



FACULTAD DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL SOLAR PARA OBTENCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD DE QUITO

AUTOR

Sofía Alexandra Díaz Egüez

AÑO

2018



FACULTAD DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL SOLAR PARA OBTENCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN LA CIUDAD DE QUITO

Trabajo de Titulación presentado en conformidad con los requisitos
establecidos para optar por el título de Ingeniera Ambiental en Prevención y
Remediación

Profesor Guía
MSc. Marco Vinicio Briceño León

Autora
Sofía Alexandra Díaz Egúez

Año
2018

DECLARACIÓN DEL PROFESOR GUÍA

"Declaro haber dirigido el trabajo, Evaluación del potencial solar para obtención de energía eléctrica en la ciudad de Quito, a través de reuniones periódicas con la estudiante Sofía Alexandra Díaz Egüez, en el semestre 2018-2, orientando sus conocimientos y competencias para un eficiente desarrollo del tema escogido y dando cumplimiento a todas las disposiciones vigentes que regulan los Trabajos de Titulación".

Marco Vinicio Briceño León

Máster en Energías Renovables

C.I: 171596731-9

DECLARACIÓN DEL PROFESOR CORRECTOR

"Declaro haber revisado este trabajo, Evaluación del potencial solar para obtención de energía eléctrica en la ciudad de Quito, de la estudiante Sofía Alexandra Díaz Egüez, en el semestre 2018-2, dando cumplimiento a todas las disposiciones vigentes que regulan los Trabajos de Titulación".

Rasa Zalakeviciute

Doctor of Engineering Science

C.I: 175707679-7

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DEL ESTUDIANTE

“Declaro que este trabajo es original, de mi autoría, que se han citado las fuentes correspondientes y que en su ejecución se respetaron las disposiciones legales que protegen los derechos de autor vigentes”.

Sofía Alexandra Díaz Egüez

C.I: 172315169-0

AGRADECIMENTOS

A Dios, a mis padres y hermanas. A mi profesor guía, a mi profesora correctora y a mis profesores que me han apoyado a lo largo de la carrera.

DEDICATORIA

A Dios, a mis padres y hermanas.

RESUMEN

El presente estudio se realizó con el fin de evaluar el potencial de la radiación solar en la ciudad de Quito para el aprovechamiento de energía eléctrica. Se utilizaron datos de radiación solar global de 4 estaciones meteorológicas de la Red Metropolitana de Monitoreo de Quito (REMMAQ) con los cuáles se validaron datos satelitales del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL). Se realizaron análisis de datos horarios, mensuales y anuales entre las dos fuentes, determinando el error absoluto medio, el coeficiente de correlación de Pearson y el sesgo porcentual BIAS. Se realizaron regresiones lineales para ajustar la radiación solar global NREL con los datos de la REMMAQ, utilizando los datos diarios de cada mes. Para la generación de los mapas de radiación solar, de resolución de 4 km por 4 km se obtuvieron 31 puntos adicionales de NREL, a los cuales se les aplicó la corrección determinada, obteniendo un total de 12 mapas mensuales y 1 anual.

Se determinó que la zona noreste de la ciudad posee mayor potencial solar, con valores anuales promedio de 5,18 kWh/m²/d frente a los valores al sur de la ciudad de 4,28 kWh/m²/d y al promedio de la ciudad de 4,52 kWh/m²/d. Los datos satelitales proporcionados por NREL sobreestiman con un 7,66% a los datos REMMAQ en la ciudad de Quito. Por su alta relación tendencial de datos, con coeficientes de Pearson entre 0,90 y 0,98, se demuestra que es posible hacer uso de los datos de radiación solar satelitales NREL en caso de no poseer en estaciones meteorológicas en el área, aplicando las correcciones lineales presentadas en el estudio.

ABSTRACT

The present study was carried out in order to evaluate the potential of solar radiation in the city of Quito for the use of electric power. Global solar radiation data from 4 meteorological stations of the Metropolitan Monitoring Network of Quito (REMMAQ) was used to validate satellite data from the National Renewable Energy Laboratory of the United States (NREL). Analysis of hourly, monthly and annual data was carried out between the two sources, determining the mean absolute error, the Pearson correlation coefficient and the percentage BIAS. Linear regressions were performed to adjust the global NREL solar radiation with the REMMAQ data, using the daily data of each month. For the generation of solar radiation maps, with a resolution of 4 km by 4 km, an additional 31 points data from NREL was obtained, to which the determined correction was applied, obtaining a total of 12 monthly and 1 annual maps.

It was determined that the northeast area of the city has greater solar potential, with average annual values of 5.18 kWh/m²/d compared to the values to the south of the city of 4.28 kWh/m²/d and the average of the city of 4.52 kWh/m²/d. The satellite data provided by NREL overestimate with 7.66% the REMMAQ data in the city of Quito. Due to its high trend data relationship, with Pearson coefficients between 0.90 and 0.98, it is demonstrated that it is possible to make use of NREL satellite solar radiation data in case of not having meteorological stations in the area, applying the linear corrections presented in the study.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Objetivo general.....	2
1.3 Objetivos específicos.....	2
1.4 Alcance.....	3
1.5 Justificación.....	3
2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 Radiación solar.....	5
2.2 Geometría solar.....	7
2.3 Energía fotovoltaica.....	8
2.4 Datos satelitales.....	10
2.5 Estaciones meteorológicas.....	12
2.6 Análisis espacial e interpolación.....	15
2.7 Mapas de irradiación solar.....	16
3. METODOLOGÍA.....	16
3.1 Descripción del área de estudio.....	16
3.2 Validación de datos.....	17
3.2.1 Obtención de datos de estaciones meteorológicas de la Secretaría del Ambiente Quito.....	17
3.2.2 Obtención de datos satelitales NREL.....	18
3.2.3 Estimación de datos faltantes.....	19
3.2.4 Análisis de datos.....	19

