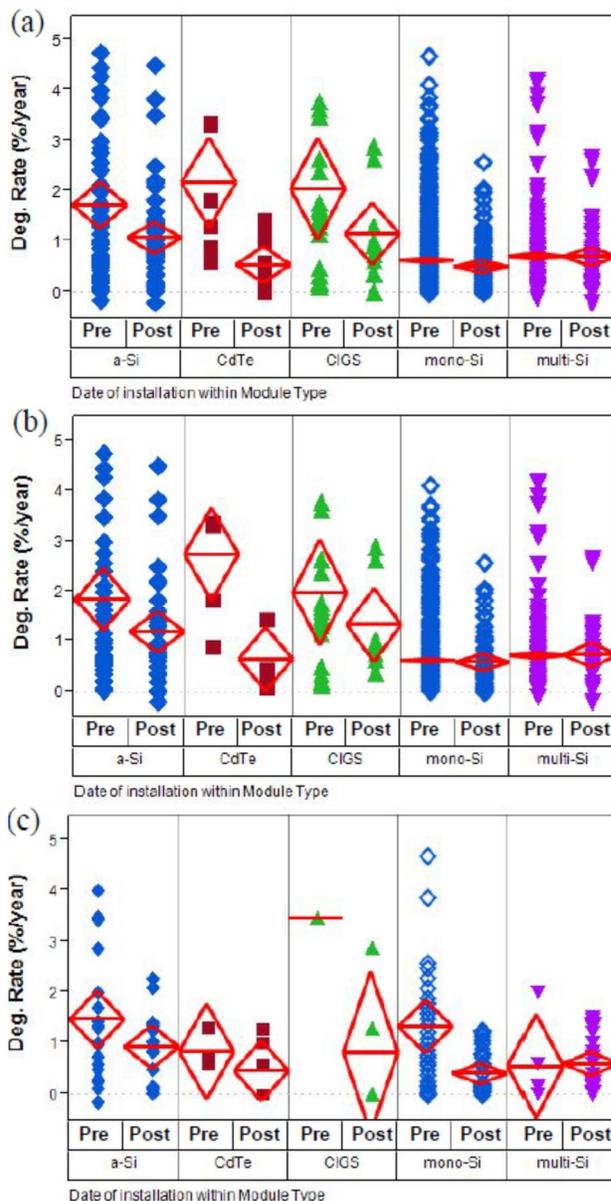


Tabla 1: Resumen de la tasa de degradación media. Fuente: [3]

Tecnología	Configuración	Mediana Tasa de Degradación (%/año)	
		Antes del 2000	Después del 2000
Silicio Amorfo	Módulo Sistema	0.96	0.87
Silicio Policristalino	Módulo Sistema	1.30	0.95
Silicio Monocristalino	Módulo Sistema	0.61	0.64
		0.60	0.59
		0.47	0.36
		0.90	0.23

Figura 2: Media de Tasas de degradación para 1920 Sistema Fotovoltaicos según la tecnología del MFV utilizado. (a) Para todos los datos. (b) Estudios con MFV. (c) Estudios con SFV. Fuente: [1]

Otro aporte sobre la tasa de degradación de los sistemas fotovoltaicos y la metodología para obtenerla es realizado por Frank Vignola de la Universidad de Oregón [2], los resultados de este aporte están basados en el análisis de dos sistemas fotovoltaicos de 5 y 15kW ubicados en Ashland, Oregón, los cuales llevaban operando más de 8 años al momento de realizar el estudio.

En este estudio, el SFV de 5kW tiene una tasa de degradación de 1.04%/año mientras que el sistema de 15kW decae con un ritmo de 0.6%/año, ambos sistemas utilizan el mismo tipo de MFV: Silicio Amorfo. El cálculo de la tasa de degradación se realiza a partir de series de datos de 5 minutos entre las 11 y 13 horas, utilizando únicamente la última semana de Julio desde el año 2000 hasta 2008 y mediciones con cielo claro. La intención de estas condiciones es que el sistema se encuentre operando en las mejores condiciones posibles para y que los resultados puedan ser más confiables, sin embargo esto no constituye una regla y si se tiene datos de otras épocas del año, incluirlas en el análisis puede ser de mucho beneficio siempre y cuando las condiciones de operación sean comparables para todos los casos.

Adicionalmente este análisis considera la influencia de la temperatura ambiente (La cual influye en la temperatura de MFV) en la tasa de rendimiento (PR) y como corregirla. Para corregir la Tasa de Rendimiento del sistema, se graficó la Temperatura Ambiente Vs PR, la pendiente de línea de tendencia resultante describe el comportamiento de PR a medida cambia la temperatura. En el caso del sistema de 5kW, PR varia 0.6%/°C mientras que el sistema de 15kW varia con una tasa de 0.5%/°C. Al aplicar dichas variaciones, los resultados de PR varían considerablemente. En principio, con esta premisa es posible corregir la influencia de la temperatura, aunque no es la única forma de realizarlo, por ejemplo [10] propone la utilización de una ecuación que considera aspectos específicos del MFV utilizado. La Figura 3 muestra los resultados obtenidos en [2]. Es necesario destacar, que la metodología para el análisis que se realizará en este estudio está basada en las premisas de [2] con excepción de la corrección por temperatura, además se realizan los ajustes necesarios a las condiciones del SFV de CEL para obtener resultados representativos.

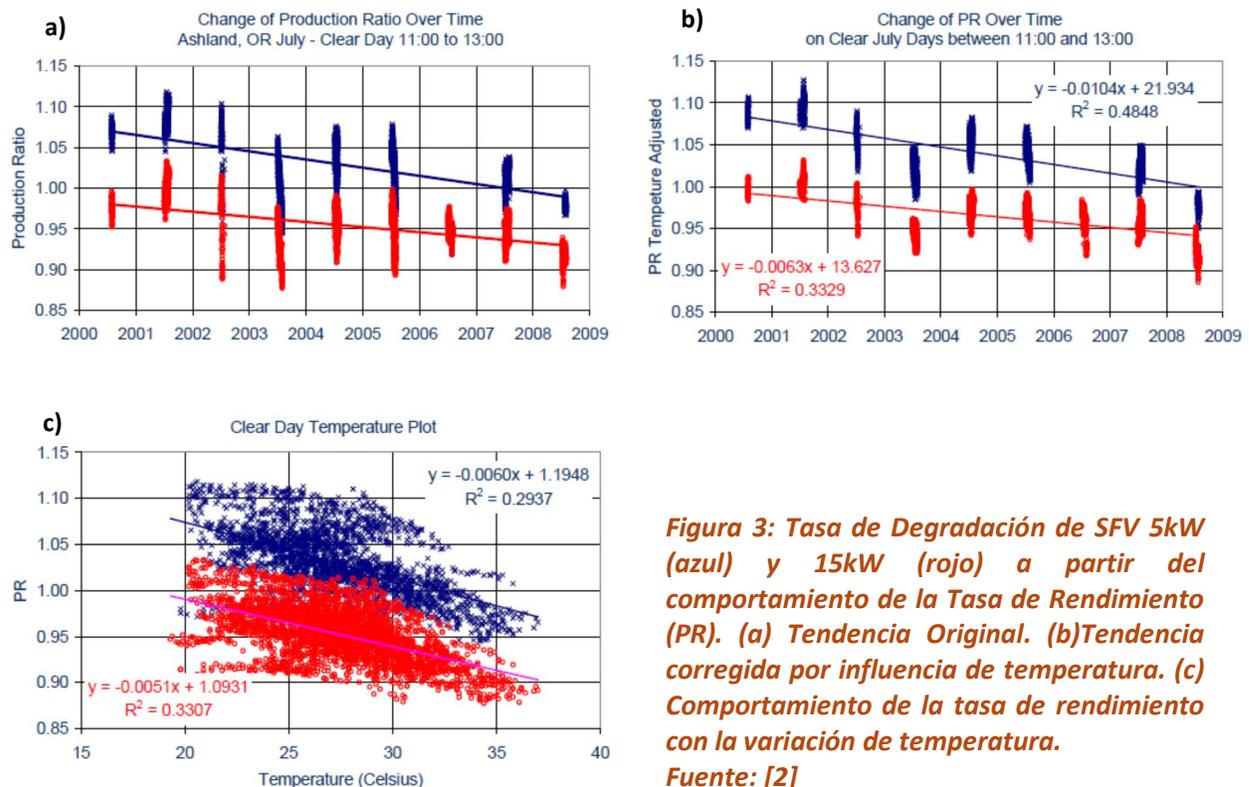


Figura 3: Tasa de Degradación de SFV 5kW (azul) y 15kW (rojo) a partir del comportamiento de la Tasa de Rendimiento (PR). (a) Tendencia Original. (b) Tendencia corregida por influencia de temperatura. (c) Comportamiento de la tasa de rendimiento con la variación de temperatura. Fuente: [2]

La corrección de PR por temperatura de [2] es simple debido a que el autor únicamente ha considerado los datos de Irradiancia y Energía de la última semana de Julio de cada año analizado y se basa en la temperatura STC, por tanto, los registros de temperatura también pertenecen a ese intervalo de tiempo, consecuentemente la tasa de cambio de PR con respecto a la temperatura es válido para el mes de Julio, otros meses podrían tener valores diferentes.

Para evitar el inconveniente de tener que obtener 12 relaciones de %PR/°C (una por cada mes), en 2013 NREL presenta el documento “Weather-Corrected Performance Ratio” [10]. Este documento indica que la gran variabilidad de PR con temperatura, el cual típicamente se corrige con respecto a la temperatura ambiente (25°C en STC), la cual es adecuada para solventar las variaciones estacionales que puedan afectar los resultados, sin embargo no es común que los MFV operen a estas temperaturas y lo más apropiado es que se analice con respecto a la temperatura media de operación del MFV.

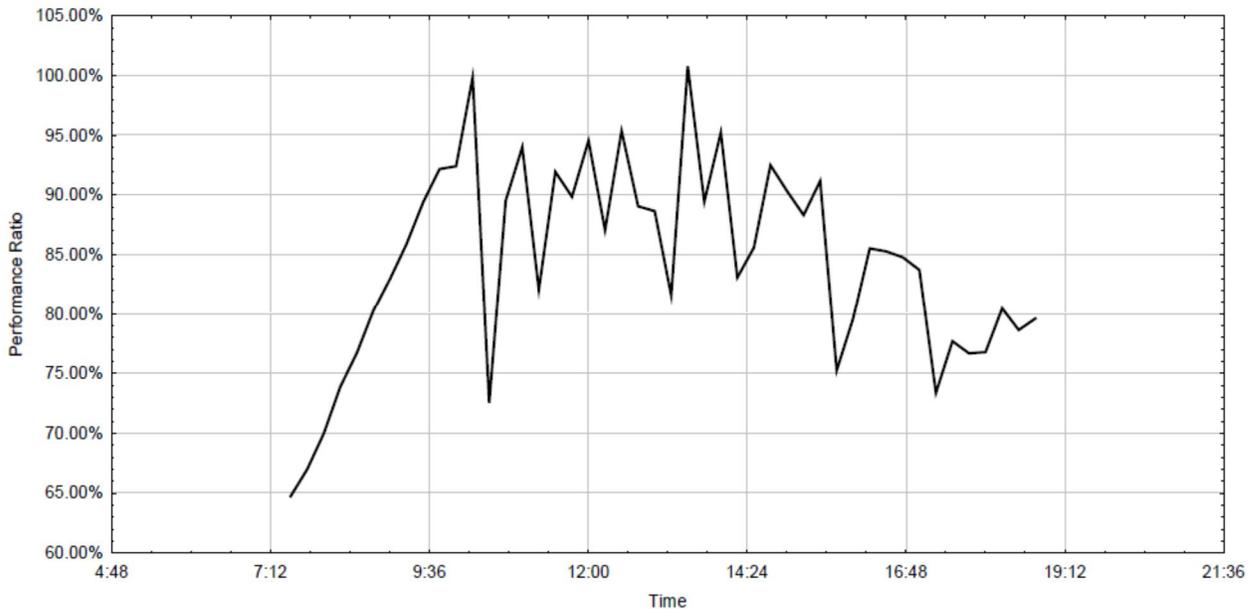


Figura 4: Variación de PR para un mismo día.
Fuente: [10]

De este documento se desprenden 2 ecuaciones de suma importancia, la primera muestra una de las formas en que se puede expresar el cálculo tradicional de PR y la segunda incluye características propias del MFV y su operación, la ecuación 2 es una forma alternativa para corregir el valor de PR y eliminar el efecto de la temperatura en los valores de rendimiento. En estas expresiones, la temperatura de celda se calcula como una función de la temperatura ambiente, suponiendo que no hay disponibilidad de registros de temperatura de celda.

$$\text{Ecc. 1: } PR = \frac{\sum_i EN_{AC,i}}{\sum_i \left[P_{STC} \left(\frac{G_{POA,i}}{G_{STC}} \right) \right]} \quad \text{Ecc. 2: } PR = \frac{\sum_i EN_{AC,i}}{\sum_i \left[P_{STC} \left(\frac{G_{POA,i}}{G_{STC}} \right) \left(1 - \frac{\delta}{100} (T_{cell,typ,avg} - T_{cell,i}) \right) \right]}$$

PR: Performance Ratio (índice de Rendimiento)

$EN_{AC,i}$: Energía AC inyectada a la Red

P_{STC} : Potencia nominal del SFV

$G_{POA,i}$: Irradiancia en el plano del SFV

G_{STC} : Irradiancia de referencia en condiciones estándar (1000W/m²)

La expresión planteada en la ecuación 2 no es única, en [7] se presenta una tercer opción para la corrección de PR, al igual que el caso anterior, la ecuación 3 define la temperatura teórica de módulo a partir de la temperatura ambiente, nuevamente suponiendo que no se ha realizado medición de temperatura de celda. Sin importar que juego de ecuaciones se desee utilizar, se espera que con esta corrección se obtengan dos resultados, primero que se eliminen las variaciones estacionales estandarizando todas las condiciones ambientales y que estadísticamente se reduzca la dispersión de los datos en alguna medida debido a que los valores de PR aumentarían cuando la temperatura de celda sea mayor que el valor medio y disminuirán cuando la temperatura de celda sea menor que la media. Las expresiones planteadas en [7] son:

$$\text{Ecc. 3: } T_{mc} = T_{am} + (\text{NOCT} - 20^{\circ}\text{C}) \left(\frac{G_i}{800\text{W/m}^2} \right)$$

$$\text{Ecc. 4: } T_{corr} = (T_{mc} - 25^{\circ}\text{C})\gamma$$

$$\text{Ecc. 5: } PR = \frac{E_{AC}}{E_{irr}}$$

$$\text{Ecc. 6: } PR = \frac{PR}{(1 - T_{corr})}$$

T_{mc} : Temperatura de módulo empírica

T_{am} : Temperatura ambiente

NOCT: Temperatura NOCT

G_i : Irradiancia en el plano del SFV

T_{corr} : Temperatura Corregida

γ : Factor de caída de potencia nominal por temperatura

PR: Tasa de rendimiento

E_{AC} : Energía AC inyectada a la Red

E_{irr} : Energía Solar disponible

Bajo las condiciones establecidas en [2], el punto de referencia es el valor de temperatura en STC, al realizar la corrección con las condiciones anteriores el valor de la temperatura de referencia será mayor, aproximándose a los valores reales de operación de la celda o a los valores NOCT que por lo general se encontrará cerca de los 44°C.

3. JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACION

“Es Importante estudiar el ritmo de degradación de la eficiencia de los módulo fotovoltaicos, tanto individualmente, como de todo el SFV para poder conocer la evolución del desempeño con respecto al tiempo y condiciones ambientales locales. Dichos estudios constituyen una herramienta útil para la planificación de los proyectos basados en el recurso solar, dado que son los aspectos financieros los que influyen con mayor peso en la toma de decisión para la ejecución de un proyecto.”

Para los planificadores de proyectos e instituciones financieras es de gran beneficio que pueda conocerse el ritmo de degradación de los SFV, si bien no es posible generalizar resultados porque cada emplazamiento tiene características propias, realizar un primer esfuerzo por determinar este parámetro puede resultar atractivo. A grandes rasgos un estudio detallado de cómo se comportan los SFV a lo largo del tiempo de operación es muy simple y conocer el ritmo de degradación sin duda es un aporte que se valorará mucho desde la perspectiva financiera ya que lo vuelve una herramienta precisa en las estimación de los retornos de la inversión y la rentabilidad de un proyecto. Establecer una tasa de degradación, en principio, requiere analizar sistemas con cierto tiempo de operación, esto significa que para utilizarla en la planeación de un proyecto nuevo se deben estudiar muchos otros proyectos que pudieron o no haber sido rentables, además, el emplazamiento de un proyecto puede aportar factores trascendentales y por lo tanto no se puede generalizar una misma tasa de degradación para cualquier análisis.

Durante el planteamiento del problema se realizaron pre diseños del análisis con el objetivo de verificar si en realidad existían razones suficientes para sustentar la necesidad de realizar un análisis más completo y profundo. Preliminarmente se analizaron los años 2011 y 2013 para el SFV-CEL (que se presentan en la sección 10 de este reporte). En el caso específico del SFV-CEL se estimó de forma preliminar que el sistema podría haber decaído en torno al 2% entre el 2009 y el 2013, razón suficiente para justificar en la profundización de la investigación y la obtención de un valor más preciso.

Esta es la primera vez que se realiza un estudio de este tipo en El Salvador, otros trabajos se han centrado en el Índice de producción final (Yf), Los resultados ofrecidos deberán entenderse como una primera aproximación, los resultados obtenidos -que son aceptables y adecuados con la información recibida-, describen únicamente al sistema analizado y no es posible generalizarla a emplazamientos cercanos. Debe valorarse también el establecimiento de una metodología sugerida para que otros sistemas puedan ser analizados y poco a poco ir incorporando el comportamiento de más sistemas a los resultados generales, permitiendo cada vez, un valor más representativo para un tipo de tecnología y emplazamiento determinado.

El gran beneficiado con el establecimiento de un valor preciso de pérdida de rendimiento del sistema serán las instituciones financieras y desarrolladores de proyectos quienes podrán tener certeza de cómo se podría comportar un SFV en nuestro país, si bien la irradiancia solar en nuestro país es de buena calidad a lo largo de todo el año, el efecto de la temperatura y como afecta el rendimiento del sistema debe ser valorado oportunamente.

4. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El crecimiento y desarrollo de las energías renovables en El Salvador depende de muchos factores de carácter técnico, que con ayuda de la tecnología adecuada, pueden ser superadas todas las limitantes; sin embargo, un factor determinante en la decisión de ejecución de un proyecto está ligado al análisis económico y financiero, los cuales, el caso de proyectos de generación de energía, se basan en la capacidad del sistema de entregar energía. De forma general, un SFV puede disminuir su rendimiento por varias razones como la temperatura en la superficie del módulo FV, la degradación del material semiconductor del módulo FV, pérdidas eléctricas a lo largo de cables, conexiones, inversores, etc.

La disminución de la eficiencia debido al aumento de la temperatura es algo que se percibe a diario, al inicio del día el sistema está “más frío” que después de varias horas de exposición al recurso solar, esta pérdida de eficiencia está descrita en las hojas de especificaciones del producto en función de la caída de voltaje, corriente o potencia, adicionalmente, en el largo plazo, la temperatura es un parámetro que va influyendo en la degradación del sistema de forma permanente. En el corto plazo, este comportamiento cíclico no debe constituir mayor riesgo en un análisis financiero dado que es un aspecto a considerar en la etapa de diseño del proyecto, pero a largo plazo, es un factor a considerar. Adicionalmente, los materiales semiconductores en que se basan los módulos fotovoltaicos tienen la tendencia a degradarse por múltiples factores, la temperatura es uno, además, dependiendo de la tecnología, algunos se degradan más rápidos que otros pero en general, esta degradación comienza a ser más sensible desde los 10 años de operación [3].

La degradación del módulo FV debido al envejecimiento del semiconductor no siempre se especifica de forma precisa en las hojas de datos del producto ya que se basan en condiciones estándar las cuales muy difícilmente pueden presentarse durante la operación, cuando lo hacen, no consideran aspectos como la suciedad. Además, el Módulo FV es tan solo uno de los componentes del SFV que debe ser considerado, este es un tema en el que se ha profundizado muy poco en nuestro país, por lo que su influencia, normalmente, no es considerada en los flujos de caja del proyecto. Según datos proporcionados en publicaciones de otros países, algunos SFV pueden degradarse entre 0.6%/año y 1%/año [2]. Otro estudio en Estados Unidos, desarrollado por NREL en 2012, indica que el ritmo de degradación de módulos fotovoltaicos basados en silicio pueden degradarse a una razón de 0.5%/año, es decir que los módulos pueden reducir su eficiencia, como mínimo entre 12.5% y 25% en un periodo de operación de 25 años. Ambos estudios se desarrollan en países con condiciones climatológicas diferentes a las de El Salvador y dado los significativos niveles de degradación que se estiman, es válido el análisis de los SFV en operación para cuantificar la disminución del rendimiento de los SFV. A partir de la determinación de la Tasa de Rendimiento del SFV, se puede determinar el ritmo de decaimiento del rendimiento del SFV, es decir que es un parámetro que engloba a todos los componentes del SFV, si bien hay componentes que pueden ser más críticos que otros, no está dentro de los alcances del proyecto individualizar los aportes de cada componente. Una limitante en los SFV analizados en El Salvador, es la relativa poca información de las series temporales de datos medidos (instalaciones recientes) y la calidad y continuidad de los mismos. La calidad de la determinación del rendimiento de largo plazo requiere de información continua del sistema arriba de dos años, menos de dos años de información requiere de consideraciones especiales para poder realizar el análisis. Esta degradación continúa debida a temperatura, envejecimiento del material semiconductor, aspectos externos y otros componentes, podrá ser más notable en la producción de energía y por lo tanto, en el flujo de caja del proyecto a medida que se avance en ciclo de vida del proyecto. Un análisis que describa a reducción de la eficiencia con el tiempo podrá ser de utilidad para la optimización de los flujos de caja propios del proyecto y el mejor desarrollo de las energías renovables en el país.

5. ALCANCES DE LA INVESTIGACION

- Analizar y correlacionar los registros históricos de medición de datos tales como: Irradiancia Solar (W/m^2), Voltaje AC y DC (V), Corriente AC y DC (A), Potencia (W), Energía generada (kWh, por día, mes, año) y temperatura de cada sistema FV para evaluar su cambio con respecto al tiempo.
- A partir de los datos suministrados por el SFV en estudio, establecer un valor medio de degradación en %/año que pueda ser aplicado para el análisis de flujo de caja de un proyecto de energías renovables basado en recurso solar y que emplee las tecnologías antes citadas.
- Finalmente, realizar un análisis comparativo de tipo económico/financiero de un proyecto solar fotovoltaico con y sin degradación, la comparación se basará en los indicadores económicos, tales como: TIR y VAN.

6. LIMITACIONES ENCONTRADAS

Como se mencionó anteriormente, realizar un análisis de este tipo requiere de mucha información de calidad y con varios años de operación, esto ha sido una dificultad en nuestro país, así como también la poca apertura que por lo general se tiene con estos proyectos, dado que muchos proyectos son privados, las opciones se ven reducidas notablemente. Las limitaciones las podemos agrupar entre aquellos SFV donde no se pudo obtener información y en los que la poca calidad de las mediciones fue un obstáculo para ordenar, corregir o complementar la información que pudo ser obtenida, en resumen las limitaciones encontradas son:

- Disponibilidad de SFV con amplio registro de mediciones.
- Disponibilidad de datos meteorológicos en la ubicación de los SFV adecuados o datos poco fiables.
- Permiso de acceso denegado por parte de los propietarios para realizar el estudio (Proyectos privados generalmente).
- Registros de información meteorológica o energética incompleta en periodos prolongados.
- Sistemas Fotovoltaicos con poco tiempo de operación.
- Sistemas Fotovoltaicos con varios años de operación, con registros de energía pero sin registros de irradiancia.

7. OBJETIVOS

Objetivo General:

- Estimar el ritmo de degradación de SFV de CEL (en %/año), basándose en la información proporcionada por el propietario del proyecto, el tipo de semiconductor utilizado y otros dispositivos que componen la instalación fotovoltaica.

Objetivos Específicos:

- Estimar el ritmo de degradación de diferentes SFV asociados a tecnologías de módulos FV (Monocristalino, Policristalino y amorfo) que se encuentran operativos en el edificio administrativo de CEL.
- Evaluar el impacto en Flujo de caja debido a la reducción del rendimiento del SFV y así determinar a partir de qué momento en el ciclo de vida del proyecto se puede convertir en una variable significativa.
- Establecer y sugerir la metodología adecuada para el análisis de Tasas de Rendimiento de otros sistemas fotovoltaicos en operación.

8. MARCO DE REFERENCIA

Descripción General del Sistema Fotovoltaico CEL (SFV-CEL):

Se ha seleccionado como caso base de este estudio al SFV instalado en las instalaciones del Edificio administrativo de CEL, este sistema tiene una capacidad de 24.57kWp y se encuentra conformado por 3 subsistemas de 8.19kWp cada uno, estos subsistemas corresponden a las tres tecnologías de MFV más comunes en el mercado: Silicio Amorfo (a-Si), Silicio Policristalino (p-Si) y Silicio Monocristalino (m-Si). El SFV entró en operación en Junio de 2009 y hasta la fecha ha producido 235MWh que equivalen a una reducción de 181 Toneladas de CO₂.

El SFV de CEL consta de 141 MFV, estos módulos se han agrupado inicialmente según su tecnología y para cada tecnología se han formado 3 cadenas, en el caso de las tecnologías Policristalino y Monocristalino, cada cadena se conforma de 13 módulos de 210Wp, en tanto que la tecnología amorfa requiere de 21 MFV de 130Wp por cadena. Independientemente de la tecnología, cada cadena tiene una capacidad de 2.73kWp. El SFV-CEL se vale de 3 inversores por tecnología para realizar la conversión DC/AC y finalmente la salida AC es conectada a la red eléctrica de las instalaciones del edificio CEL, una característica importante es que toda la energía eléctrica producida a partir del SFV sirve para autoconsumo del edificio. La Figura 4 muestra el diagrama esquemático de del SFV CEL.

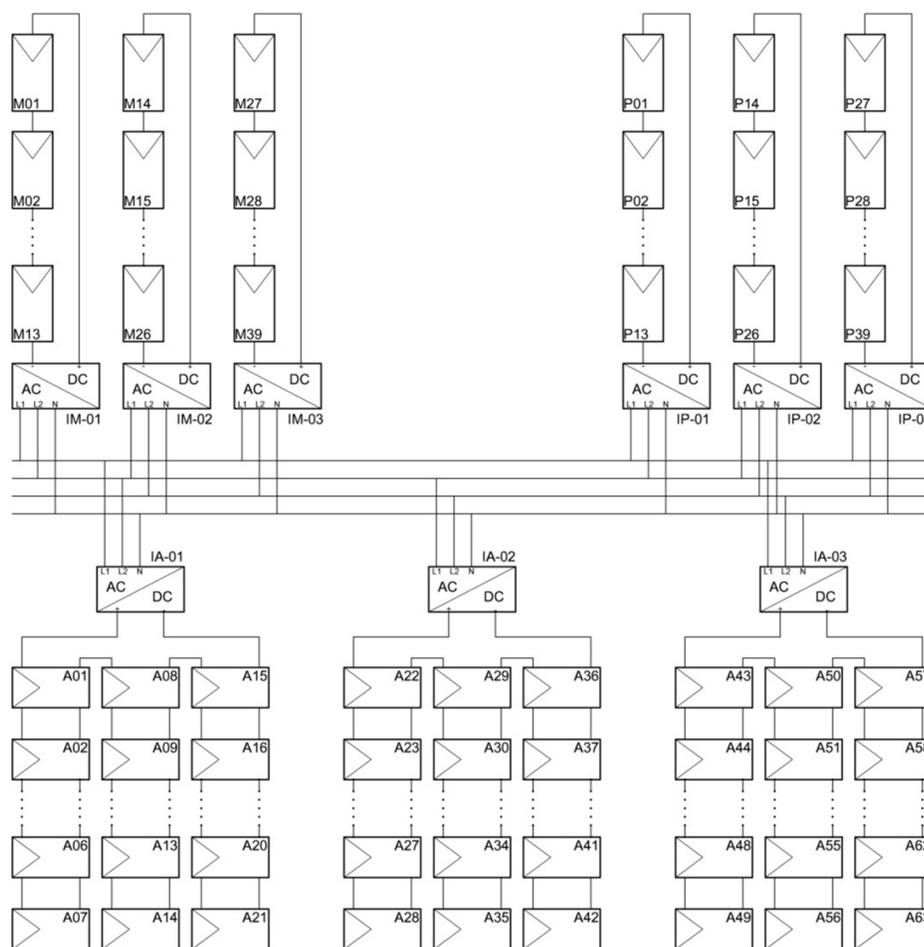


Figura 5: Diagrama esquemático SFV-CEL.

Fuente: CEL

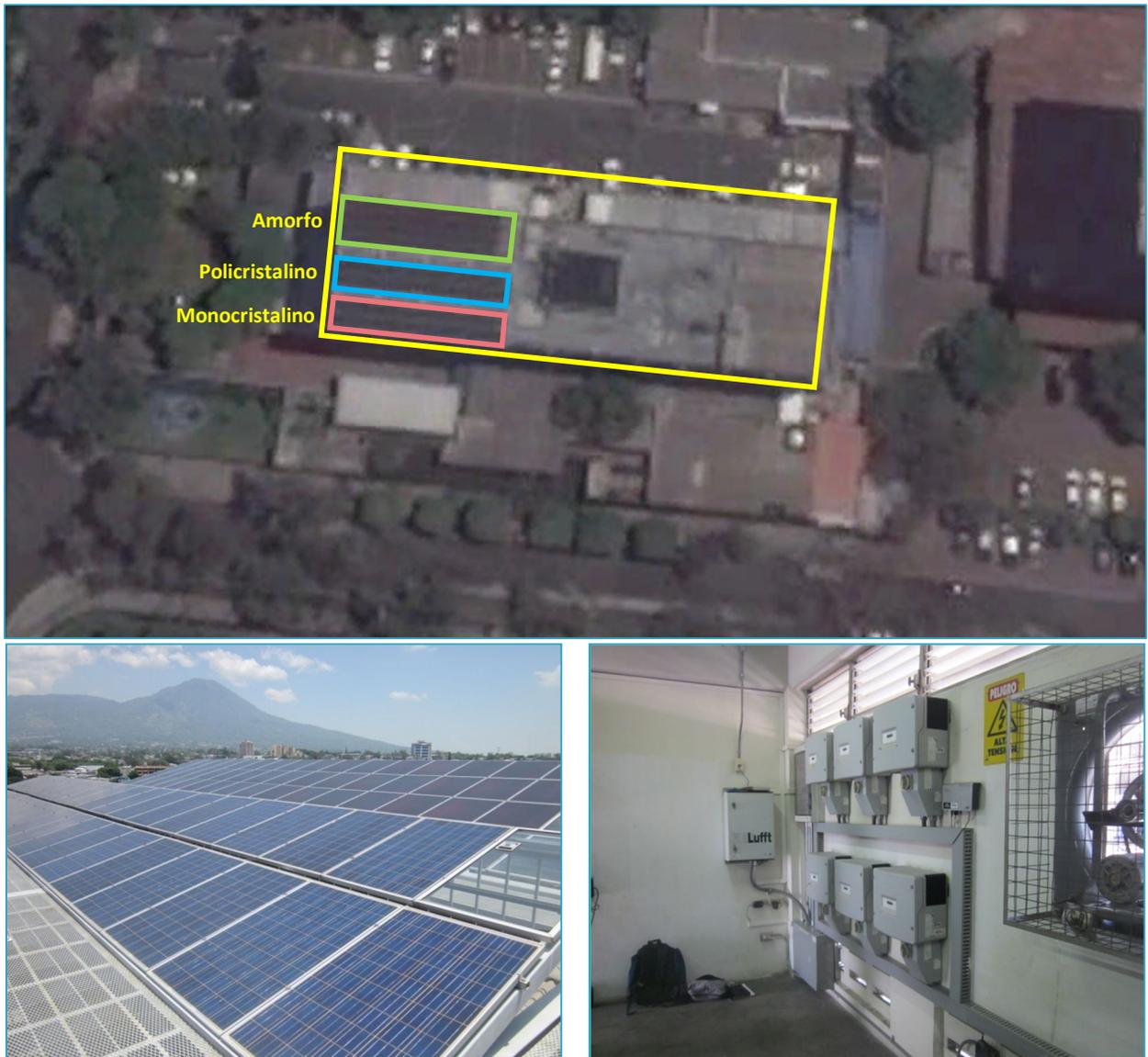


Figura 6: (a) Distribución de tecnologías en azotea edificio administrativo CEL. (b) Vista parcial de SFV-CEL. (c) Sistema de Inversores.

Base de Datos de Energía e Irradiancia

El sistema posee dos registros de información independientes uno del otro. El primero registra todos los parámetros energéticos del sistema en DC y AC como corrientes, voltajes, energía, etc. También tiene la capacidad de registrar temperatura e irradiancia a través de un Piranómetro de celda que tiene muy bajo nivel de repuesta a los cambios en la irradiancia (Figura 7a). La mayor parte de los datos se obtuvieron en series de 15 minutos. Por otro lado, se tiene un registro de todas las variables monitoreadas por una estación meteorológica como irradiancia, temperatura ambiente, temperatura de módulo, velocidad y dirección de viento, humedad relativa, etc. Todos estos parámetros se registran en series de un minuto. Las mediciones de irradiancia se realizan con un Piranómetro Kipp&Zonen (Figura 7b), Clase 2. Los datos energéticos es posible obtenerlos desde Junio 2009 hasta la fecha más reciente con periodos cortos sin información, sin embargo, los de la estación meteorológica solo se tiene disponibilidad hasta Diciembre de 2013 lo que permite establecer un periodo de análisis aproximado de 4.5 años.

La tabla 2 muestra el porcentaje de días que contienen información útil para cada mes de operación del sistema, tanto en Energía como en Irradiancia. En total, el periodo entre Junio de 2009 y Diciembre de 2013 se encontraron 1033 días con la información necesaria para realizar el análisis. La complicación para encontrar información útil son los faltantes en la base de datos de Irradiancia donde por ejemplo uno de los periodos más prolongados sin información está entre Marzo y Junio de 2012.

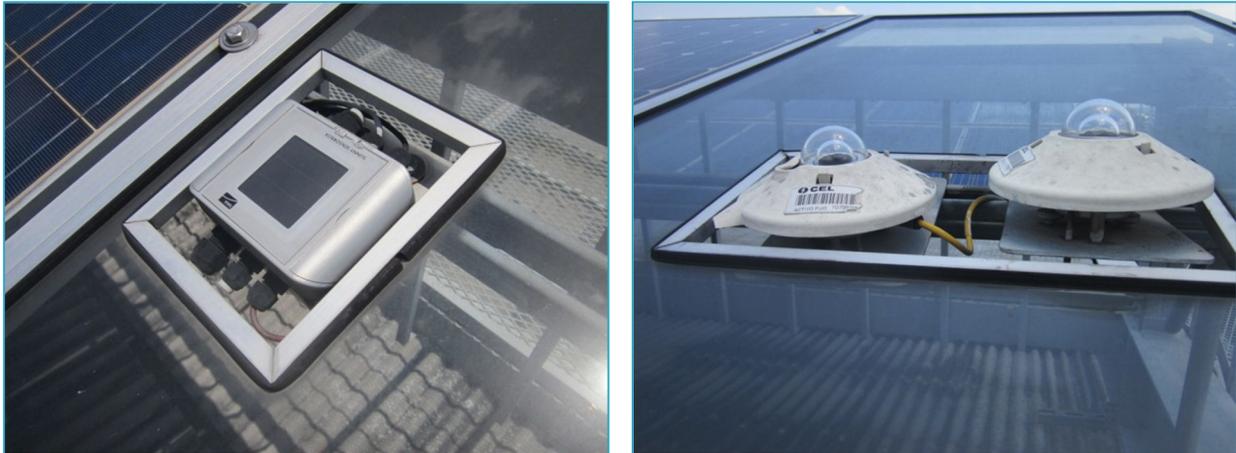


Figura 7: Medición de Irradiancia en CEL. (a) Sunny Sensor Box (Inclinado). (b) Piranómetro Kipp&Zonen (Inclinado a la izquierda, Horizontal a la derecha)

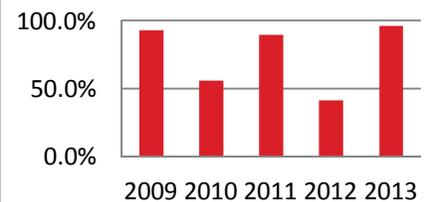
Tabla 2: Porcentaje de días con información útil por mes

Mes	2009	2010	2011	2012	2013
ENE	-	100.0%	74.2%	22.6%	100.0%
FEB	-	100.0%	21.4%	50.0%	100.0%
MAR	-	100.0%	100.0%	0.0%	100.0%
ABR	-	100.0%	100.0%	0.0%	100.0%
MAY	-	22.6%	100.0%	0.0%	100.0%
JUN	30.0%	0.0%	100.0%	0.0%	100.0%
JUL	100.0%	0.0%	100.0%	16.1%	100.0%
AGO	100.0%	0.0%	100.0%	9.7%	71.0%
SEP	100.0%	93.3%	100.0%	100.0%	100.0%
OCT	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
NOV	70.0%	23.3%	100.0%	100.0%	100.0%
DIC	58.1%	35.5%	74.2%	100.0%	83.9%
TOTAL AÑO	93.2%	55.9%	89.6%	41.4%	96.2%

Total días con datos útiles



% Días con datos útiles por año



Ambas bases de datos contienen registros de Irradiancia instantánea, el parámetro más importante en esta investigación (junto con la producción energética) porque gran parte del estudio se basa en el potencial solar con que cuenta el emplazamiento, por esto, debe definirse cual irradiancia es la que debe utilizarse, ambas son medidas con instrumentos diferentes, con características específicas y tasas de degradación diferentes. La utilización de una u otra base de datos tiene ventajas y desventajas, ya sea en la precisión del registro o en tiempo entre mediciones consecutivas. La tabla 3 muestra las ventajas y desventajas de cada una de las bases de datos, que en conjunto con los resultados preliminares ayudará a justificar cuál de las dos fuentes puede ser más adecuada para la realización del análisis.