3.3 Generación de mapas de radiación solar global	20
3.3.1 Determinación y ubicación de número de puntos.....	21
3.3.2 Generación de mapas anuales y mensuales.....	21
3.4.1 Análisis de mapas obtenidos	21
3.4.2 Análisis de temperatura	22
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	22
4.1 Validación de datos	22
4.1.1 Datos estaciones meteorológicas.....	22
4.1.2 Datos satelitales NREL.....	24
4.1.3 Análisis datos estaciones REMMAQ y NREL.....	24
4.1.4 Ecuaciones mensuales de relación datos in situ y datos satelitales	34
4.1.5 Relación REMMAQ-NREL corregido.....	39
4.1.6 Análisis horario	42
4.1.7 Análisis anual.....	45
4.2 Generación de mapas de radiación solar global	47
4.2.1 Determinación y ubicación de puntos en el área de estudio	47
4.2.2 Coordenadas puntos en el área de estudio.....	49
4.2.3 Obtención y corrección datos satelitales NREL.....	50
4.2.4 Análisis datos satelitales NREL corregidos	53
4.2.5 Obtención mapas de radiación solar	57
4.3 Zonas con mayor potencial solar.....	71
4.3.1 Análisis mapas de radiación solar	71
4.3.2 Análisis temperatura	72
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	84
5.1 Conclusiones	84

5.2 Recomendaciones	85
REFERENCIAS	87
ANEXOS	97

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

Existen estudios relacionados con la evaluación del recurso solar en el Ecuador, los cuales se basan en datos obtenidos de 8 estaciones meteorológicas del INAMHI en el territorio continental. Los registros obtenidos son desde el año 1962 con datos de insolación global y heliofanía según el ya desaparecido Instituto Nacional Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) (Peralta, López, Barriga, Sosa y Delgado, 2013). En base a estos datos meteorológicos fue elaborado el primer estudio de potencial solar del Ecuador por parte del INECEL y el Instituto Nacional de Energía (INE) también actualmente desaparecido. El estudio utilizó información del período de 1968 a 1980 y fue publicado un año después en 1981. Debido a la falta de información temporal de las estaciones utilizadas, el estudio no fue validado y se presentó la necesidad de implementar una red de estaciones solares en el Ecuador (Peralta, López, Barriga, Sosa y Delgado, 2013).

Años después en el 2005 el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), estima que Ecuador tiene un alto potencial solar de 3 a 4 kWh/m²/d por su situación geográfica. Estos datos fueron obtenidos utilizando información local e internacional (Peralta, López, Barriga, Sosa y Delgado, 2013).

En el año 2008 el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) presentó el documento Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica. El documento fue elaborado por la Corporación para la Investigación Energética (CIE), frente a la necesidad de impulsar el uso de energía solar (CONELEC, 2008).

El Atlas cuenta con mapas mensuales de insolación difusa, directa y global y fue elaborado con información base de Laboratorio Nacional de Energías

Renovables de los Estados Unidos (NREL). El período de la información corresponde a los años de 1985 a 1991 (CONELEC, 2008).

Sin embargo, de acuerdo al INER (2017) en un informe indica que el trabajo de CONELEC basado en imágenes satelitales no ha sido validado y su resolución no es alta. En el mismo documento el INER plantea un proyecto que busca realizar una validación de dicha información del recurso solar del Ecuador, sin embargo, no se indican fechas para el proyecto.

Actualmente el Municipio del Distrito Metropolitano de Quito cuenta con 8 estaciones meteorológicas en las cuales se puede obtener datos de radiación solar. La secretaría del Ambiente de Quito (2017) proporciona estos datos y posee un registro desde el año 2004 con datos horarios. Las estaciones sin embargo no cubren toda el área por lo que hay sectores donde no se cuenta con información.

1.2 Objetivo general

Evaluar el potencial de la radiación solar en la ciudad de Quito para el aprovechamiento de energía eléctrica.

1.3 Objetivos específicos

- Validar los datos satelitales de radiación solar de NREL con los datos de las estaciones meteorológicas de la Secretaría del Ambiente de Quito.
- Generar mapas de radiación solar global para la ciudad de Quito.
- Identificar las zonas de Quito con mayor potencial solar para aprovechamiento de energía eléctrica.

1.4 Alcance

Con el presente estudio se pretende realizar una validación de los datos satelitales de radiación solar global del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL) en cuatro puntos ubicados en la ciudad de Quito, en base a datos de estaciones meteorológicas de la Red Metropolitana de Monitoreo Atmosférico de Quito (REMMAQ). Se obtendrán mapas de radiación solar global mensuales y un mapa anual para la ciudad de Quito. El tiempo de análisis será de 10 años, enero 2004 - diciembre 2013.

1.5 Justificación

La radiación solar que recibe la superficie de la Tierra se estima que es equivalente a 178 000 TW/año. Hay que considerar que sólo el 50% de la energía es absorbida por la superficie terrestre, sin embargo, es un valor muy significativo (CONELEC, 2008, p. 4).

La energía solar se presenta como una alternativa limpia para la generación de electricidad. Ésta contribuye a una reducción de contaminación ambiental, brinda la posibilidad de hacer uso de recursos propios y disminuye la actual dependencia de los combustibles fósiles (Martín y Domínguez, 20015, p. 709).

La matriz energética a nivel mundial actual continúa siendo basada en energías fósiles. Este modelo no es sostenible en el tiempo, primero porque estos recursos son finitos y segundo por ser responsables del cambio climático (Ecologistas En Acción, 2015).

Existen proyecciones sobre la demanda energética para el año 2050, la cual incrementará en un 140% (Det Norske Veritas Germanischer Lloyd, 2017). En un informe presentado el pasado año, Transition Outlook 2017, determinan

también que esta demanda será cubierta en un 85% por energías renovables, siendo la principal de ellas, la energía solar (DNV GL, 2017).

Por su ubicación, el Ecuador es un país que posee altos niveles de radiación solar. El recurso sin embargo no se está siendo aprovechado de la mejor manera. Por lo tanto, es necesario e importante realizar una cuantificación actualizada del recurso previo a las propuestas de proyectos, con el fin de aprovechar el recurso y obtener una independencia energética (INER, 2017).

Según datos de la Empresa Eléctrica de Quito, ésta cuenta con una generación propia de 408,24 GWh, de cinco centrales hidroeléctricas y una central térmica. La población beneficiada es de 3'010 160 habitantes, con una cobertura del 99,68% (Empresa Eléctrica Quito, 2016). Debido al crecimiento poblacional, las demandas de electricidad son cada vez mayores, pudiendo cubrirlas con nuevas energías como son los paneles fotovoltaicos que aprovechan la energía solar.

El uso de la irradiación solar como una alternativa de fuente de energía renovable, necesita de la información de la cantidad y disposición en un espacio de la irradiación solar y su respectiva variación a lo largo del año. Esta información suele ser representada en mapas tanto mensuales como anuales (Vera, García y Hernández, 2014).

Actualmente existe un atlas solar del Ecuador realizado con datos del período del año 1985 al 1991 (CONELEC, 2008, p. 5). Es necesario, por lo tanto, realizar nuevos análisis con datos de los últimos años, ya que, debido a los cambios climáticos presentados tanto a nivel mundial como nacional, podrían existir variaciones.

Frente a una creciente demanda energética y la necesidad de buscar alternativas sustentables, las energías renovables se presentan como una solución. Sin embargo, es importante conocer cuál es el potencial que éstas energías tienen en un determinado lugar, por lo tanto, un estudio de la energía solar en la ciudad de Quito con datos actualizados es necesario para poder

valorar el recurso previo a la implementación de sistemas fotovoltaicos para obtención de energía eléctrica.

Con el presente trabajo, se busca incentivar una alternativa ambientalmente sustentable para generación de energía eléctrica. Para lo cual es necesario determinar el potencial de la radiación solar en la ciudad de Quito, en base a datos de 10 años de estaciones meteorológicas de la Secretaría del Ambiente de Quito y datos satelitales del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL) de los mismos años, estos últimos validados de acuerdo a los datos de las estaciones meteorológicas (REMMAQ). A su vez es importante analizar también la temperatura en base a los datos de las mismas estaciones para ver como esta podría afectar la eficiencia de un sistema fotovoltaico.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Radiación solar

El sol convierte cada segundo más de cuatro millones de toneladas de su propia masa en energía, produciendo así neutrinos y radiación solar, que son irradiados en todas las direcciones. Una fracción de ésta energía cae en la Tierra, tras un recorrido de 150 millones de kilómetros (International Energy Agency, 2011, p. 31).

La irradiación solar, que es la cantidad de energía que el sol deposita por unidad de área, es de 1368 W/m^2 a la distancia mencionada, a éste valor se le conoce como la constante solar (IEA, 2011, p. 31). Sin embargo la luz solar que llega a la Tierra es atenuada por la atmósfera en un 30%, por lo que llega menos energía, aproximadamente 1000 W/m^2 en condiciones despejadas cuando el sol está cerca del cenit (Lynn, 2010).

Debido a la forma del planeta Tierra, la energía promedio recibida por el sol a lo largo del año, es solamente un cuarto de 1368 W/m^2 , siendo de 342 W/m^2 De

los cuales se estima que 77 W/m^2 son reflejados por nubes, aerosoles y la atmósfera al espacio y 67 W/m^2 son absorbidos por la atmósfera (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2001). Resultando un restante de 198 W/m^2 que llegan a la superficie terrestre en promedio (IEA, 2011, p. 31).

La radiación solar que llega a la superficie de la Tierra, llamada también irradiancia, y definida como una potencia por unidad de área (W/m^2) puede llegar como radiación directa y radiación difusa (Figura 1) (Eraso y Erazo, s.f, p. 54). La radiación directa, como su nombre lo indica proviene directamente del sol y produce sombras. Se la experimenta como luz brillante y calor radiante. La radiación difusa, es indirecta y ésta no crea sombras. Se la experimenta como la luz del día. Existe un tercer componente que puede ser considerado y es la radiación difusa reflejada por las superficies del suelo, conocida también como albedo (Martínez, 2016). La radiación solar global, por lo tanto, se refiere a la suma tanto de los componentes directos y difusos (Martínez, 2016). La irradiancia o radiación solar puede promediarse ya sea de manera diaria, mensual o anual para poder estimar la energía eléctrica potencial que podría entregar un panel solar en un período de tiempo (Eraso y Erazo, s.f, p. 54).

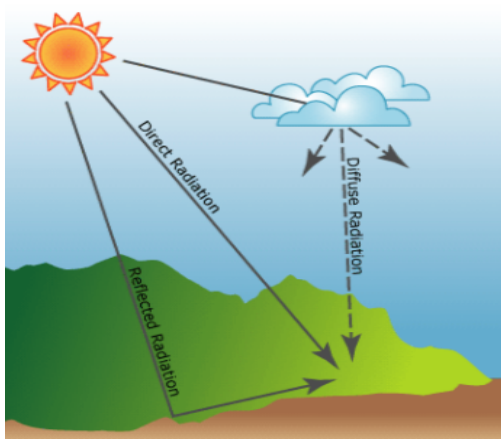


Figura 1. Radiación directa (*Direct Radiation*), difusa (*Diffuse Radiation*) y reflejada (*Reflected Radiation*).

Tomado de Sustainable Energy Authority of Ireland, 2015.

La energía solar es aquella contenida en la radiación solar. Ésta energía es transformada, ya sea mediante una conversión fotovoltaica o fototérmica. Los dispositivos encargados de ésta transformación de radiación solar a energía aprovechable son las celdas fotovoltaicas y los captadores solares, respectivamente (Secretaría de Energía de Argentina, 2008).

2.2 Geometría solar

El movimiento de la Tierra se compone de la traslación y la rotación. En la traslación el planeta gira alrededor del Sol con una trayectoria elíptica, estando el Sol en uno de los focos (Figura 2). Debido a que la elipse de la trayectoria posee baja excentricidad, la distancia existente entre el Sol y la Tierra durante dicho movimiento es variable. El tiempo que dura este movimiento, es lo que se conoce como año (Perpiñán, 2018).

En el movimiento de rotación la Tierra gira sobre su eje polar, de manera perpendicular al plano ecuatorial (Perpiñán, 2018), el ángulo formado por los rayos del sol durante este movimiento se denomina declinación solar (Carrascosa, 2016). De la declinación solar, en el caso del hemisferio norte, se determinan los conocidos solsticio de verano, con un ángulo de $+23,45^\circ$ entre el 21-22 de junio y solsticio de invierno con un ángulo de $-23,45^\circ$ entre 21-22 de diciembre. El ángulo toma un valor de 0° en los equinoccios de primavera y otoño, el 21-22 de marzo y 22-23 de septiembre respectivamente (Carrascosa, 2016).