Como una descripción general, el Sunny Sensor Box incluye un sensor de irradiancia integrado que se compone de una celda fotovoltaica de Silicio Amorfo (a-Si), con resolución de 1W/m² y precisión de ±8%.

La estación meteorológica cuenta con un Piranómetro Kipp&Zonen, serie CMP de clase secundaria, basado en una termopila y tiene un tiempo de respuesta al cambio de irradiancia menor a 18s y su campo de visión es de 180°. Dadas las características de cada uno de los sensores, se puede tener certeza que las mediciones de irradiancia de la estación meteorológica son de mejor calidad.

Tabla 3: Ventajas y Desventajas de las bases de datos de Irradiancia

Característica	Estación SMA (Sunny Sensor Box)	Estación Meteorológica
Tiempo entre mediciones	Mediciones cada 15 minutos. Un día (entre las 6am y 6pm) contiene 48 registros de Irradiancia.	Mediciones cada 1 minuto. Un día (entre las 6am y 6pm) contiene 720 registros de Irradiancia.
Dispositivo de Medición	Celda fotovoltaica	Piranómetro Clase II
Datos disponibles	Julio 2009 – A la fecha	Julio 2009 - Diciembre 2013
Información Faltante	No se han detectado faltantes	Hay años con varios meses sin registro y hay meses con uno o varios días sin registro. Los mejores años son 2011 y 2013.
Acceso a los datos	Como máximo, se puede acceder a una semana de datos desde una fecha específica. Por ejemplo, para obtener la irradiancia de un año es necesario descargar un fichero *.csv por cada semana que contenga el año de interés. Esto hace poco práctico la manipulación de la información desde la perspectiva de las descargas. El procesamiento de los datos se puede simplificar con rutinas en Matlab.	Los datos se dividen por años, es decir un fichero por año, donde se contiene la información disponible por día y por mes, su procesamiento solo requiere de rutinas en Matlab, especialmente por la gran cantidad de datos que se tienen en cada año.
Compatibilidad con registros de Potencia y Energía	Son compatibles, comparten la base de tiempo	Son compatibles, pero requiere igualar las bases de tiempo, en el caso de valores de potencia son mediciones instantáneas y solo se requieren los datos a la misma hora, sin embargo, cuando lo que se analiza es la energía deberán hacerse otras consideraciones para no influir en los resultados producto de sobre o sub valoraciones.

Para comparar las mediciones de uno y otro instrumento se selecciona un día sin nubosidad, dada nuestra ubicación geográfica, cercana a los 14° de latitud, los meses de Marzo y Abril pueden presentar cielos despejados y buenas lecturas de irradiancia. Sin ninguna razón específica, se selecciona el día 28 de Marzo de 2013. La Figura 8 muestra 3 curvas que corresponden a la irradiancia del Sunny Sensor Box y el Piranómetro de la estación meteorológica, así como también la diferencia entre ambas lecturas. Hay una diferencia muy grande entre una y otra medición, entre las 10am y 2 pm, la diferencia puede estar cercana a los 200W/m², por lo tanto, la energía solar disponible o recurso solar también será distinto.

Para tener una idea del impacto que puede tener la utilización de una u otra fuente de información, el 28 de Marzo, según la medición del Sunny Sensor box la energía solar disponible habría sido de 5.845kWh/m² contra 7.431kWh/m² según lo registrado por la estación meteorológica, no hay duda que las mediciones de la estación meteorológica, por la calidad del instrumento de medición, son más adecuadas para realizar el análisis, de lo contrario estaríamos subestimando el recurso, lo que da lugar a una sobreestimación de la Tasa de Rendimiento.

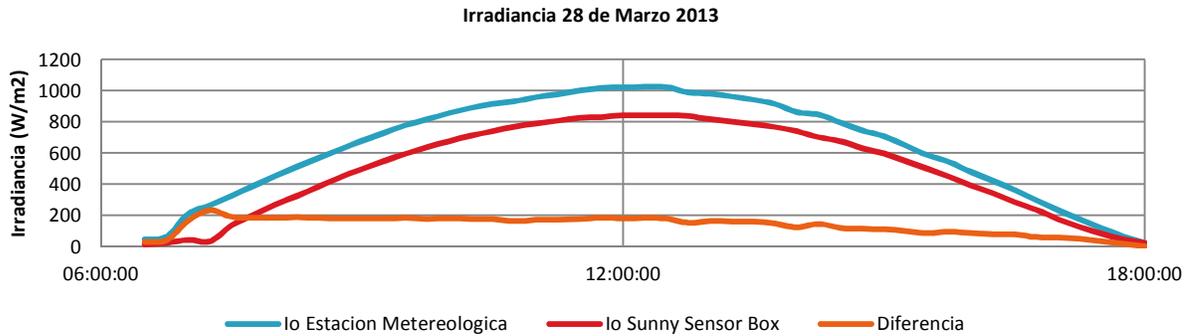


Figura 8: Comparación entre la Irradiancia medida por la estación meteorológica y el Sunny Sensor Box

Parámetros de Análisis del Sistema

Para realizar un análisis adecuado de los SFV es necesario remitirse a los parámetros que la IEA define en su estándar IEC 61724 [9], estos indicadores nos permiten describir el funcionamiento y rendimiento del sistema de forma fiable y nos proporcionaran los resultados adecuados para comparar sistemas de diferente tamaño, tecnología o ubicación.

La IEC 61724 define 3 parámetros que deben considerarse: Índice de producción (Y_f , Final System Yield), Índice de Referencia (Y_r , Reference Yield) y Factor de Rendimiento (PR, Performance Ratio), los cuales nos servirán para conocer el rendimiento global del sistema con respecto a la producción de energía, el recurso solar y el efecto global de las pérdidas.

- **Índice de Producción Final del Sistema: Y_f**

Se define como la relación entre la salida neta de energía expresada en kWh o Wh (en AC, a la salida de los inversores) y la potencia nominal o de placa de los MFV expresada en kWp o Wp. Este índice representa el número de horas que el SFV necesitaría para generar la misma cantidad de energía operando a potencia nominal. El análisis dimensional de los parámetros resulta en horas (h) pero por lo general se prefiere expresarlo en términos de las unidades base que definen a Y_f , es decir kWh/kWp o Wh/Wp.

El parámetro Y_f es en esencia una normalización de la energía producida con respecto al tamaño del sistema y por lo tanto servirá adecuadamente para comparar la energía producida por SFV de diferente tamaño.

Ecc. 7:
$$Y_f = \frac{E}{P_o} \Big|_{E=\text{Energía en AC}, P_o=\text{Potencia Nominal SFV}}$$

- **Índice de Producción de referencia: Y_r**

Se define como la relación entre la irradiancia total en el plano de los MFV (H) expresada en kWh/m² y la irradiancia de referencia (G) expresada en kW/m². La irradiancia de referencia es 1kW/m². Las unidades resultantes del análisis dimensional de sus componentes resultan en horas (h), representan el número de horas de sol pico.

El parámetro Y_r es una función de la localización, orientación de SFV y las variaciones climáticas mensuales o anuales.

Ecc. 8:
$$Y_r = \frac{H}{G} \Big|_{H=\text{Irradiancia en el plano de MFV}, G=\text{Irradiancia de referencia}=1kW/m^2}$$

- **Factor de Rendimiento: PR**

Se define como la relación entre los índices de producción final del sistema y el de producción de referencia. Es un parámetro adimensional. En condiciones normales, varía entre 0.6 y 0.8 [2][8]. También se le conoce como índice de relación de comportamiento o rendimiento global del sistema. Con esta relación, el índice de producción Y_f queda normalizado con respecto a la irradiancia, por lo que esta cantidad expresa el efecto global de las pérdidas debidas a ineficiencia del inversor, cables, temperatura, mismatch, suciedad, sombras, uso incompleto de la irradiancia, fallas de componentes, etc.

El factor de rendimiento PR no es capaz de describir la energía producida, por ejemplo un sistema con bajo PR en un lugar con alto recurso solar puede producir más que otro sistema con alto PR y bajo recurso solar. El PR puede ser determinado en cualquier base de tiempo, diaria, semanal o mensual, pero intervalos cortos únicamente sirven para detectar fallas en el sistema (pero no determinan la causa), para determinar la degradación del sistema se debe ver en intervalos anuales ó intervalos más cortos en varios años.

Ecc. 9: $PR = \frac{Y_f}{Y_r}$

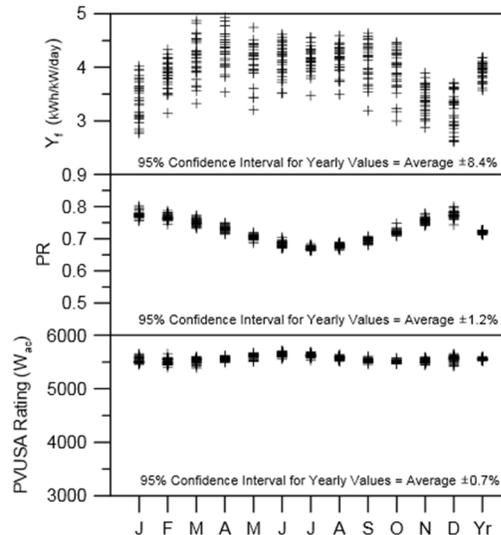


Figura 9: Influencia del clima en los parámetros Y_f y PR
Fuente: [3]

Los SFV y consecuentemente sus parámetros, están influenciados por condiciones climáticas mensuales o anuales. El índice de producción Y_f está influenciado principalmente por su dependencia a la irradiancia solar, en cambio PR al estar normalizado con respecto a la irradiancia se ve menos perjudicado por esta, pero si está influenciado por la variación de temperatura. La Figura 9 representa la variabilidad de los parámetros Y_f y PR en el año 2011 para el SFV de CEL.

Potencial Solar en El Salvador:

Para desarrollar proyectos fotovoltaicos es preciso conocer cuál es el potencial solar del emplazamiento de interés, uno de los primeros esfuerzos por realizar un mapa solar que reuniera gran cantidad de la información dispersa en diferentes estaciones de medición fue el proyecto SWERA [5], este mapa establece una porción de la zona paracentral, norte y sur oriental del país como las zonas más adecuada desde el punto de vista de la radiación solar, alcanzado un potencial anual promedio de hasta 5.40kW/m²/día. Un segundo esfuerzo de reunir varias fuentes de datos fue realizado en 2014 por la

escuela de Ingeniería Eléctrica de El Salvador a través del trabajo de graduación Actualización del mapa de radiación Solar de El Salvador [6].

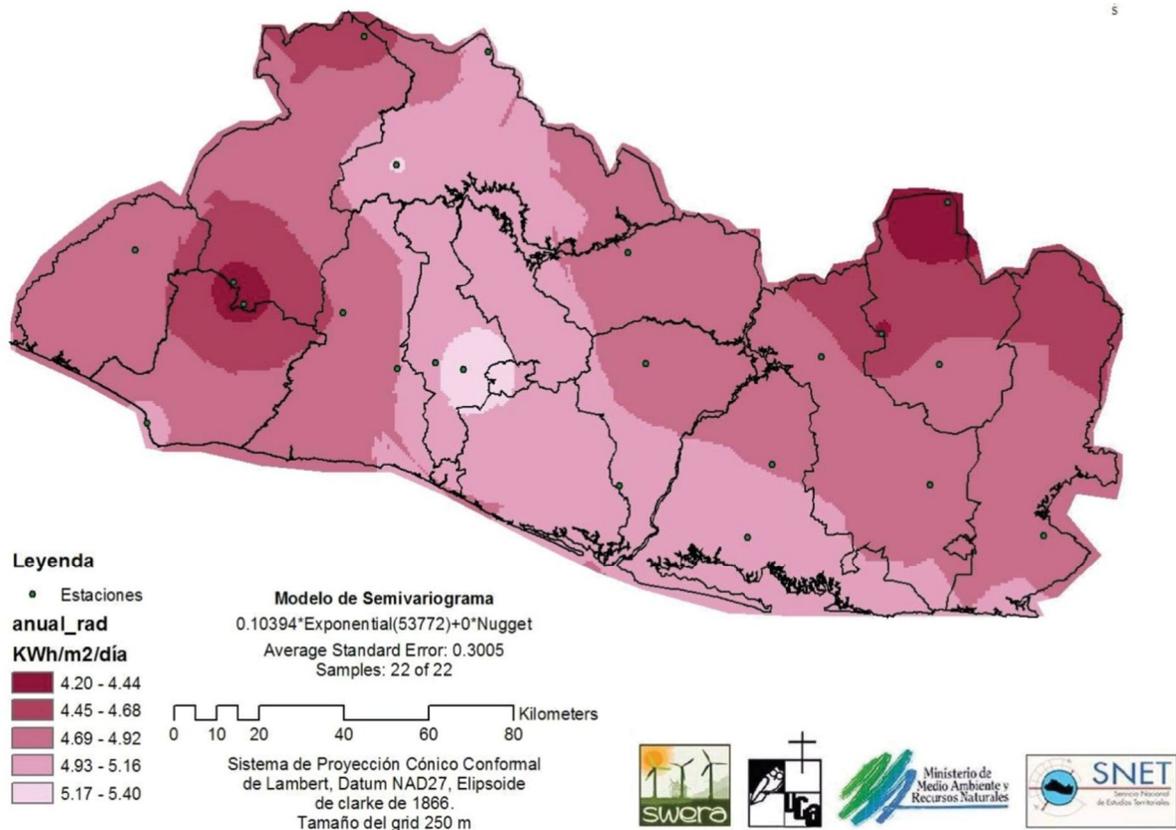


Figura 10: Mapa de Radiación Solar de El Salvador, Promedio Anual, 2005
 Fuente: SWERA



Figura 11: Mapa de Radiación Solar de El Salvador, Promedio Anual, 2014
 Fuente: [6]

Pérdidas en Sistemas Fotovoltaicos:

Son varias las razones por las que se pueden degradar o limitar las capacidades de producción de energía en los SFV, el nivel en que estas situaciones puedan reducir la capacidad depende del tipo de MFV, del cuidado y mantenimiento que cada instalación recibe. Algunas de las pérdidas que se esperan se listan a continuación.

La tabla 4 muestra algunos de los rangos típicos de factores de pérdidas de los diferentes componentes o etapas de un SFV. Estos valores pueden variar con tecnologías más recientes, pero permiten obtener una aproximado de cuál es el rendimiento esperado de un SFV, el cual puede variar en un rango entre el 0.6 y 0.9 de la energía solar recibida.

Tabla 4: Factores de pérdidas en AC [3]. Año 2005

	Valor Típico	Rango
Potencia Nominal MFV	1.00	0.85 - 1.05
Degradación inicial por exposición al Sol	0.98	0.90 – 0.99
Cableado DC	0.98	0.97 – 0.99
Diodos y Conexiones	0.995	0.99 – 0.997
Mismatch	0.98	0.97 – 0.985
Inversor	0.96	0.93 – 0.96
Transformadores	0.97	0.96 – 0.98
Cableado AC	0.99	0.98 – 0.993
Suciedad	0.95	0.75 – 0.98
Sombras	1.00	0.00 – 1.00
Seguimiento solar	1.00	0.98 – 1.00
Disponibilidad del sistema	0.98	0.00 – 0.995
Pérdida global STC	0.804	0.62 – 0.92
Pérdida global NOCT	0.731	

- **Pérdidas por no cumplimiento de potencia nominal**
 - El fabricante de MFV garantiza que la potencia nominal del módulo se sitúa dentro de una banda que puede oscilar entre el 3%, 5% ó 10%, un MFV de 100Wp que esté garantizado para una banda de 10%, se espera que su capacidad este entre 90W y 110W, generalmente se espera que la capacidad este más cercana al límite inferior.
- **Pérdidas Óhmicas (Cables)**
 - Estas pérdidas se presentan tanto en AC como en DC, se producen debido a la caída de tensión en los conductores de un material y calibre determinado. Con un dimensionamiento adecuado de los conductores, estas pérdidas se pueden disminuir.
- **Pérdidas por suciedad**
 - Se derivan de la disminución de potencia debido a una reducción de la radiación solar aprovechable debido a una cubierta uniforme de polvo o suciedad u otro tipo de suciedad focalizada (excremento de aves) que además puede permitir la creación de puntos calientes o aumentar las pérdidas por mismatch.
- **Pérdidas en el Inversor**
 - Estas pérdidas dependerán de la tecnología del inversor aunque su mantenimiento y ubicación pueden influir en su rendimiento, afectando la eficiencia del SFV.