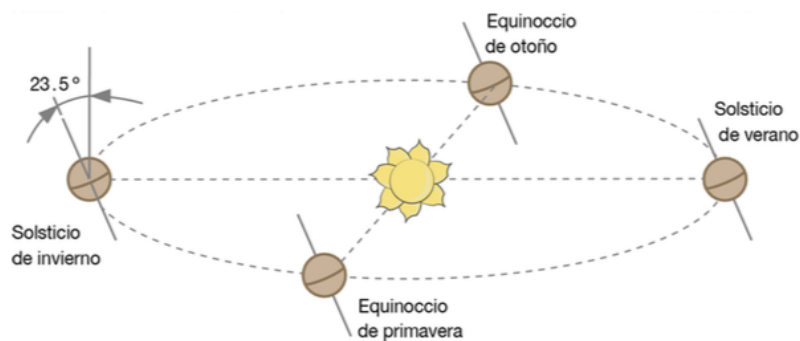


Figura 2. Solsticios y estaciones anuales hemisferio norte. Tomado de Ortega y Cañadas, 2015.

Los dos movimientos terrestres, producen que los rayos del sol incidan de mayor manera en unas zonas respecto a otras, marcando las estaciones (Labarta, 2012). En el solsticio de verano, el día tendrá su mayor duración, y en el solsticio de invierno su menor duración (Ortega y Cañadas, 2015). Dichas estaciones no están definidas por la distancia a la que se encuentra el Sol de la Tierra, si no en el ángulo en que inciden los rayos solares, siendo que en verano éstos llegan de manera vertical y en invierno de manera oblicua (Labarta, 2012). La distancia mencionada anteriormente es mayor en invierno que en el verano cuando se trata del hemisferio norte (Perpiñán, 2018).

El posicionamiento solar a lo largo del día se conoce como ángulo horario. La Tierra toma 24 horas en dar un giro completo sobre su eje, por lo tanto, cada hora corresponde a un giro de 15° (Ortega y Cañadas, 2015). Dicho posicionamiento se determina por dos coordenadas: azimuth solar y altura solar, éstos ángulos son importantes al rato de posicionar un sistema fotovoltaico (Labarta, 2012).

2.3 Energía fotovoltaica

Las células fotovoltaicas son los componentes que captan la radiación solar y la transforman en energía eléctrica (Pilco y Jaramillo, 2008). Las propiedades

de los materiales semiconductores de las células fotovoltaicas, permiten que se de éste proceso. El material base más utilizado para la fabricación de éstos dispositivos es el silicio. Al incidir los fotones es decir la luz solar, en las caras de la célula se genera la corriente eléctrica que será aprovechada como fuente de energía (Caja Madrid, 2006, p. 29).

Existen 3 tipos de módulos solares: los monocristalinos, con un rendimiento sobre el 30%, formados de un solo tipo de cristal. Los módulos policristalinos, suelen ser una mezcla de materiales como silicio con arsenio y galio, sus rendimientos son del 15% aproximadamente. Los módulos amorfos, no poseen estructura cristalina como los dos anteriores, sus rendimientos son inferiores con un 6% (Pilco y Jaramillo, 2008).

La energía solar fotovoltaica tiene varias aplicaciones y presenta dos tipos de instalaciones; la conexión a red, que está conectada a la red de distribución eléctrica convencional e inyectan energía a la misma y las instalaciones aisladas, comúnmente para sectores rurales alejados de la red eléctrica (Piebalgs y Potocnik, 2009).

Las instalaciones fotovoltaicas son capaces de generar electricidad todo el año, aún en días nublados, debido a que aprovecha la radiación directa y difusa (Arencibia-Carballo, 2016). Sin embargo, el rendimiento reducirá proporcionalmente con la reducción de la intensidad de la radiación solar (SEAI, 2015, p.9). Es importante mencionar que los paneles fotovoltaicos no funcionan del calor si no de la radiación. Por lo que el frío no es un inconveniente, de hecho, pueden presentar más eficiencia a menores temperaturas, dentro de ciertos límites (Tsai, Tu y Su, 2008).

La ubicación de los paneles solares es muy importante. Se debe ubicar en un lugar que evite la sombra principalmente en las horas de mayor radiación del día (Caja Madrid, 2006, p. 37). La radiación solar debe ser captada en su mayoría directamente para un mayor aprovechamiento del recurso, se recomienda una orientación del panel hacia el sur si el sistema está ubicado en el hemisferio norte, y una orientación norte de estar ubicado en el hemisferio

sur (Ramírez, Ponce, Ñeco, García y Hernández, 2016). Es necesario también para determinar el ángulo de orientación óptimo, conocer cuál es el mes con radiación solar más baja y la mayor demanda energética (Ramírez, Ponce, Ñeco, García y Hernández, 2016).

2.4 Datos satelitales

La disponibilidad de datos de radiación solar es insuficiente e inadecuada tanto espacial y temporalmente, por lo tanto, los datos satelitales, pueden representar una potencial solución para éste problema (Sayago, Ovando y Bocco, 2016).

Para la evaluación de potenciales instalaciones de plantas fotovoltaicas se suele utilizar estimaciones satelitales de irradiación solar. La desventaja de esta información radica en que suelen usarse pocas estaciones que midan radiación solar a nivel terrestre para evaluar los modelos de datos satelitales (Righini y Aristegui, 2016).

Algunos modelos antiguos y presentes poseen una resolución espacial variables, muchas veces en grillas de 100 km. En los últimos años los nuevos satélites poseen mayor resolución espacial lo que ayuda a mejorar la calidad de los datos (Righini y Aristegui, 2016).

Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos

El Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos de América (NREL – *National Renewable Energy Laboratory*), posee una base de datos de radiación solar (NSRDB – National Solar Radiation Database).

Por medio de la plataforma de NSRDB Viewer se puede realizar la descarga gratuita de la base de datos. Esta página dispone de variables como radiación directa, radiación horizontal, radiación global, temperatura, velocidad y

dirección del viento, presión atmosférica, precipitación, entre otros (NREL, 2018).

La base de datos NSRDB es una colección en serie completa de los valores horarios y de media hora de las tres mediciones más comunes de radiación solar: horizontal, directa normal y horizontal difusa de irradiación, y otros datos meteorológicos. Estos datos se han recopilado en un número suficiente de ubicaciones y escalas temporales y espaciales para representar con precisión los climas de radiación solar regional (NREL, 2018).

La base de datos se gestiona y actualiza utilizando los últimos métodos de investigación de un equipo especializado de pronosticadores en el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL, 2018).

La plataforma NSRDB Viewer dispone información del recurso solar sobre celdas de superficie de 0,038 grados tanto en latitud como longitud, o lo que equivaldría a celdas de 4 km (NREL, 2018).

El valor de la radiación solar representa el recurso disponible para sistemas solares. Los datos fueron creados utilizando algoritmos AVHRR *Pathfinder Atmospheres-Extended* (PATMOS-x) que consideran las propiedades de las nubes. Para estimar la radiación directa (DNI) y global (GHI) se utiliza el modelo de radiación rápida para todo el cielo para aplicaciones solares (FARMS) junto con las propiedades de la nube, y la profundidad óptica del aerosol (AOD) y el vapor de agua precipitable (PWV) de fuente auxiliar (NREL, 2018).

La irradiancia directa (DNI) y global (GHI) se calculan para cielos despejados utilizando el modelo REST2. Para las escenas de nubes identificadas por la máscara de nubes, los FARMS se utilizan para calcular el GHI (NREL, 2018).

Los datos se promedian a partir de la producción del modelo por hora durante 17 años (1998-2014). El modelo PATMOS-X utiliza imágenes de radiancia cada media hora en canales visibles e infrarrojos de la serie GOES de satélites geoestacionarios, datos diarios de coberturas de nieve del NSIDC y perfiles de

relación de mezcla, temperatura y presión del Análisis retrospectivo de la era moderna (MERRA) conjunto de datos (NREL, 2018).

El modelo REST2 utiliza la profundidad óptica de aerosol diaria de una combinación de los satélites MODIS y MISR y las estaciones basadas en tierra AERONET para calcular GHI y DNI, el vapor de agua y otras entradas para REST2 se obtienen del MERRA (NREL, 2018).

2.5 Estaciones meteorológicas

La Red Metropolitana de Monitoreo Atmosférico de Quito (REMMAQ) tuvo sus inicios en el año 1994 y pertenece desde el año 2010 a la Secretaría de Ambiente del Municipio de Quito (Secretaría de Ambiente del Municipio del Distrito Metropolitano Quito, 2018).

La finalidad de la REMMAQ es producir datos de calidad respecto a la concentración de contaminantes atmosféricos, por lo tanto, posee equipos de analizadores de gases y partículas en sus estaciones (Figura 3) (Secretaría de Ambiente del Municipio del Distrito Metropolitano Quito, 2018).



Figura 3. Estación meteorológica Belisario de la Red Metropolitana de Monitoreo Atmosférico de Quito (REMMAQ).

Adicionalmente ocho de las estaciones meteorológicas de la red están equipadas con sensores automáticos que miden velocidad y dirección del viento, humedad, temperatura, presión, precipitación y radiación solar. Estos sensores se encuentran ubicados en los techos de las estaciones que monitorean la calidad del aire (Figura 3). Las estaciones cuentan a su vez con un centro de control que recibe, almacena y procesa la información (Secretaría de Ambiente del Municipio del Distrito Metropolitano Quito, 2018).

Los instrumentos utilizados para medir la radiación solar son piranómetros Kipp & Zonen y Hukseflux (Secretaría de Ambiente del Municipio del Distrito Metropolitano Quito, 2018).

Piranómetro Kipp& Zonen CM3

El Piranómetro Kipp& Zonen CM3 mide la radiación solar con una termopila ennegrecida de alta calidad protegida por una cúpula (Figura 4). La termopila ennegrecida proporciona una respuesta espectral plana para todo el rango del espectro solar. La respuesta espectral plana permite que el CM3 se use a la luz natural o bajo el dosel de árboles, cuando el cielo está nublado y para mediciones de radiación reflejada. El CM3 es un piranómetro de segunda clase de acuerdo a la ISO 9060 (Campbell Scientific, 2018).



Figura 4. Piranómetro Kipp&Zonen CM3 de la Red Metropolitana de Monitoreo Atmosférico de Quito (REMMAQ).

Piranómetro Hukseflux LP02

El Piranómetro Hukseflux LP02 es un sensor de radiación solar que se aplica en la mayoría de las observaciones de radiación solar comunes (Figura 5). Este instrumento cumple con las especificaciones de segunda clase de la norma ISO 9060 y la Guía de la OMM, el piranómetro LP02 es ampliamente utilizado en aplicaciones agrometeorológicas y para la monitorización del rendimiento del sistema fotovoltaico (Hukseflux, 2018).

LP02 mide la radiación solar recibida por una superficie plana desde un ángulo de campo de visión de 180° . Esta cantidad, expresada en W/m^2 , se denomina radiación solar "hemisférica". El piranómetro LP02 se puede utilizar al aire libre bajo el sol, así como en interiores con simuladores solares basados en lámparas. La irradiancia en W/m^2 se calcula dividiendo la salida LP02, un voltaje pequeño, por la sensibilidad (Hukseflux, 2018).



Figura 5. Piranómetro Hukseflux LP02 de la Red Metropolitana de Monitoreo Atmosférico de Quito (REMMAQ).

ISO 9060:1990

La norma ISO 9060: 1990 fue revisada y confirmada en el año 2003. Esta norma trata sobre la energía solar, especificaciones y clasificación de instrumentos para medir la radiación solar directa y la radiación solar hemisférica. Dentro de esta norma se especificación tres clasificaciones de

piranómetros: de estándar secundario, de primera clase y de segunda clase (Ammonit, 2018).

Los piranómetros de segunda clase son de calidad media y que se utilizan como alternativa económica para mediciones rutinarias en estaciones meteorológicas y pruebas en campo (Ammonit, 2018).

2.6 Análisis espacial e interpolación

El análisis espacial es un campo que trata del análisis de datos en los que se tiene información importante de un objeto con una referencia geográfica (Goodchild y Haining, 2005). El análisis espacial es un proceso de manipulación de información espacial, de tal manera de extraer nueva información. Estos análisis se los suele realizar en Sistemas de Información Geográfica (SIG). Los SIG poseen herramientas que permiten realizar tareas de geoprocetamiento como es la interpolación de datos (QGIS documentation, s.f.).

La interpolación espacial de kriging, se usa sobre datos que se encuentran dispersos sobre una superficie. Se aprovecha la correlación espacial de la magnitud observada sobre distintas coordenadas de una región. Donde un valor no observado Z , se obtendrá a partir de los puntos X , Y de la ubicación (Sánchez R, Sánchez S, Sánchez RJ, Alcalá y Aguirre, 2015).

Kriging se basa por lo tanto en la distribución de las variables observadas, distancia o proximidad, tamaño y calidad de datos, así como estadística para obtener los valores Z , siendo un método de interpolación probabilístico (Paredes, Salinas, Martínez y Jiménez, 2013). Esto diferencia a éste método de interpolación, respecto a los métodos determinísticos que utilizan aproximaciones de tipo matemático basándose únicamente en propiedades físicas, como, por ejemplo, MIE, IDW, entre otros (García, 2016).