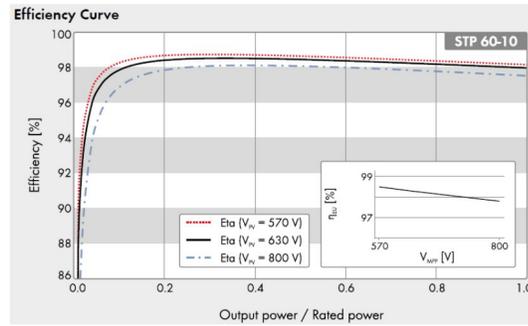


Figura 12: Curva de eficiencia estándar para un inversor

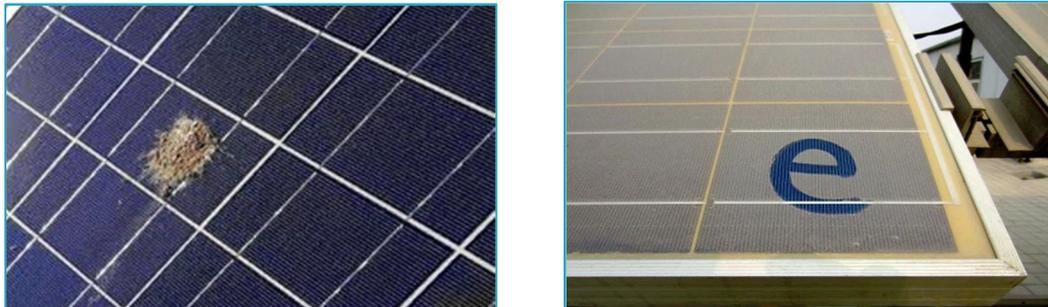


Figura 13: Suciedad en superficie de los MFV

- **Pérdidas por ángulo de incidencia (Pérdidas angulares y espectrales)**

- La capacidad de un MFV se prueba normalmente bajo condiciones STC (Standard Test Conditions), estas condiciones fijan la irradiancia a 1000W/m², la temperatura a 25°C, un espectro estándar de AM 1.5G y un ángulo de incidencia normal a la superficie del módulo. En la operación real, estos parámetros no son constantes, entre mayor es el ángulo de incidencia mayores son las pérdidas. Adicionalmente, los MFV son selectivos espectralmente, como consecuencia, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar, esto puede afectar la respuesta de las celdas permitiendo ganancias o pérdidas energéticas.

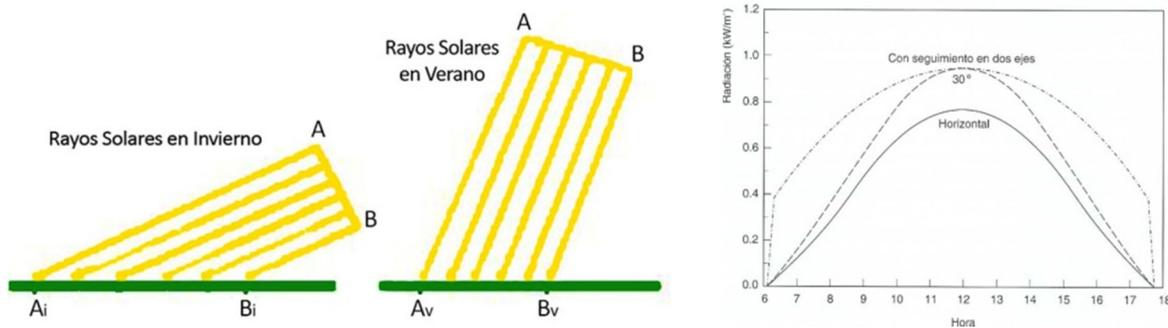


Figura 14: Efecto del ángulo de incidencia

- **Pérdidas por mismatch**

- Estas pérdidas son el resultado de conectar MFV de diferentes capacidades. Generalmente, los módulos se conectan en serie y en este caso, prevalece la corriente del módulo con menor capacidad debido a que limitará la corriente de los demás módulos. En el caso de daño en una de las celdas del MFV, la colocación de diodos de “bypass” son de utilidad para reducir el efecto de estas pérdidas.

- **Pérdidas por sombras**

- Normalmente se espera que los SFV se instalen en lugares despejados, aunque a veces es imposible evitar todos los posibles obstáculos que se pueden presentar y que pueden producir sombras en horas o épocas determinadas. Si la sombra cubre totalmente el SFV, entonces las pérdidas serán debido a la disminución de irradiación solar, si la sombra es parcial entonces las pérdidas se deben principalmente al mismatch que se presentará.

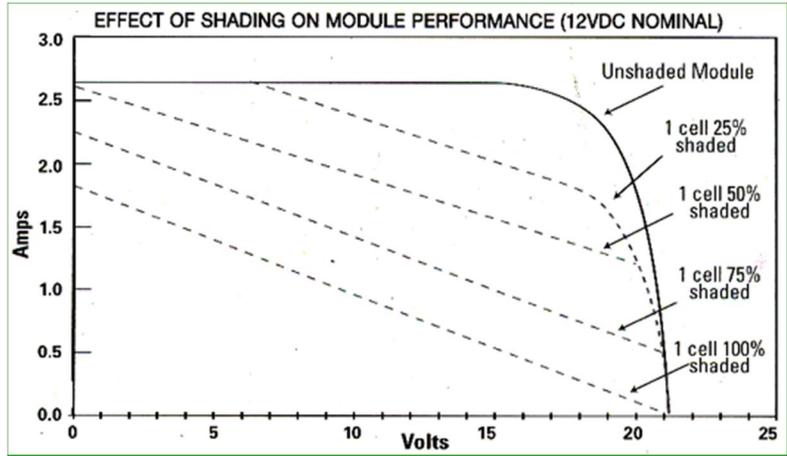
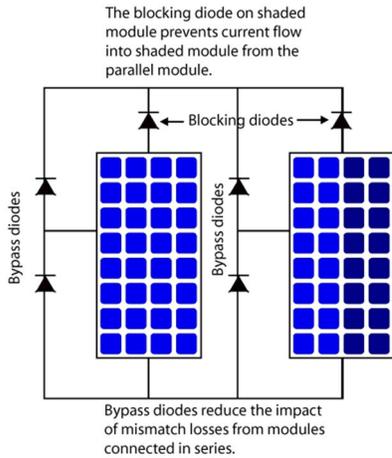


Figura 15: Efecto del ángulo de incidencia

- **Pérdidas por temperatura**

- Estas pérdidas son de las más complicadas de tratar. Un MFV puede tener pérdidas de hasta 4% por cada 10°C de aumento de la temperatura de módulo, este valor varía acorde a la tecnología del semiconductor del módulo. La temperatura del MFV depende de la irradiancia, temperatura ambiente, velocidad de viento y circulación de aire en la parte posterior de los módulos. En resumen, para una misma irradiancia, un MFV produce menos energía en un clima cálido que en un clima frío.

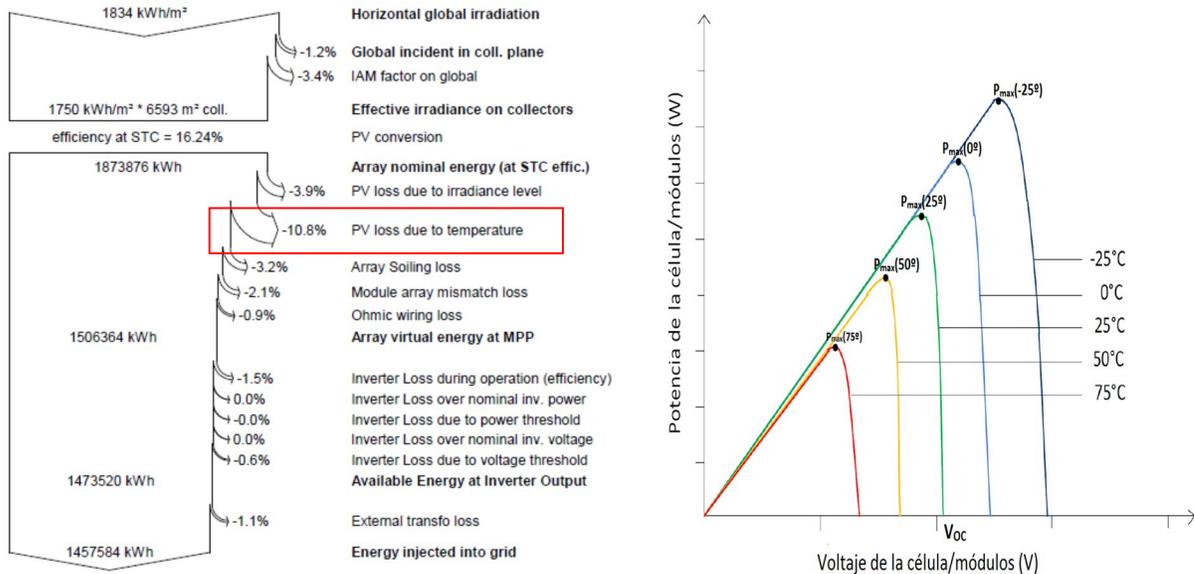


Figura 16: Detalle de pérdidas en un SFV

9. METODOLOGIA PARA LA EXTRACCION Y TRATAMIENTO DE DATOS

9.1 Tratamiento de datos de irradiancia y energía SFV CEL:

Si bien obtener el valor de PR es sencillo puesto que se obtiene a partir del cociente entre Y_f y Y_r , obtener estos dos valores puede ser un proceso complejo dado que debe ser realizado un tratamiento de los registros históricos los cuales puede, como es el caso, ser una extensa base de datos cuyos datos deben ser ordenados y tratados según convenga.

Se debe considerar inicialmente el origen de los datos necesarios, en primer lugar, para obtener los valores de Y_f es necesario conocer la energía producida por el sistema, esta información se obtiene en nuestro caso a través de la base de datos del sistema de inversores (Sunny Boy), la base de tiempo de estos datos es de 15 minutos, es decir que cada dato representa el acumulado de la energía producida los quince minutos anteriores (esta es la premisa para establecer la solución). En segundo lugar, para obtener el valor de Y_r se debe partir de los valores de irradiancia, los cuales se deben extraer de la base de datos del sistema meteorológico del proyecto (Como se justificó antes). Esta información contiene lecturas de irradiancia (en W/m^2) cada 60 segundos o cada minuto. No debe existir diferencia en la base de tiempo de las mediciones de energía e irradiancia ya que no podrían ser relacionadas, esta necesidad requiere que se asuma la base de tiempo mayor (15 minutos) como la base del estudio.

9.2 Estimación del índice de producción final ($Y_{f,15 \text{ minutal}}$)

El acceso a la información de energía puede realizarse de forma remota a través de la plataforma de monitoreo de SMA (Sunny portal), es posible seleccionar la información que se desea, agruparla, separarla, etc. Por facilidad se ha decidió descargar la información en intervalos de 1 semana (7 días), de esta forma se obtiene los registros en intervalos de 15 minutos, en el periodo de interés (4.5 años) es necesario descargar 260 ficheros con toda la información requerida. Es posible obtener la información en periodos de 30 días, pero en este caso los datos de energía solo pueden ser obtenidos en intervalos de 1 hora o de 1 día.

Los registros de energía de cada 15 minutos representan la energía acumulada de los últimos 15 minutos, cada uno de estos registros representa al término “E” en la ecuación 7, conocido el valor de “E” solo basta establecer $P_o = 2.73kW$ (Potencia nominal de cada cadena de MFV sin importar su tecnología) que se mantendrá constante y se obtiene el valor de Y_f , en nuestro caso, es el resultante de un intervalo de 15 minutos. La Figura 17 muestra los valores de energía producida por la cadena 3 de cada tecnología del SFV-CEL y como se han obtenido sus respectivos valores de Y_f . Solo se muestran los valores entre las 10am y las 2pm. La Figura 18 muestra todo el comportamiento de Y_f para el 28 de Marzo de 2011.

Los valores de Y_f se obtienen de dividir cada valor de energía entre la capacidad nominal del sistema ($P_o = 2730W$), si en lugar de determinar un valor de Y_f de cada 15 minutos quisiéramos un valor horario, es suficiente sumar los cuatro valores “quince minútales” de la hora que nos interesa. La última fila de la tabla 5 muestra el valor de Y_f acumulado para cada subsistema entre las 10 y las 14 horas. La Figura 17 muestra el comportamiento de la producción energética en intervalos de 15 minutos, la energía entre las 10am y las 2pm es la sumatoria de todos los intervalos, de forma similar se obtendría el Y_f total del intervalo. Como el Valor de Y_f únicamente depende de la energía y de P_o que es constante, el comportamiento de los gráficos es idéntico. Por otro lado, la Figura 15 muestra el comportamiento de los Y_f de cada tecnología, como P_o es igual para todas las cadenas y los subsistemas son afectados igualmente la irradiancia, el valor de Y_f depende únicamente de la capacidad de cada subsistema de producir energía. Contrario a lo que normalmente se espera, la tecnología Policristalino tiene el mejor Y_f ,

al menos para el día que se ha analizado, influenciado posiblemente por la forma en que la temperatura afecta a cada una de las tecnologías.

Tabla 5: Cálculo de Índice de Producción Yf

	Monocristalino 3		Policristalino 3		Amorfo 3	
	E (Wh)	Yf	E (Wh)	Yf	E (Wh)	Yf
10:00	461	0.211	489	0.223	433	0.198
10:15	484	0.221	494	0.226	440	0.201
10:30	486	0.222	517	0.236	463	0.211
10:45	517	0.236	530	0.242	476	0.217
11:00	512	0.234	536	0.245	486	0.222
11:15	524	0.239	549	0.251	498	0.227
11:30	531	0.242	557	0.254	509	0.232
11:45	532	0.243	559	0.255	523	0.239
12:00	540	0.247	568	0.259	508	0.232
12:15	529	0.242	570	0.260	522	0.238
12:30	536	0.245	551	0.252	518	0.237
12:45	538	0.246	566	0.258	506	0.231
13:00	519	0.237	545	0.249	497	0.227
13:15	512	0.234	536	0.245	489	0.223
13:30	502	0.229	527	0.241	475	0.217
13:45	481	0.220	506	0.231	467	0.213
14:00	479	0.219	501	0.229	439	0.200
Yf Final		3.965		4.156		3.767

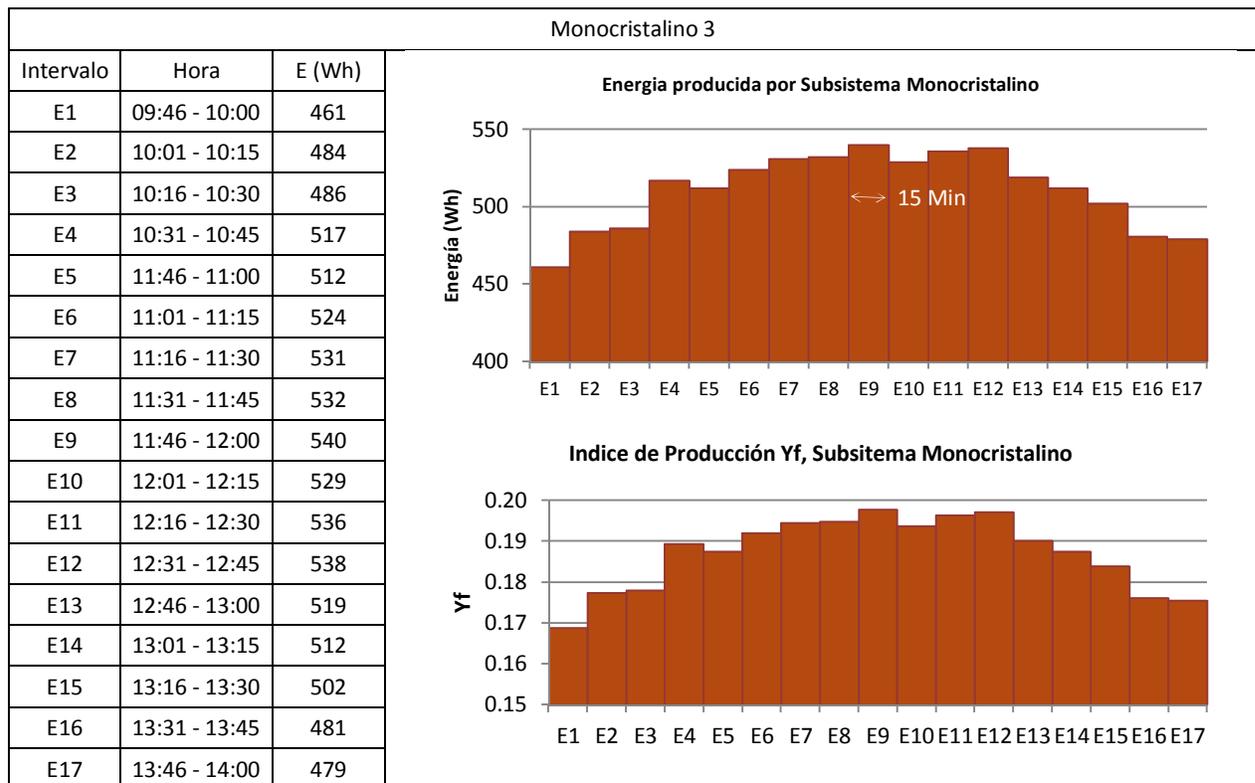


Figura 17: Comportamiento de la producción de energía del subsistema Monocristalino entre las 10 y 14 horas del 28 de Marzo de 2013

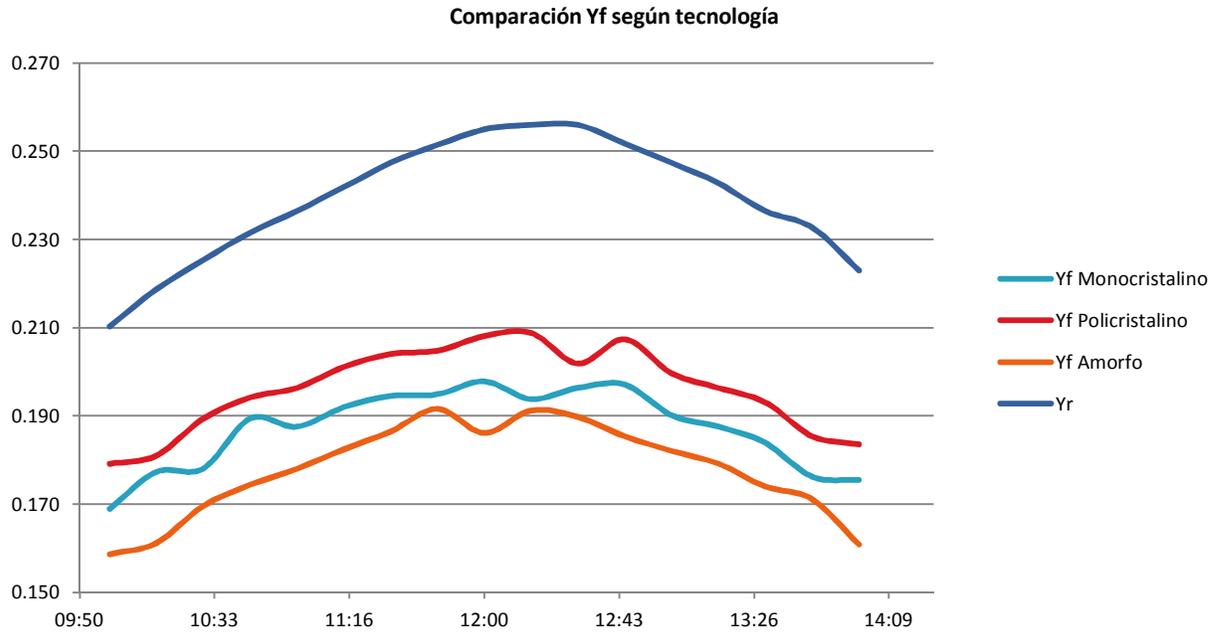


Figura 18: Comportamiento de Yf y Yr entre las 10 y 14 horas del 28 de Marzo de 2013

9.3 Estimación del índice de referencia ($Y_{r,15\text{minutal}}$)

La base de datos de la estación meteorológica ofrece información de irradiancia (W/m^2) en la base de 1 minuto. Esta información no es útil sin procesamiento adicional, primero es necesario referirla a una base de 15 minutos y luego se requiere llevarlo a unidades de energía (Wh/m^2). La tabla 6 muestra parte de los registros de irradiancia para el día 28 de Marzo de 2013, el sistema almacena datos las 24 horas del día, por lo que el primer paso es eliminar la información antes de las 6 horas y después de las 18 horas. En la práctica se va a considerar los datos entre las 5:46 am y las 5:45 pm, esto se realiza para armonizar la hora entre la información de energía y la de recurso solar.

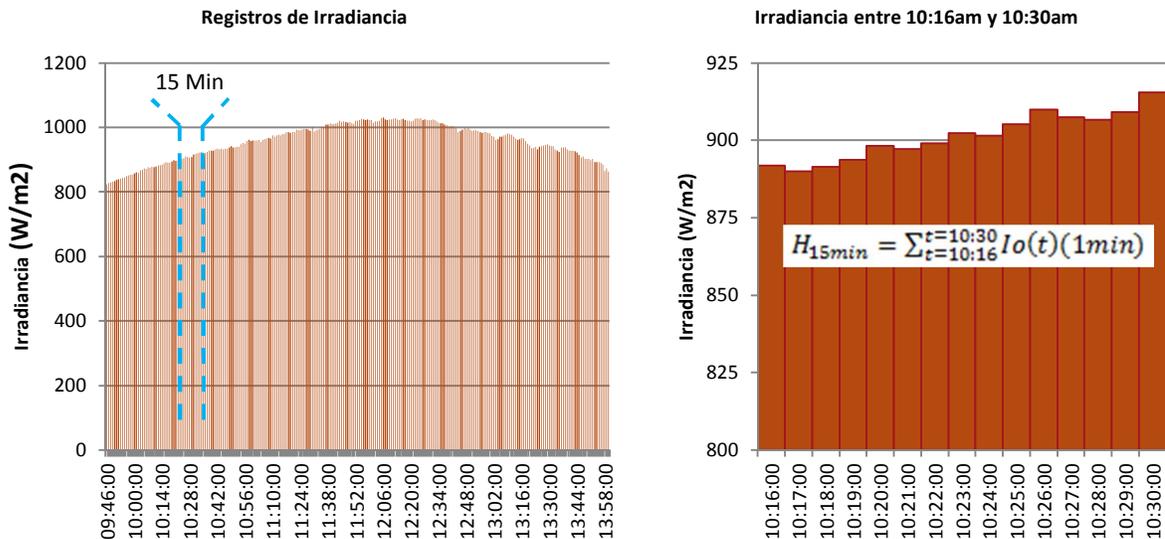


Figura 19: Comportamiento de la Irradiancia entre las 10 y 14 horas del 28 de Marzo de 2013

La premisa inicial es que los registros de energía reportados cada 15 minutos son el resultado de la energía acumulada los 15 minutos anteriores a la hora en que se reporta, es decir, el registro de energía de las 6:00am contiene la energía generada entre las 5:45 y las 6:00am, el registro de las 6:15 contiene la energía entre las 6:01 y las 6:15 y así sucesivamente hasta llegar a las 17:45 horas. Siguiendo esta secuencia se han obtenido los valores del recurso solar, en el caso del valor expresado a las 6:00 am, se consideraron los registros de irradiancia entre las 5:46 am y las 6:00 am, para obtener el valor de energía (área bajo la curva) se han sumado los 15 registros y se han multiplicado por la base de tiempo común (1 minuto) expresando la energía en W-minutos/m², basta dividir el resultado anterior entre 60 y 1000 para expresar la cantidad en kWh/m², que finalmente es la representación de H en la ecuación 8. Conocida H y el valor de referencia G = 1kW/m² obtenemos el valor de Yr, en nuestro caso, es la resultante de un intervalo de 15 minutos.

Obtener el valor de Yr en una base de 15 minutos requiere un poco de trabajo adicional, dado que lo que se requiere es la energía solar disponible en un espacio de tiempo definido, cada una de las lecturas de irradiancia en ese tiempo deben ser sumadas (Suponiendo que el tiempo entre muestras es uniforme), la tabla 6 muestra algunas lecturas de irradiancia entre las 9:46 y las 12 horas. Por ejemplo, para las 10:00, cada lectura entre las 9:46 y las 10:00 debe multiplicarse por su base de tiempo, en este caso 1 minuto y luego deben sumarse. Esta sumatoria resulta en la energía solar que corresponde al intervalo de 15 minutos. Finalmente este valor será dividido entre la irradiancia de referencia para obtener el valor de Yr.

Tabla 6: Cálculo de Índice de Referencia Yr

No	Hora	Irradiancia (W/m ²)	Hora	Irradiancia (W/m ²)	Hora	Irradiancia (W/m ²)
1	09:46:00	823.3	10:46:00	934.24	11:46:00	1019.01
2	09:47:00	827.66	10:47:00	934.41	11:47:00	1015.7
3	09:48:00	829.58	10:48:00	937.21	11:48:00	1015.52
4	09:49:00	832.03	10:49:00	940.87	11:49:00	1015.87
5	09:50:00	833.59	10:50:00	936.86	11:50:00	1012.73
6	09:51:00	837.96	10:51:00	937.9	11:51:00	1010.29
7	09:52:00	838.83	10:52:00	939.12	11:52:00	1020.76
8	09:53:00	841.27	10:53:00	939.3	11:53:00	1020.06
9	09:54:00	842.49	10:54:00	946.8	11:54:00	1023.55
10	09:55:00	845.46	10:55:00	951.16	11:55:00	1025.64
11	09:56:00	848.25	10:56:00	950.29	11:56:00	1023.72
12	09:57:00	850.17	10:57:00	958.14	11:57:00	1023.55
13	09:58:00	853.31	10:58:00	961.45	11:58:00	1023.9
14	09:59:00	853.31	10:59:00	956.92	11:59:00	1023.02
15	10:00:00	856.27	11:00:00	959.18	12:00:00	1021.63
	Wmin/m²	12613.480	Wmin/m²	14183.850	Wmin/m²	15294.950
	Wh/m²	210.225	Wh/m²	236.398	Wh/m²	254.916
	kWh/m²	0.210	kWh/m²	0.236	kWh/m²	0.255

9.4 Estimación del cociente de Rendimiento (PR_{15 minutos})

Una vez conocidos los valores “quince-minútales” de Yf y Yr es posible obtener el valor de PR en la misma base de tiempo. Si los datos de energía e irradiancia están completos, cada día debería de ofrecer 48 registros de PR. Los resultados se muestran en la figura 20, en este gráfico se ha considerado en el eje horizontal el valor de Yr, en el eje vertical principal el valor de Yf y en el eje vertical secundario el valor de PR. La línea negra indica el valor ideal de PR y las líneas de colores indican el Valor de PR real para cada subsistema. Para el día del ejemplo, el valor de PR de cada subsistema se comportó de acuerdo a lo esperado, es decir en el rango entre 0.75 y 0.80. Normalmente no se espera encontrar puntos sobre la línea de PR = 1, aunque es posible visualizar algunos puntos dispersos sobre este valor en algunas ocasiones.

Tabla 7: Cálculo de Tasa de Rendimiento PR

Hora	Monocristalino 3			Policristalino 3		Amorfo 3	
	Yr	Yf	PR	Yf	PR	Yf	PR
10:00	0.210	0.169	0.803	0.179	0.852	0.159	0.754
10:15	0.219	0.177	0.811	0.181	0.828	0.161	0.737
10:30	0.225	0.178	0.790	0.189	0.841	0.170	0.753
10:45	0.232	0.189	0.818	0.194	0.838	0.174	0.753
11:00	0.236	0.188	0.793	0.196	0.831	0.178	0.753
11:15	0.242	0.192	0.794	0.201	0.832	0.182	0.754
11:30	0.247	0.195	0.786	0.204	0.825	0.186	0.754
11:45	0.251	0.195	0.775	0.205	0.815	0.192	0.762
12:00	0.255	0.198	0.776	0.208	0.816	0.186	0.730
12:15	0.256	0.194	0.757	0.209	0.816	0.191	0.747
12:30	0.256	0.196	0.767	0.202	0.789	0.190	0.741
12:45	0.252	0.197	0.783	0.207	0.824	0.185	0.736
13:00	0.247	0.190	0.769	0.200	0.807	0.182	0.736
13:15	0.243	0.188	0.773	0.196	0.809	0.179	0.738
13:30	0.236	0.184	0.778	0.193	0.817	0.174	0.736
13:45	0.233	0.176	0.757	0.185	0.797	0.171	0.735
14:00	0.223	0.175	0.787	0.184	0.823	0.161	0.721
Yf Final	4.063	3.181	0.783	3.334	0.820	3.022	0.744

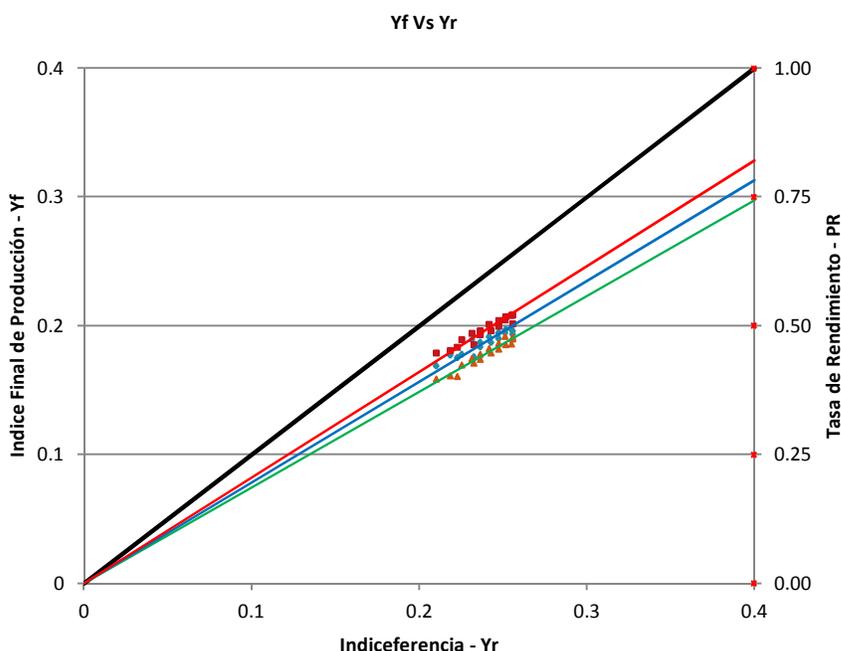


Figura 20: Comportamiento de PR entre las 10 y 14 horas del 28 de Marzo de 2013

9.5 Estimación de las Temperaturas Ambiente y de MFV (TEMP_{15 min})

Al igual que con los valores de irradiancia, se cuenta con un registro de temperatura cada 60 segundos, como la importancia de la temperatura radica en su utilidad para corregir el PR más adelante, se requiere de un valor de temperatura cada 15 minutos, al igual que Yf, Yr y PR. Para obtener este valor se sigue el mismo procedimiento que se utilizó para determinar los valores de Yr, se toman los 15 registros de temperatura anteriores a la hora de interés y se obtiene el valor promedio de estos valores. A partir de estos valores promedios se han construido los histogramas de la Figura 21. En la tabla 8 se presentan los valores estadísticos de importancia para la corrección de PR: Media y Mediana, además se presentan 1er percentil, 3er percentil, desviación estándar y varianza.

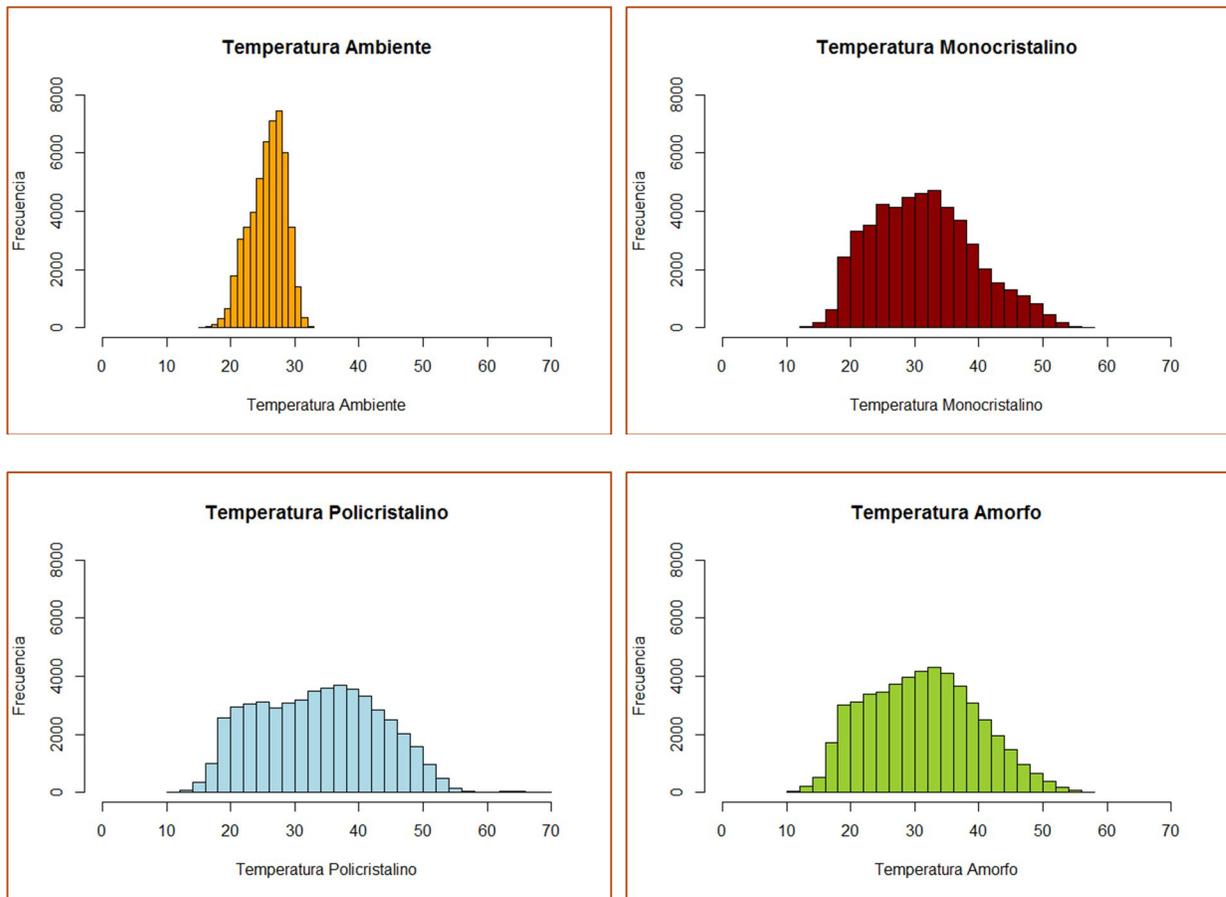


Figura 21: Histogramas de temperatura ambiente y de módulos FV

Tabla 8: Parámetros estadísticos de registros de Temperatura

Temperatura	Media	Mediana	1Q	3Q	Desviación Estándar	Varianza
Ambiente	25.72	26.08	23.85	27.81	2.75	7.56
Monocristalino	31.42	31.01	25.16	36.76	7.99	63.84
Policristalino	33.61	33.77	25.71	40.84	9.49	90.06
Amorfo	31.13	31.09	24.38	37.19	8.51	72.42

El detalle más importante de los histogramas de temperatura es que los módulos, independientemente de su tecnología, alcanzan una temperatura muy similar en torno a los 32°C y valores máximos de hasta 50°C. En tanto que la temperatura ambiente se sitúa entre 20°C y 30°C.

9.6 Corrección de PR

La corrección de la tasa de rendimiento se realiza utilizando las ecuaciones 3 a la 6 y que han sido definidas en [7], tanto estas ecuaciones como las de [10], requieren determinar la temperatura teórica de módulo, sin embargo, SFV-CEL cuenta con medición de temperatura de módulo, que tiene el comportamiento visto en los histogramas de la Figura 21, por lo que es este valor el que se utiliza para determinar el factor de corrección (T_{corr}) en la Ecc. 4 y finalmente poder determinar el valor de PR corregido o normalizado respecto a las variaciones de temperatura del sistema, estableciendo una comparación más equiparada entre resultados de diferentes días, horas y estaciones. En los anexos se puede ver un ejemplo de aplicación de estas ecuaciones para determinar el valor de PR corregido.