2.7 Mapas de irradiación solar

Los mapas de irradiación solar ayudan a interpretar y visualizar de mejor manera la información sobre dicha variable, indicando la energía que incide en un período sobre una zona determinada de la Tierra (Labarta, 2012).

3. METODOLOGÍA

3.1 Descripción del área de estudio

El Distrito Metropolitano de Quito está ubicado en la provincia de Pichincha al norte de Ecuador (Figura 6). Comprende un área de 4235,3 km², con el 15,5% de la población nacional aproximadamente. El DMQ posee un relieve irregular, heterogéneo y diverso, abarcando una diversidad importante de pisos climáticos y ecosistemas. Por sus variaciones de altitud y pluviosidad se producen varios tipos de climas, desde clima nival con temperaturas menores a 4°C, hasta clima lluvioso de los bosques noroccidentales con temperaturas promedio anuales de 22 grados centígrados (Municipio de Quito, 2012).

La zona del DMQ, que tiene la mayor densidad poblacional, se encuentra a una altura promedio de 2815 msnm y temperatura anual promedio de 14°C. Por la ubicación en la zona ecuatorial tiene un número igual de horas de día y de noche durante todo el año, y presenta solo dos estaciones, seca del mes de junio a septiembre y época lluviosa de octubre a mayo (Municipio de Quito, 2012).

La cabecera distrital del DMQ, la ciudad de Quito, se encuentra a una altitud de 2800 msnm. La ciudad está ubicada al occidente de la Cordillera de los Andes y tiene dimensiones aproximadas de 80 km de largo por 5 km de ancho. El clima es variable fluctuando de 25°C en el día a 10°C por la noche (Quito Turismo, 2014).

La ciudad de Quito tiene una superficie aproximada de 352 km² y sus coordenadas geográficas son las siguientes: Latitud: -0.225219, Longitud: -78.5248 o 0° 13' 31" Sur, 78° 31' 29" Oeste (DBCity, 2017).

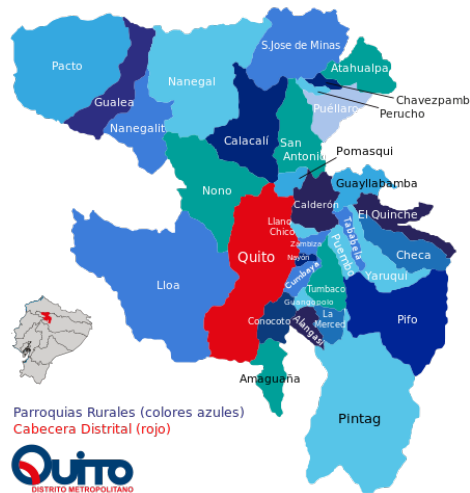


Figura 6. Mapa ubicación ciudad de Quito en el Distrito Metropolitano de Quito. Tomado de Verdesoto, 2009.

3.2 Validación de datos

3.2.1 Obtención de datos de estaciones meteorológicas de la Secretaria del Ambiente Quito.

Se obtuvieron los datos de radiación solar de la red de monitoreo atmosférico del Distrito Metropolitano de Quito (REMMAQ), la cual cuenta con estaciones meteorológicas dentro del área (Tabla 1, Figura 7). Se procedió a utilizar los reportes diarios de radiación solar global en cada una de las estaciones a utilizar para el presente estudio. Para cada estación se utilizaron los reportes de 10 años, del período de enero 2004 hasta diciembre del 2013.

Tabla 1.

Estaciones secretaría de ambiente Quito de la red de monitoreo atmosférico del DMQ (Secretaría de Ambiente del Municipio del Distrito Metropolitano Quito, 2018).

Estación	Coordenadas geográficas
Carapungo	78°26'50" W, 0°5'54" S
Cotocollao	78°29'50"W, 0°6'28" S
Belisario	78°29'24" W, 0°10'48" S
El Camal	78°30'36" W, 0°15'00" S



Figura 7. Ubicación espacial estaciones Meteorológicas en la ciudad de Quito. Adaptado de Google Maps, 2018.

3.2.2 Obtención de datos satelitales NREL

Se obtuvieron datos para el mismo período de 10 años del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos, NREL. Este laboratorio dispone de una base de datos de radiación solar, National Solar Radiation Database (NSRDB) la cual es de libre acceso (NREL, 2018).

Se descargaron los datos de radiación global GHI de las mismas coordenadas geográficas de las estaciones meteorológicas de la Secretaría de Ambiente de Quito (Tabla 1), para la validación de los mismos.

3.2.3 Estimación de datos faltantes

Se empleó el método de inferencia estadística de imputación mediante la media con los datos faltantes existentes en los reportes meteorológicos. Dada una variable X , para el valor faltante, el método reemplaza el valor con la media de los valores observados (Gómez, Palarea y Martín, 2006).

3.2.4 Análisis de datos

Una vez obtenidos los datos de radiación solar tanto de las estaciones meteorológicas como satelitales de las mismas coordenadas geográficas, se procedió a analizar la relación de dichos datos utilizando el programa Excel (Microsoft). Se realizó también una regresión lineal (Sayago, Ovando y Bocco, 2016) para ajustar la radiación REMMAQ con la radiación NREL, de tal manera se obtuvieron los coeficientes para la estimación de datos in situ a partir de los datos satelitales.

3.2.4.1 Error absoluto medio (EAM)

Se calculó el error absoluto medio (EAM), el cual calcula la diferencia entre el valor medido y el valor tomado como exacto, es decir el valor verdadero o probable. El EAM puede ser positivo o negativo y las unidades serán las mismas que las del valor medido (Arriagada y Peralta, 2008). Se determinó la diferencia entre la radiación solar promedio existente entre los datos in situ (REMMAQ) y los datos satelitales NREL.

3.2.4.2 Coeficiente de correlación

Se calculó el coeficiente de correlación Pearson, que es un índice que mide la covarianza entre distintas variables relacionadas (Camacho, 2007).

Mediante este cálculo se analizó el comportamiento de dos variables, para el presente estudio, entre ambas fuentes de información de radiación solar, para comprobar la veracidad o validez de los datos satelitales en relación a las estaciones meteorológicas. La variable de estudio para ambas fuentes fue la radiación solar.