9.7 Resumen procesamiento de datos



10. ESTIMACION DEL RECURSO DISPONIBLE PARA EL EMPLAZAMIENTO

Antes de entrar en el detalle de la degradación del sistema es pertinente conocer las características de recurso y producción energética del sistema. El índice de producción es uno de los temas centrales del reporte: “Evaluación del Sistema FV de 24.57kWp Conectado a Red, instalado en Oficina Central de CEL en el periodo 2009 – 2014” [4], esta información es muy valiosa para la comparación de la productividad con otros sistemas que operen bajo condiciones similares, es especialmente útil para la comparación de sistemas de diferentes capacidades, en nuestro caso ha sido especial importancia porque ha servido para validar los registros “quince minutales” obtenidos.

La figura 22, extraída de [4], al igual que las figuras 23, 24 y 25, muestra la producción energética global del sistema fotovoltaico y como ha sido a lo largo del periodo 2009-2014, mientras que la Figura 23 muestra la producción desde la perspectiva de cada subsistema. Como es de suponer, el subsistema Monocristalino es el más productivo y el amorfo el menos productivo.



Fig. 22: Energía producida por año por el SFV CEL. Fuente [4]

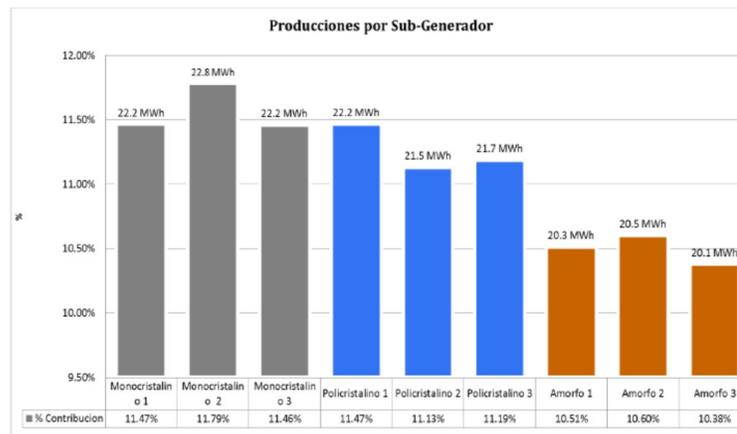


Fig. 23: Energía producida por año por tecnología para el SFV CEL. Fuente [4]

La figura 24 por su parte, nos ofrece otra perspectiva del SFV, los valores globales del Índice Final de producción del sistema en el periodo 2009-2014, el valor de Yf para este sistema se encuentra muy cerca de los 1600kWh/kWp. La figura 25 muestra el comportamiento de Yf para cada subsistema en el periodo 2009-2014, al inicio de la operación, en los primeros meses, todas las tecnologías se comportan de forma muy similar, pero al avanzar el tiempo se van diferenciando y el subsistema Monocristalino se muestra como el mejor productor. Incluso, la Figura 25 muestra una tendencia negativa de Yf con el tiempo, sin embargo y a pesar que Yf varia cada año, se ha mencionado antes que este valor (Yf) está influenciado por la variabilidad del recurso solar y no es un parámetro sólido para determinar si el sistema se degrada o no ya que no considera la variabilidad del recurso solar por lo que establecer una tasa de degradación a partir de este valor puede llevar a resultados que notablemente divergen de la realidad.

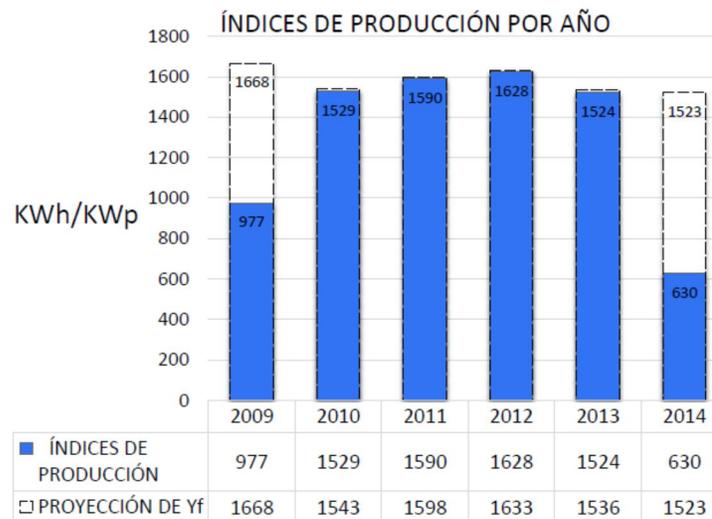


Fig. 24: Índice de Producción Final Anual para el SFV CEL. Fuente [4]

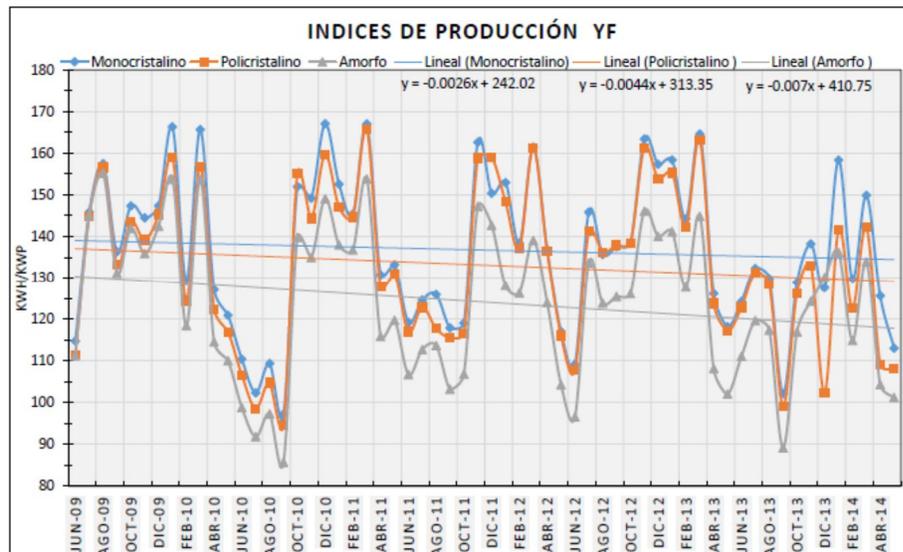


Fig. 25: Variación del índice de producción final anual por tecnología para el SFV CEL. Fuente [4]

En resumen y de acuerdo a [4], el valor de Yf global para la planta es de 1575kWh/kWp, mientras que si se dividen por subgenerador, los valores de Yf son: Monocristalino (1641kWh/kWp), Policristalino (1597kWh/kWp) y morfo (1489kWh/kWp), confirmando por lo tanto que es el sistema Monocristalino el mejor productor.

Tasa de Rendimiento por Año (Comparación 2009 Vs 2013)

Preliminarmente y como un complemento a la justificación de la investigación, se grafican los valores de PR de 2009 y 2013, al determinar el valor medio se puede observar consistentemente en todas las tecnologías que hay diferencias entre el año inicial y el año final en los cuales se cuenta con información suficiente, este cambio en el PR es más notable en las tecnologías amorfo y Policristalino que en Monocristalino. Esta comparación no considera ningún tipo de corrección y son la justificación principal para profundizar en la investigación. En los anexos se muestran los gráficos completos de PR por mes y tecnología. En los gráficos de las figuras 26, 27 y 28 se muestran en color rojo los datos que pertenecen al año 2009 y en azul los que corresponden al año 2013, en ambos casos en el periodo agosto a Diciembre de cada año. El eje vertical corresponde al índice de producción y el eje horizontal al índice de referencia, como ya se ha explicado anteriormente, de esta forma los puntos indican el valor de la tasa de rendimiento de cada serie de datos.

Al inicio de la operación todos los subsistemas tienen un valor de PR muy cercano a 0.8, pero van decayendo poco a poco hasta aproximarse al 0.75 o incluso, como en el caso del subsistema amorfo, caer aún más. Nótese en los histogramas como el valor central se ha desplazado hacia la izquierda. Si bien este gráfico es muy representativo porque presenta de forma muy sencilla y clara el decaimiento del rendimiento, de momento solo puede darnos una idea de cómo se ha comportado PR a lo largo del periodo de evaluación, no es posible sin embargo, establecer una tendencia y además, todavía se encuentra influenciado por factores como la temperatura y por todos esos datos en los que no es posible contar con un registro de producción o por alguna razón se encuentran fuera de los valores que se espera encontrar. Además de la corrección de PR por el efecto de la temperatura, como criterio para el análisis, es necesario retirar todos los valores de PR cuando la irradiancia es menor a 600W/m², principalmente porque a partir de este nivel las pérdidas por el ángulo de incidencia se van reduciendo a un valor aceptable y permite mejorar los resultados que se obtendrán más adelante.

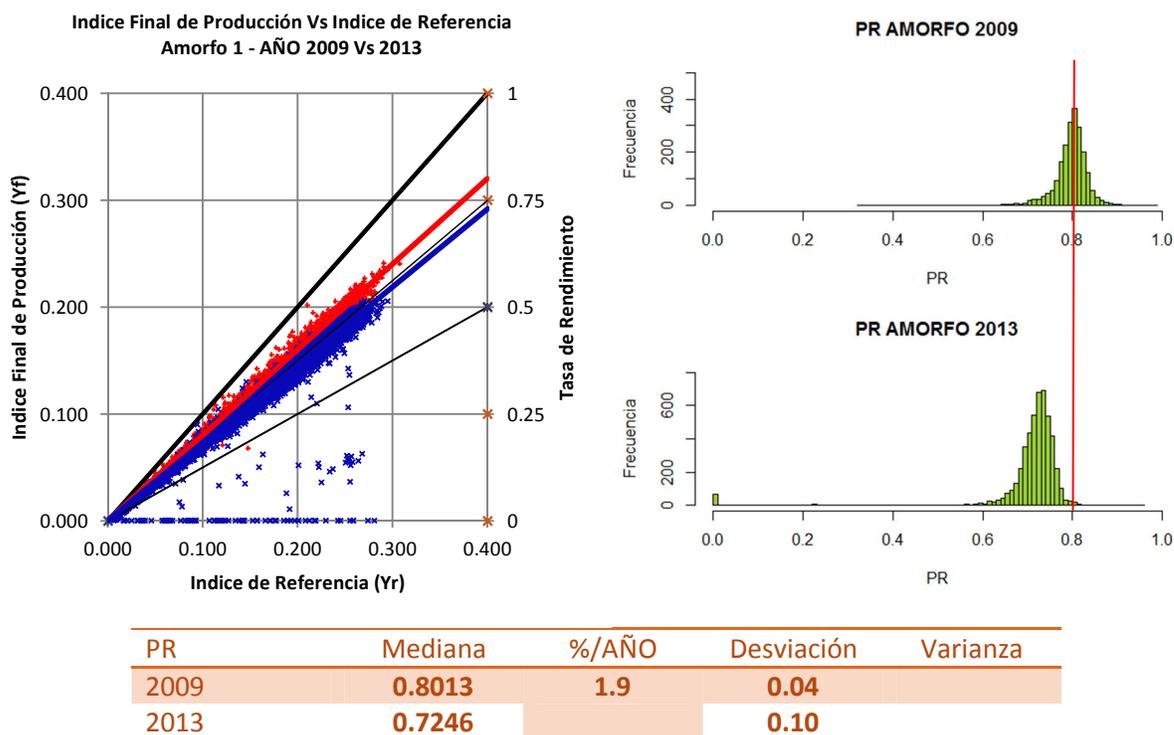
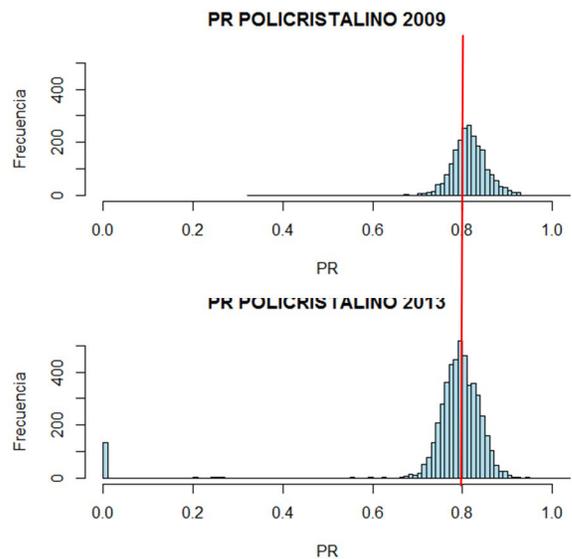
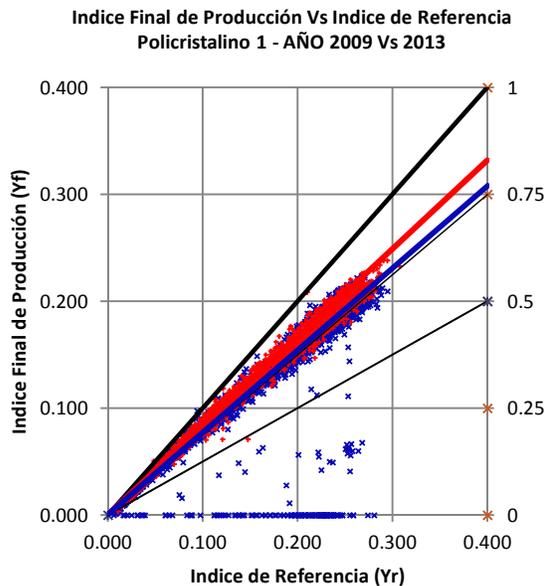
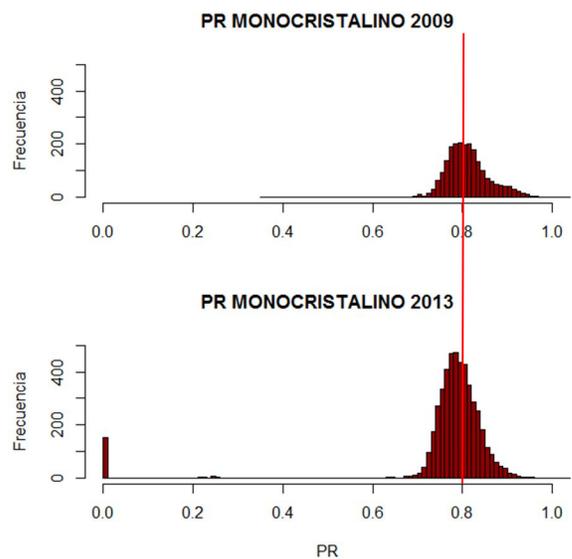
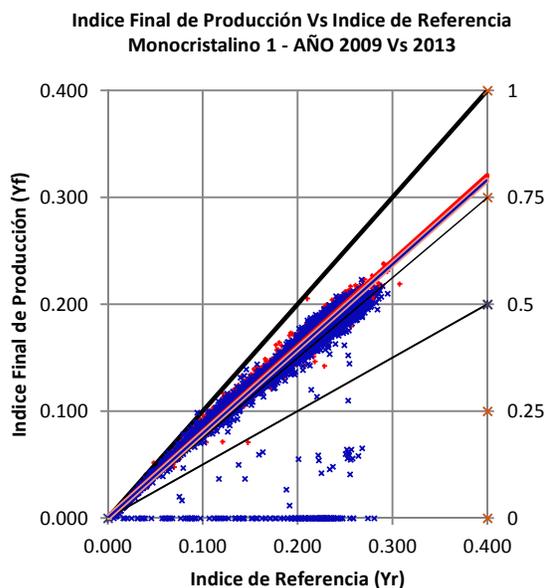


Figura 26: Comparación PR del subsistema amorfo en el periodo 2009 – 2013. (2009 – Rojo / 2013 – Azul)



PR	Mediana	%/AÑO	Desviación	Varianza
2009	0.8138	0.5	0.04	
2013	0.7938		0.14	

**Figura 27: Comparación PR del subsistema Policristalino en el periodo 2009 – 2013.
(2009 – Rojo / 2013 – Azul)**



PR	Mediana	%/AÑO	Desviación	Varianza
2009	0.8060	0.45	0.05	
2013	0.7879		0.15	

**Figura 28: Comparación PR del subsistema Monocristalino en el periodo 2009 – 2013.
(2009 – Rojo / 2013 – Azul)**

Tasa de Rendimiento por Estación

Como complemento, se realiza una comparación estacional considerando los años 2011 y 2013 porque son los que más datos y además tiene información de los 12 meses, estos resultados no buscan establecer una comparación entre la época seca o lluviosa de un año y la de otro año tal como se hizo en el pre análisis anterior, simplemente se busca saber si el rendimiento de la época seca y la lluviosa son similares. Al analizar los rendimientos entre las estaciones Verano – Invierno, prácticamente no es posible detectar un cambio en los rendimientos, es decir, en la época lluviosa el sistema produce menos energía debido al exceso de nubosidad que se presenta, consecuentemente el valor de Yr es inferior. Por lo tanto, como el valor de energía producida es inferior a lo que se espera y la irradiancia es menor a lo normal, la tasa de rendimiento permanece en un valor aceptable, similar a cuando el recurso solar es abundante y la producción energética es alta.

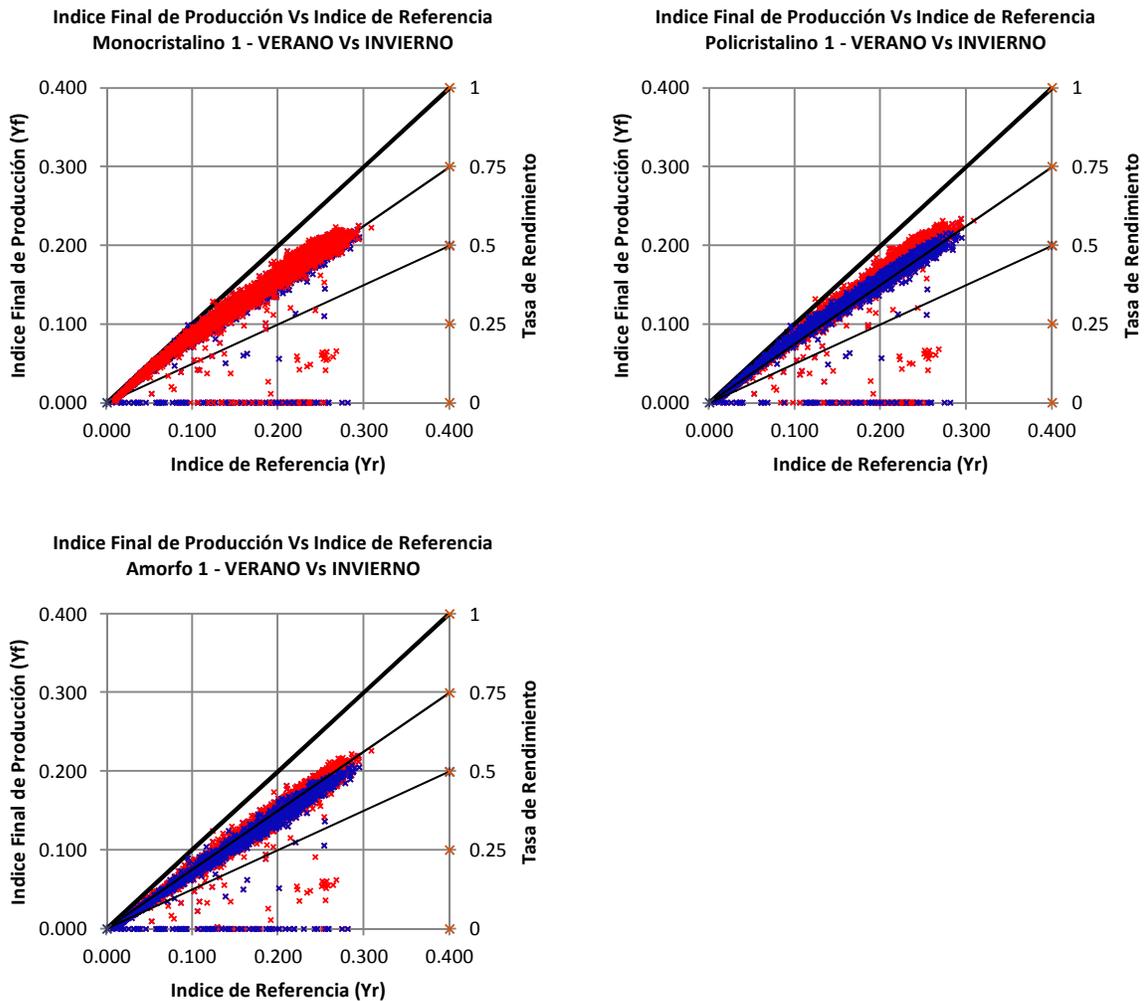


Figura 29. Comparación Invierno – Verano (Invierno – Rojo / Verano – Azul)

11. ANALISIS DE RESULTADOS (Tasa de Degradación)

Tasa de Degradación y comparación PR vs PR Corregido

Todo el proceso de extracción de datos, cálculo de los parámetros de interés y correcciones se resumen en la tabla 9 y en las figuras 30 y 31. Los gráficos señalados muestran la tendencia de largo plazo de PR, es decir que a partir de los resultados quince-minutales de PR de los 4.3 años entre Agosto de 2009 y diciembre de 2013 se ha obtenido el valor de la tendencia de PR cuya pendiente se convierte en nuestra Tasa de degradación.

Al inicio de la investigación se estableció la hipótesis que los sistemas fotovoltaicos se degradaban y que había una tasa de degradación que dependía tanto de factores internos como la tecnología del semiconductor como de factores externos como la suciedad, la temperatura, el ángulo de incidencia, etc. Los resultados que se grafican en las figuras 30 y 31 demuestran que en efecto el rendimiento global de un SFV decae a medida que el tiempo transcurre, esto se visualiza más fácilmente con la línea de tendencia de pendiente negativa que acompaña a cada gráfico y de su ecuación podemos extraer el valor de esta pendiente.

Tabla 9: Resultados Finales

		Amorfo	Policristalino	Monocristalino
PR Tasa de Rendimiento	Tasa de Degradación (%/año)	1.31	0.29	0.37
	PR medio	0.7575	0.8044	0.7887
	PR Mediana	0.7545	0.8044	0.7880
	Varianza PR	0.000841	0.001024	0.000961
	Desviación Estándar PR	0.029	0.032	0.031
PRC Tasa de Rendimiento Corregido	Tasa de Degradación (%/año)	1.64	0.47	1.57
	PR medio	0.7898	0.8807	0.846
	PR Mediana	0.7864	0.8844	0.848
	Varianza PR	0.0009	0.000784	0.001024
	Desviación Estándar PR	0.030	0.028	0.032

Para cada tecnología se presenta un comportamiento decreciente en su rendimiento específico, en el caso de la tendencia sin considerar ninguna corrección, servirá como límite inferior (Li) para la tasa de degradación, mientras que con las tasas de degradación, obtenidas a partir de la corrección de los datos por la influencia de la temperatura, se obtiene un límite superior (Ls).

Estos límites inferior y superior establecen la banda donde se espera que se encuentren las tasas de degradación para cada subsistema, es importante resaltar que esta investigación se centra en un único sistema fotovoltaico y por lo tanto obtener un valor más puntual no es posible dado que no hay un parámetro de verificación proporcionados por otros sistemas. Sin embargo con los resultados que se han obtenido por medio de los gráficos de PR y PRC se puede establecer algunas observaciones que deben ser consideradas en la etapa de diseño y evaluación de diferentes sistemas fotovoltaicos y sobre todo en los análisis de flujos de caja.

Variación de PR sin corrección por el efecto de la temperatura

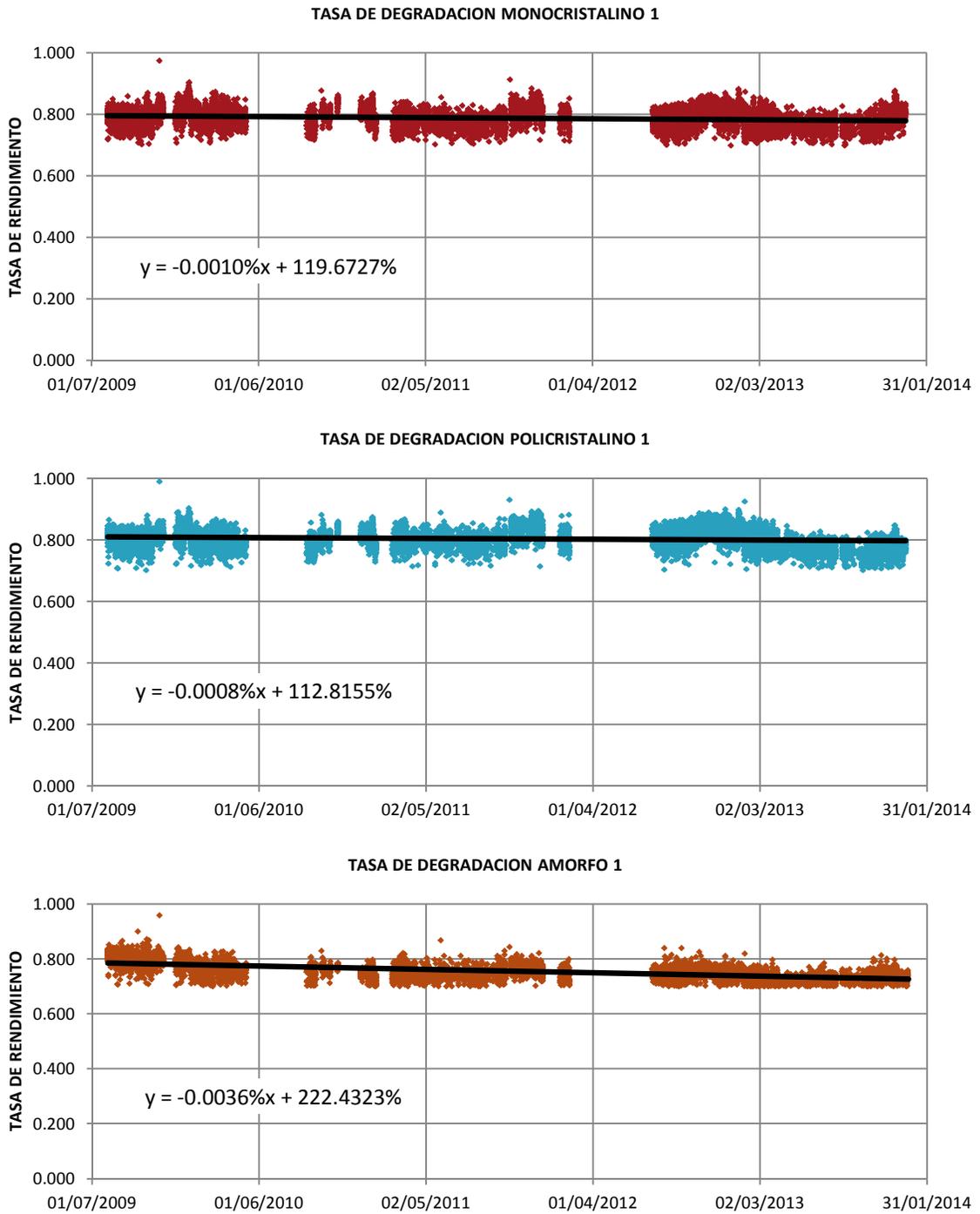


Figura 30: PR en el periodo Agosto 2009 – Diciembre 2013. Únicamente considera los valores de PR entre las 10 y 14 horas e irradiación mayor a 600W/m2.

Variación de PR con corrección por el efecto de la temperatura

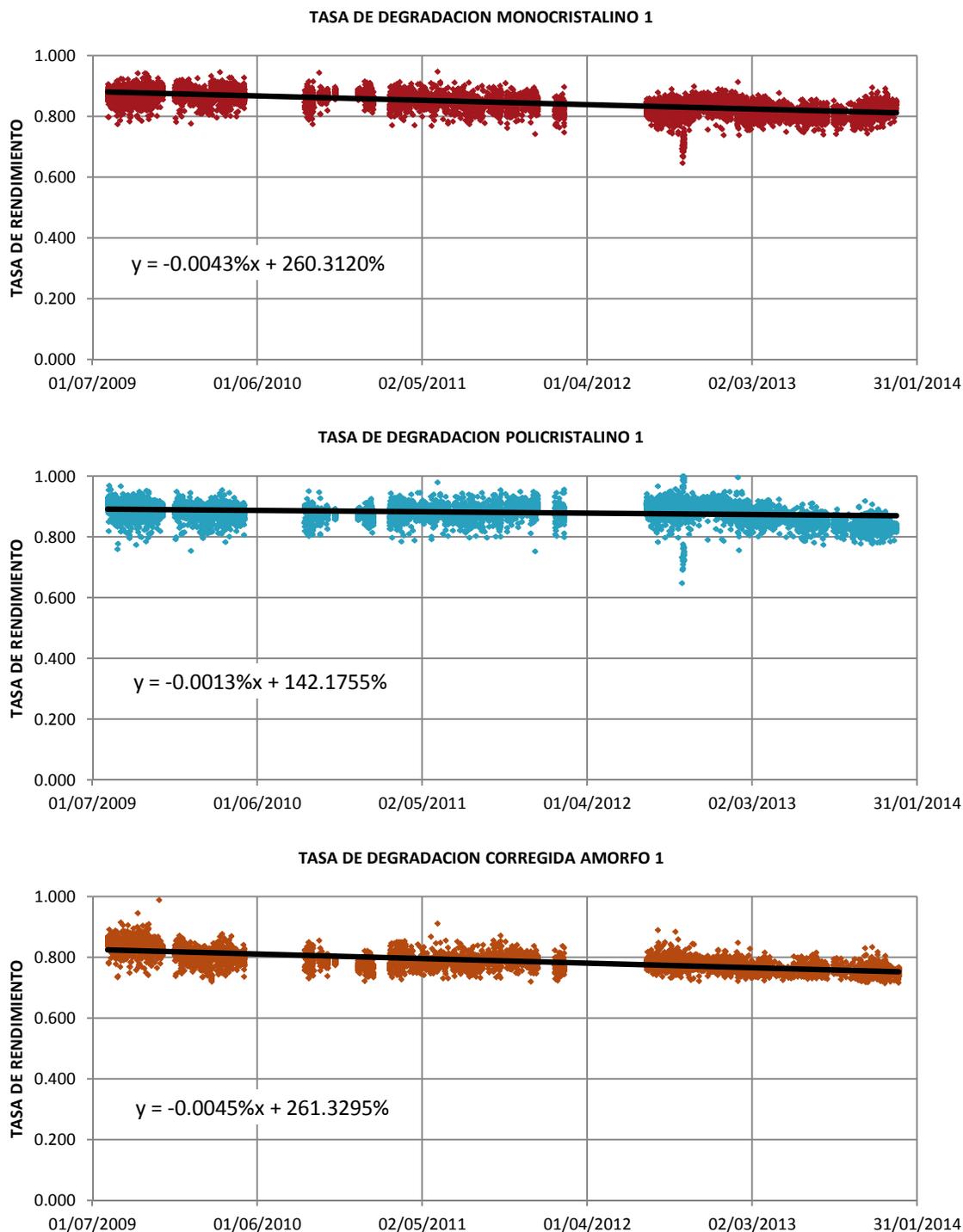


Figura 31: PR Corregido en el periodo Agosto 2009 – Diciembre 2013. Únicamente considera los valores de PR entre las 10 y 14 horas, irradiación mayor a 600W/m2 y corrección por temperatura.

Es notable que el sistema que más degradación sufre con el tiempo es el Amorfo, seguido del Policristalino y Monocristalino. Cuando se analizan los valores de las tasas de degradación con corrección y sin corrección, la cual sirve para retirar el efecto de la temperatura se observa que la tecnología menos afectada por este parámetro es la tecnología Policristalino, es decir que su valor de degradación al retirar el efecto de la temperatura a penas cambia en 0.18%/año, seguido del Amorfo que varía 0.33%/año, sin embargo, el subsistema Monocristalino cambia en 1.2%/año. El comportamiento del sistema con la temperatura es característica que es de mucha importancia debido a que por la ubicación geográfica de El Salvador, las altas temperaturas constituyen un factor que debe ser considerado, principalmente para realizar una selección adecuada de la tecnología a utilizar en un emplazamiento determinado. Múltiples autores señalan que si bien los sistemas Monocristalinos son ligeramente más eficientes, también son más susceptibles a la reducción de su capacidad debido a la temperatura.

No es parte de esta investigación determinar si en efecto una u otra tecnología es más adecuada para nuestras condiciones climatológicas, sin embargo, es un tema que puede dar pie a futuras investigaciones en donde puedan desarrollarse experimentos específicos sobre grupos de control formados por módulos de diferentes tecnologías y realizar apuntes sobre su comportamiento frente a una variable específica, no necesariamente por temperatura, también pueden establecerse valores de reducción de potencia por sombras parciales o suciedad.

En las figuras 32a, 33a y 34a se plantean 4 situaciones: La primera situación Idealmente plantea un sistema que no varía su producción a lo largo de 25 años. La segunda situación presenta un sistema dominado por la tendencia de degradación del módulo fotovoltaico, es decir decaimiento de 1%/año durante los primeros 10 años y de 0.75%/año a partir del años 11 hasta el 25, en total 20% de reducción de la capacidad nominal en 25 años, no se considera que los demás componentes del sistema ejerzan influencia sobre el rendimiento global. La tercera situación considera la tasa de degradación inferior (Sin corrección de temperatura) y finalmente, la cuarta situación considera la tasa de degradación superior (Con corrección de temperatura).

Si el sistema se ve afectado por una condición de degradación, es de suponer que la producción energética a lo largo de su vida útil se está viendo afectada negativamente. Las figuras 32a, 33a y 34a muestran el comportamiento de la producción energética para un SFV determinado. Con respecto a la condición ideal de producción constante, en el año 25 los sistemas pueden perder entre el 10% y el 30% de la energía que se espera que produzcan en ese momento. Este efecto es más sensible a partir de los 10 años y como los flujos de caja están relacionados con las ganancias por venta de energía sin duda los parámetros financieros establecidos previos al proyecto podrían quedar fuera de lo esperado y ofrecer ganancias muy por debajo de lo esperado y es en este punto donde conocer con la mayor certeza posible cual es la tasa de degradación que se puede presentar una ubicación geográfica específica comienza a cobrar relevancia.

Aplicar la tasa de degradación a los cálculos de los indicadores financieros permitirá conocer el alcance e implicaciones de considerar o no la degradación de los sistemas o cual es aquella condición crítica en términos de degradación que debe ser evitada para maximizar las ganancias económicas esperadas.

12. ANALISIS ECONOMICO

Dos parámetros muy usados a la hora de calcular la viabilidad de un proyecto son el VAN y la TIR, ambos conceptos tiene la misma base: en la estimación de los flujos de caja que tenga el proyecto, simplificando, ingresos, menos gastos netos. Si por ejemplo hacemos una estimación de los ingresos de nuestro proyecto durante 25 años, para que el proyecto sea rentable el VAN tendrá que ser mayor a cero, lo que significa que la inversión inicial se va a recuperar y se obtendrá más capital que si lo hubiéramos puesto a una renta fija en una institución financiera. Por su parte, el TIR, es el interés en el que el VAN se hace cero. Si el TIR es alto entonces tenemos un proyecto rentable, esto supone un retorno de inversión equiparable a unos tipos de interés altos que posiblemente no se encuentren en el mercado. Por supuesto que para una correcta evaluación de un proyecto hay muchos otros parámetros como el tiempo de retorno de la inversión, el riesgo del proyecto la relación costo-beneficio, pero como punto de partida, nos enfocaremos en la perspectiva del TIR y el VAN.

Los gráficos de las figuras 32b, 33b y 34b muestran cómo se comporta el ingreso económico esperado para un proyecto fotovoltaico en función de la tecnología utilizada, considerando un panorama sin degradación, la degradación estándar y los panoramas con los límites Li y Ls. Considerar cualquier tipo de degradación del sistema resulta en ingresos totales considerablemente inferiores a lo esperado en un análisis que no considera degradación del sistema, valores que tendrán alguna o poca influencia en los valores de TIR y VAN.

Normalmente, *un SFV similar al que se asume en este trabajo, puede tener un costo de \$250,000.00 por cada 200kWp, por lo que si asumimos un sistema de 420kWp, puede tener un costo aproximado de \$525,000.00.* En función de este valor de capacidad instalada, estimación de producción energética, costos de O&M y los ingresos esperados, se pueden tener los valores de TIR y VAN indicados en la tabla 10. Con los valores de degradación obtenidos no se visualiza un impacto significativamente alto en la TIR y VAN, la diferencia entre la degradación estándar y los límites establecidos apenas es sensible, pero al analizar límites superiores a los determinados para el SFV-CEL, se ha podido establecer cuál sería el valor de degradación que puede llevarnos a consecuencias catastróficas en términos financieros. Cuando la tasa de degradación alcanza el 4%/año el TIR desciende al 12%, el proyecto es rentable pero poco atractivo según los estándares de algunas empresas, cuando la tasa de degradación alcanza el 6%/año el TIR es del 7% y el VAN se vuelve negativo. En función del atractivo financiero de un proyecto, una tasa del 2 al 2.5%/año ofrecen valores de TIR del 12%, consideradas poco atractivas. La interrogante para las instituciones financieras debe ser: ¿Existe riesgo de alcanzar un nivel de degradación del 2%/año)?.