3.2.4.3 Sesgo porcentual (BIAS)

El valor del sesgo porcentual (BIAS) indica la tendencia promedio de los datos simulados, en el presente caso, los datos satelitales NREL de ser menores o mayores respecto a los datos observados, es decir los datos de las estaciones meteorológicas (Gupta, Sorooshian y Yapo, 1999). Un valor positivo, representa una tendencia a simular valores por encima del valor observado, dato meteorológico, y viceversa (Lujano, Obando, Lujano y Quispe, 2015). El valor óptimo del sesgo porcentual BIAS, es de 0,0, indicando precisión en los modelos de simulación, los datos satelitales (Moriassi y otros, 2007).

3.3 Generación de mapas de radiación solar global

Una vez realizada la validación de los datos satelitales, se generaron los mapas radiación solar global.

Se aplicaron los coeficientes obtenidos de las regresiones líneas para cada mes (Sayago, Ovando y Bocco, 2016), calculando los valores a usarse para la generación de los mapas.

3.3.1 Determinación y ubicación de número de puntos

Se utilizaron los datos de las estaciones meteorológicas con sus respectivas ubicaciones. A su vez se añadieron más puntos para mejorar la resolución de los mapas a obtener. Para esto el presente estudio se basó en la resolución satelital de los datos de NREL, la cual es de 4 km (NREL, 2018).

Se determinaron el número de puntos extras a añadir y su respectiva ubicación para cubrir toda el área de estudio mediante el uso de SIG.

Se descargaron los datos satelitales en dichos puntos para el período de enero del 2004 a diciembre del 2013 y se les realizó la respectiva corrección de acuerdo a la validación anterior.

3.3.2 Generación de mapas anuales y mensuales

Los datos obtenidos de los puntos determinados fueron utilizados en un Sistema de Información Geográfica. Se utilizó el sistema de coordenadas geográficas WGS84 17S, según corresponde al área de estudio (CONELEC, 2008). Se realizó una interpolación de kriging y en base al raster generado se realizaron las isolíneas de radiación solar respectivas para cada mapa.

3.4 Identificación de zonas con mayor potencial solar

3.4.1 Análisis de mapas obtenidos

De acuerdo a los resultados obtenidos en los pasos anteriores se procedió a analizar las zonas con mayor potencial solar para aprovechamiento de energía eléctrica.

3.4.2 Análisis de temperatura

Debido a que el rendimiento de un sistema fotovoltaico se ve influenciado por la temperatura (Chenlo, 2002), se procedió a hacer un análisis de la misma en las zonas seleccionadas con mayor potencial solar. Para esto se tomó en cuenta los datos de temperatura de la Secretaría del Ambiente de Quito (REMMAQ) para el último año del período de estudio.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 Validación de datos

4.1.1 Datos estaciones meteorológicas

Se descargaron los datos respectivos de las estaciones meteorológicas de la REMMAQ (Secretaría de Ambiente del Municipio del Distrito Metropolitano Quito, 2018). Se registró el número de datos faltantes y adicionalmente se analizó también aquellos valores fuera de rango, para lo cual los valores menores a 50 W/m^2 entre las 8h00 y 16h00 fueron descartados. Posteriormente se obtuvo el porcentaje de datos faltantes para cada una de las estaciones (Tablas 2-5).

La estación de Carapungo es la que presentó una mejor calidad de datos, con un 2,8% de ausencia de datos, seguido de Cotocollao y Belisario con 3% y 3,46% respectivamente. La estación de El Camal tuvo una ausencia mayor con un 4,12%. Las estaciones de Belisario y El Camal presentaron mayor cantidad de valores fuera de rango y menor ausencia de datos, en comparación a Carapungo y Cotocollao que presentaron mayor ausencia de datos, pero menor cantidad de valores fuera del rango establecido. Es importante mencionar que la estación de El Camal presentó incluso valores negativos.

Tabla 2.

Calidad de datos estación Carapungo de la REMMAQ.

CARAPUNGO				
AÑOS	Número de horas	Datos presentes	Datos Faltantes	%
2004	8784	8549	235	2,68%
2005	8760	7795	965	11,02%
2006	8760	8447	313	3,57%
2007	8760	8632	128	1,46%
2008	8784	8601	183	2,08%
2009	8760	8677	83	0,95%
2010	8760	8670	90	1,03%
2011	8760	8645	115	1,31%
2012	8784	8654	130	1,48%
2013	8760	8547	213	2,43%
TOTAL	87672	85217	2455	2,80%

Tabla 3.

Calidad de datos estación Cotocollao de la REMMAQ.

COTOCOLLAO				
AÑOS	Número de horas	Datos presentes	Datos Faltantes	%
2004	8784	8689	95	1,08%
2005	8760	7632	1128	12,88%
2006	8760	8466	294	3,36%
2007	8760	8422	338	3,86%
2008	8784	8679	105	1,20%
2009	8760	8597	163	1,86%
2010	8760	8652	108	1,23%
2011	8760	8708	52	0,59%
2012	8784	8642	142	1,62%
2013	8760	8555	205	2,34%
TOTAL	87672	85042	2630	3,00%

Tabla 4.

Calidad de datos estación Belisario de la REMMAQ.

BELISARIO				
AÑOS	Número de horas	Datos presentes	Datos Faltantes	%
2004	8784	8302	482	5,49%
2005	8760	8087	673	7,68%
2006	8760	8297	463	5,29%
2007	8760	8625	135	1,54%
2008	8784	8540	244	2,78%
2009	8760	8535	225	2,57%
2010	8760	8572	188	2,15%
2011	8760	8557	203	2,32%
2012	8784	8629	155	1,76%
2013	8760	8495	265	3,03%
TOTAL	87672	84639	3033	3,46%

Tabla 5.

Calidad de datos estación El Camal de la REMMAQ.

EL CAMAL				
AÑOS	Número de horas	Datos presentes	Datos Faltantes	%
2004	8784	8510	274	3,12%
2005	8760	8104	656	7,49%
2006	8760	7886	874	9,98%
2007	8760	8359	401	4,58%
2008	8784	8498	286	3,26%
2009	8760	8578	182	2,08%
2010	8760	8563	197	2,25%
2011	8760	8583	177	2,02%
2012	8784	8548	236	2,69%
2013	8760	8435	325	3,71%
TOTAL	87672	84064	3608	4,12%

4.1.2 Datos satelitales NREL

Los datos satelitales horarios de radiación solar global (W/m^2) fueron descargados para los 10 años de análisis en los mismos puntos de las estaciones meteorológicas. Esta base de datos no presenta ausencia ni datos fuera de rango por lo que no se necesitó un proceso de tratamiento previo al uso de los mismos. Los datos satelitales de radiación suelen ser interpretados como valores válidos para aplicarlos sin procesos de filtrado (Romano Armada, Suligoy, Fernández y Salazar, 2017).