Sin duda siempre existirá el riesgo de alcanzar niveles de degradación catastróficos, derivados principalmente del cuidado inadecuado de un SFV, de errores en el diseño o de condiciones de operación realmente perjudiciales para el SFV. Sin embargo, los resultados obtenidos del análisis del SFV-CEL no logran ser lo suficientemente válidos para tratar de generalizarlos y es necesario echar de nuevo un vistazo a los resultados [1] en la Figura 1, donde se puede apreciar que muy pocos casos han llegado a tener un valor de degradación más allá del 1%/año, aunque sin embargo los ha habido.

Tabla 10: Parámetros financieros

	TIR Sin cambio	TIR estándar	TIR Li	TIR Ls
Amorfo			14.7%	14.2%
Policristalino	16.5%	15.2%	16.1%	15.8%
Monocristalino			16.0%	15.7%

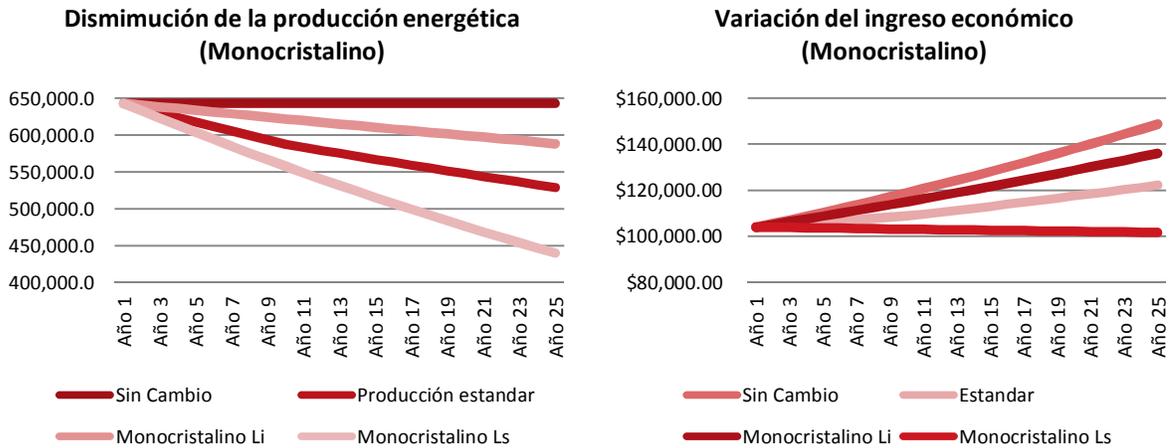


Figura 32: Variación de los indicadores energéticos y económicos de un SFV de tecnología Monocrystalino. (a) Decaimiento de la producción energética. (b) Variación del ingreso económico

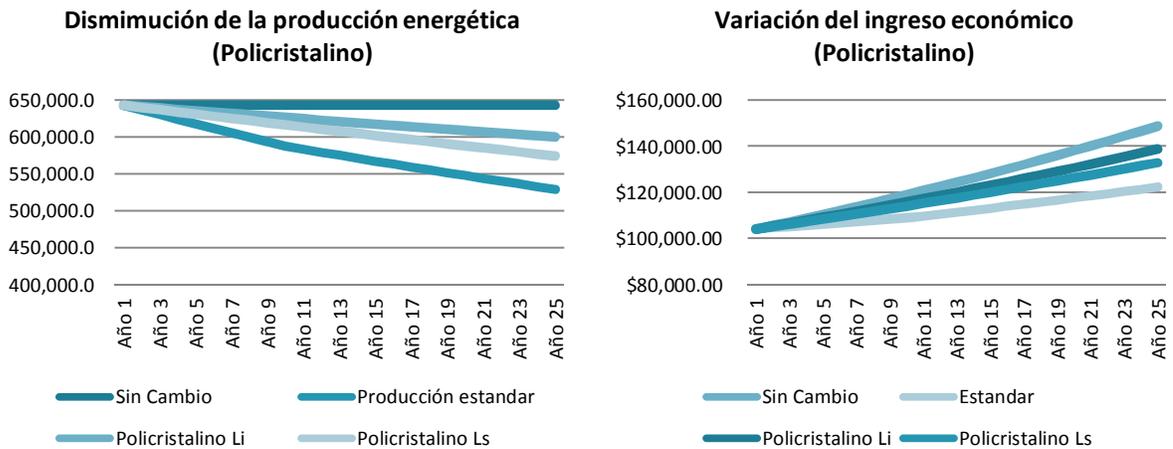


Figura 33: Variación de los indicadores energéticos y económicos de un SFV de tecnología Policristalino. (a) Decaimiento de la producción energética. (b) Variación del ingreso económico

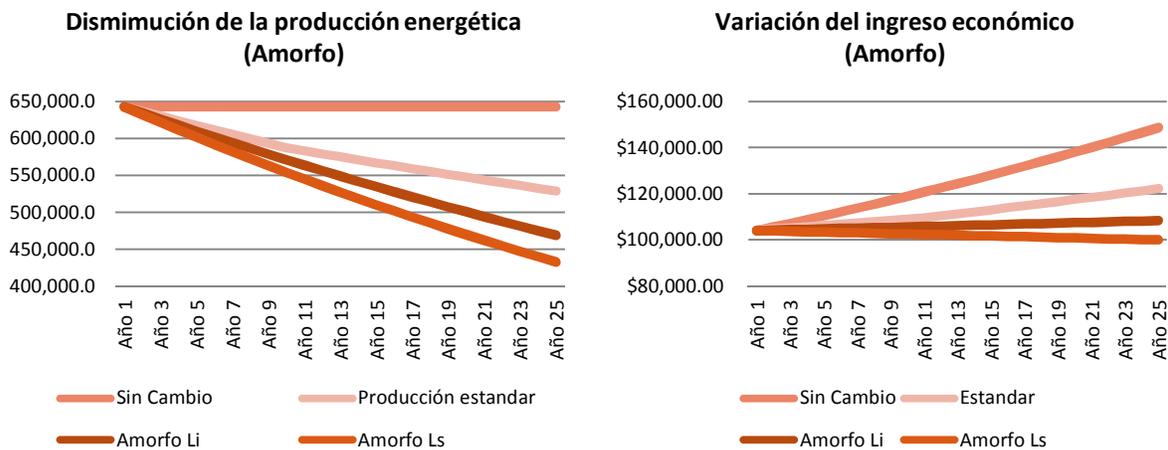


Figura 33: Variación de los indicadores energéticos y económicos de un SFV de tecnología Amorfo. (a) Decaimiento de la producción energética. (b) Variación del ingreso económico

Con respecto a los resultados de TIR y VAN Obtenidos, como es de suponer preliminarmente, con respecto a una situación ideal de producción energética constante a lo largo de 25 años, el sistema Amorfo es el pero evaluado, con excepción del sistema Monocristalino cuando se evalúa en el límite superior de su tasa de degradación. La tabla 11 muestra los ingresos esperados por año para cada situación y cuáles son sus respectivos valores de TIR y VAN que se han resumido antes en la tabla 10.

Tabla 11: TIR y VAN

Año	Inversión k\$	O&M k\$	Sin Cambio k\$	a-Si (Li) k\$	a-Si (Ls) k\$	p-Si (Li) k\$	p-Si (Ls) k\$	m-Si (Li) k\$	m-Si (Ls) k\$
0	\$ (525.00)		\$ (525.00)	\$ (525.00)	\$ (525.00)	\$ (525.00)	\$ (525.00)	\$ (525.00)	\$ (525.00)
1		\$ (21.00)	\$ 83.11	\$ 83.11	\$ 83.11	\$ 83.11	\$ 83.11	\$ 83.11	\$ 83.11
2		\$ (21.63)	\$ 84.05	\$ 82.66	\$ 82.31	\$ 83.74	\$ 83.55	\$ 83.65	\$ 82.39
3		\$ (22.28)	\$ 84.98	\$ 82.19	\$ 81.49	\$ 84.36	\$ 83.98	\$ 84.19	\$ 81.64
4		\$ (22.95)	\$ 85.92	\$ 81.70	\$ 80.65	\$ 84.98	\$ 84.39	\$ 84.72	\$ 80.87
5		\$ (23.64)	\$ 86.87	\$ 81.19	\$ 79.79	\$ 85.59	\$ 84.80	\$ 85.24	\$ 80.09
6		\$ (24.34)	\$ 87.82	\$ 80.66	\$ 78.92	\$ 86.20	\$ 85.20	\$ 85.76	\$ 79.28
7		\$ (25.08)	\$ 88.77	\$ 80.11	\$ 78.01	\$ 86.80	\$ 85.59	\$ 86.26	\$ 78.46
8		\$ (25.83)	\$ 89.72	\$ 79.53	\$ 77.09	\$ 87.40	\$ 85.97	\$ 86.76	\$ 77.61
9		\$ (26.60)	\$ 90.68	\$ 78.94	\$ 76.15	\$ 87.99	\$ 86.34	\$ 87.25	\$ 76.74
10		\$ (27.40)	\$ 91.64	\$ 78.32	\$ 75.18	\$ 88.57	\$ 86.70	\$ 87.74	\$ 75.84
11		\$ (28.22)	\$ 92.61	\$ 77.68	\$ 74.19	\$ 89.15	\$ 87.05	\$ 88.21	\$ 74.92
12		\$ (29.07)	\$ 93.57	\$ 77.01	\$ 73.18	\$ 89.72	\$ 87.38	\$ 88.67	\$ 73.98
13		\$ (29.94)	\$ 94.54	\$ 76.32	\$ 72.13	\$ 90.28	\$ 87.70	\$ 89.12	\$ 73.01
14		\$ (30.84)	\$ 95.51	\$ 75.60	\$ 71.07	\$ 90.83	\$ 88.00	\$ 89.56	\$ 72.02
15		\$ (31.76)	\$ 96.48	\$ 74.86	\$ 69.98	\$ 91.37	\$ 88.29	\$ 89.99	\$ 70.99
16		\$ (32.72)	\$ 97.45	\$ 74.09	\$ 68.86	\$ 91.90	\$ 88.57	\$ 90.41	\$ 69.95
17		\$ (33.70)	\$ 98.42	\$ 73.29	\$ 67.71	\$ 92.42	\$ 88.83	\$ 90.81	\$ 68.87
18		\$ (34.71)	\$ 99.39	\$ 72.46	\$ 66.53	\$ 92.93	\$ 89.07	\$ 91.20	\$ 67.76
19		\$ (35.75)	\$ 100.36	\$ 71.60	\$ 65.32	\$ 93.43	\$ 89.29	\$ 91.58	\$ 66.62
20		\$ (36.82)	\$ 101.33	\$ 70.71	\$ 64.08	\$ 93.91	\$ 89.50	\$ 91.93	\$ 65.46
21		\$ (37.93)	\$ 102.30	\$ 69.79	\$ 62.81	\$ 94.39	\$ 89.69	\$ 92.28	\$ 64.25
22		\$ (39.07)	\$ 103.26	\$ 68.84	\$ 61.51	\$ 94.84	\$ 89.86	\$ 92.60	\$ 63.02
23		\$ (40.24)	\$ 104.23	\$ 67.85	\$ 60.17	\$ 95.28	\$ 90.00	\$ 92.91	\$ 61.75
24		\$ (41.45)	\$ 105.19	\$ 66.83	\$ 58.80	\$ 95.71	\$ 90.13	\$ 93.20	\$ 60.45
25		\$ (42.69)	\$ 106.14	\$ 65.77	\$ 57.39	\$ 96.12	\$ 90.23	\$ 93.47	\$ 59.11
		Tasa	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
		VAN	\$539.45	\$383.89	\$348.76	\$502.64	\$480.50	\$492.73	\$356.09
		TIR	16.5%	14.7%	14.2%	16.1%	15.8%	16.0%	14.3%
		Diferencia		1.8%	2.2%	0.4%	0.6%	0.5%	2.1%

	Producción Ideal	Producción Estandar
VAN	\$539.45	\$429.23
TIR	16.5%	15.2%

	a-Si (Li) k\$	a-Si (Ls) k\$	p-Si (Li) k\$	p-Si (Ls) k\$	m-Si (Li) k\$	m-Si (Ls) k\$
VAN	\$383.89	\$348.76	\$502.64	\$480.50	\$492.73	\$356.09
TIR	14.7%	14.2%	16.1%	15.8%	16.0%	14.3%

	Degradación 2%	Degradación 3%	Degradación 4%	Degradación 5%	Degradación 6%
VAN	\$312.13	\$218.85	\$136.66	\$64.05	(\$0.29)
TIR	13.7%	12.3%	10.7%	9.0%	7.0%

13. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Para el SFV analizado es posible establecer una tasa de degradación mínima de 1.31%/año para sistemas con silicio Amorfo, 0.29%/año para silicio Policristalino y 0.37%/año para silicio Monocristalino. Estos valores deben ser considerados como los mínimos que pueden ser incluidos en el análisis energético y financiero de un proyecto fotovoltaico. Estos valores son válidos para emplazamientos con condiciones similares a las del SFV en estudio debido a que no pudieron ser evaluados SFV adicionales que permitieran extender el alcance de los resultados. Considerar las tasas de degradación que los fabricantes de módulos fotovoltaicos ofrecen también es una opción viable, generalmente la degradación para estos dispositivos tiene un valor durante los primeros 10 años de 1%/año y a partir del año 11 es de 0.75%/año. LA diferencia entre este valor y el presentado en esta investigación es que Los resultados aquí obtenidos representan el rendimiento global del sistema, desde el MFV hasta la conexión en AC y por lo tanto puede ser ligeramente mayor, en tanto que la segunda opción considera únicamente la tendencia de los MFV.
- Como es de esperarse, la tecnología amorfa tiene el menor rendimiento de todo el SFV, seguido del Policristalino y Monocristalino. Sin embargo, al revisar la influencia de la temperatura sobre cada tecnología se puede percibir que la tecnología Monocristalino es la que más afectada resulta seguida de la Amorfa y Policristalino. A partir de esta observación se pueden plantear diferentes pruebas sobre módulos fotovoltaicos para confirmar que tecnología puede ser más adecuada según los rangos de temperatura del emplazamiento y en qué medida se ven afectados por variables externas adicionales a la temperatura como por ejemplo la suciedad y sombras sobre los módulos FV.
- Los resultados de degradación están influenciados por las lecturas de irradiancia de la estación meteorológica, la cual a pesar de ser de buena calidad no ha recibido calibración desde su instalación y por lo tanto el constituyen una fuente de error sobre los resultados obtenidos. Adicionalmente a la calibración y limpieza de los instrumentos de medición, utilizar Piranómetro de tipo fotovoltaico para la documentación del PR y eventualmente para establecer la tasa de degradación puede resultar en una sobreestimación del recurso solar permitiendo valores de PR que no son reales y generalmente elevados. Por lo general, un SFV debería tener un PR de 0.75 a 0.8 el primer año de operación, la presencia de valores de PR mayores a 0.8 han sido más frecuentes en los últimos años debido al desarrollo de mejores eficiencias en módulos e inversores, valores mayores a 1 deben ser analizados cuidadosamente. Se recomienda un instrumento de medición de irradiancia clase 2.
- Acorde a los parámetros financieros analizados, TIR y VAN; no se aprecia un impacto alarmante cuando se considera la disminución de producción de energía debido a la degradación, sin embargo, se puede estimar que una degradación mayor el 2%/año puede quitarle el atractivo financiero a un proyecto (dependiendo del TIR estándar esperado por una organización) y a partir del 3%/año puede convertirse en una situación catastrófica para cualquier proyecto fotovoltaico.
- Para determinar la tasa de degradación se recomienda que preferentemente los datos de energía e irradiancia sean almacenados en una misma base de datos, además de facilitar el análisis, se tendrá plena seguridad que existe una misma base de tiempo para todo el sistema y que los datos de energía corresponden a los datos de irradiancia.

14. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] **Dirk C. Jordan and Sarah R. Kurtz. "Photovoltaic Degradation Rates – An Analytical Review".**NREL/JA-5200-51664. Junio 2012
- [2] **F. Vignola, J. Krumsick, F. Mavromatakis, R, Walwyn. "Measuring Degradation of photovoltaic Module performance in the Field".** University of Oregon
- [3] **B. Marion, J. Adelstein y K. Boyle. "Performance Parameters Grid-Connected PV Systems".**NREL, Prepared for the 31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition, Lake Buena Vista, Florida. January 3-7, 2005
- [4] **J. Arana. "Evaluación del Sistema FV de 24.57kWp Conectado a Red, instalado en Oficina Central de CEL en el periodo 2009 – 2014".** Universidad de El Salvador. Octubre 2014
- [5] **M. Ayala, I. Sanchez, A. Escalante y W. Marroquín. "Determinación del potencial solar y eólico en El Salvador".** Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Universidad Centroamericana José Simeón Cañas y Servicio Nacional de Estudios Territoriales. Octubre 2005.
- [6] **C. Cortez Méndez y E. Menjivar Urquilla L. Padilla Marroquín. "Actualización del Mapa de Radiación Solar de El Salvador".** Universidad de El Salvador. Octubre 2014
- [7] **Thomas Nordman, LuziClavadetscher. "Analysis of Long-Term Performance of PV Systems Different Data Resolution for Different Purposes".** IEA PVPS Task 13, Subtask 1, Report IEA-PVPS T13-05:2014. November 2014.
- [8] **Angel Antonio Bayod Rújula. "Energías Renovables, Sistemas Fotovoltaicos".** Zaragoza: Prentas Universitarias de Zaragoza, 2009
- [9] **IEC 61728. "Photovoltaic system performance monitoring –Guidelines for measurement,data exchange and analysis".**IEC.1998
- [10] **Timothy Dierauf andAaron Growitz."Weather-Corrected Performance Ratio".**NREL/TP-5200-57991. Abril 2013