4.1.3 Análisis datos estaciones REMMAQ y NREL

Posteriormente al tratamiento de datos faltantes mediante el método de inferencia estadística de imputación mediante la media se procedió al análisis de los mismos.

En primer lugar, se obtuvo una sumatoria mensual en Wh/m^2 para cada estación meteorológica y una sumatoria mensual para los datos NREL en sus coordenadas correspondientes. Se calcula el error absoluto medio mensual en las mismas unidades W/m^2 .

Posteriormente se calculó el promedio diario igualmente en Wh/m^2 para cada mes tanto para la estación meteorológica como para los datos NREL y su respectivo error absoluto medio diario para cada mes.

Se obtuvo el coeficiente de correlación Pearson para analizar el comportamiento de las dos variables (estaciones meteorológicas y NREL) tanto en el análisis de sumatoria mensual como en el promedio diario mensual.

En las estaciones de Carapungo (Tabla 6), Cotocollao (Tabla 7) y Belisario (Tabla 8) se obtuvo un valor de Pearson mayor a 0,95 lo cual indica una correlación muy alta, pero en el caso de la estación de El Camal (Tabla 9) la correlación fue menor con valores de 0,78 para en análisis de sumatoria mensual y 0,73 para el análisis diario mensual.

Posteriormente se calculó para cada estación un promedio diario anual de la estación y de NREL y su error absoluto medio. Con estos últimos valores se determinó el sesgo porcentual BIAS.

La estación de Carapungo dio un valor BIAS del 1,61% indicando que los valores satelitales para dichas coordenadas tienen una tendencia ligera de ser mayores a los datos tomados como reales, es decir los datos de la estación meteorológica. Las estaciones de Cotocollao y Belisario obtuvieron un valor de 6,50% y 6,57% respectivamente, demostrando de la misma manera una tendencia ligera de ser mayores a los valores reales. Si bien estos valores son mayores en comparación de la estación Carapungo, continúan siendo un valor bajo. En estudios similares, se ha encontrado también que las base de datos satelitales suelen sobreestimar los valores de radiación solar global para el sitio (Salazar, Hernández, Echazú, Saravia y Romero, 2013).

Por otro lado, para la estación El Camal el valor fue diferente, con un BIAS del 17,50%, un valor del -20% al 20% sería un rango aceptable (Estupiñan, Carvajal y Ochoa, 2016), sin embargo, es mucho mayor a las estaciones

anteriormente analizadas. Esta diferencia de BIAS puede ser debido a que El Camal es una zona con alta nubosidad.

Como indica Righini y Grossi (2000) en un estudio similar en Paraguay, la sobrestimación obtenida tiene una de sus causas principales en que la calibración de los datos satelitales no tuvo en cuenta estaciones cercanas a los puntos de análisis.

Se puede observar que los datos de las estaciones meteorológicas y los datos satelitales siguen una tendencia similar a lo largo del año. Se observa en las gráficas de columnas agrupadas como tanto los valores de las estaciones como los satelitales tienen sus valores pico en los meses de enero y septiembre (Figuras 8-11).

Para realizar el análisis general se promediaron las estaciones estudiadas y se calcularon los mismos valores; sumatoria mensual, promedio diario para cada mes y sus respectivos valores de error absoluto medio. El coeficiente de correlación de Pearson es de 0,96 para la relación de sumatoria mensual y de 0,95 para la relación de valor promedio diario, es decir los valores presentan una alta correlación.

Por otro lado, se observa que el sesgo porcentual de BIAS es del 7,66%, mostrando la tendencia de los datos satelitales a ser mayores respecto a los datos in situ (Tabla 10). De igual manera se realizó una gráfica de columnas agrupadas donde se observa claramente que existe relación entre los datos REMMAQ y NREL y la tendencia a lo largo del año (Figura 12).

El valor del sesgo porcentual obtenido del 7,66% como sobreestimación de los valores de las estaciones es un valor similar obtenido en otros estudios en Paraguay con valores del 8% al 9% (Righini y Grossi, 2000), en Argentina con valores del 8,1% al 9,5% (Grossi, 1999) y España con 6,7% (Sancho Ávila y otros, 2012).

Tabla 6.

Sumatoria mensual, promedio diario mensual, promedio diario anual, error absoluto medio, coeficiente de correlación y sesgo porcentual BIAS, estación Carapungo.

ESTACIÓN CARAPUNGO				
SUMATORIA MENSUAL Wh/m ²				
MES	REMAQ	NREL	EAM	PEARSON
Enero	170015,07	174368,1	4353,03	0,98
Febrero	150096,74	148067,0	-2029,74	
Marzo	161325,97	161587,2	261,23	
Abril	151691,82	152795,4	1103,58	
Mayo	159097,68	163159,7	4062,02	
Junio	156130,22	158950,9	2820,68	
Julio	164959,87	169202,6	4242,73	
Agosto	175443,27	175709,8	266,53	
Septiembre	171258,64	175278,8	4020,16	
Octubre	172997,16	174648,9	1651,74	
Noviembre	163581,12	165669,7	2088,58	
Diciembre	166453,62	169154,0	2700,38	
PROMEDIO DIARIO Wh/m ² /d				
MES	REMAQ	NREL	EAM	PEARSON
Enero	5484,36	5624,78	140,42	0,97
Febrero	5149,89	5288,11	138,22	
Marzo	5204,06	5212,49	8,43	
Abril	5056,39	5093,18	36,79	
Mayo	5132,18	5263,22	131,03	
Junio	5204,34	5298,36	94,02	
Julio	5321,29	5458,15	136,86	
Agosto	5659,46	5668,06	8,60	
Septiembre	5708,62	5842,63	134,01	
Octubre	5580,55	5633,84	53,28	
Noviembre	5452,70	5522,32	69,62	
Diciembre	5369,47	5456,58	87,11	
PROMEDIO DIARIO ANUAL Wh/m ² /d				
	REMAQ	NREL	EAM	BIAS
	5360,28	5446,81	86,53	1,61%

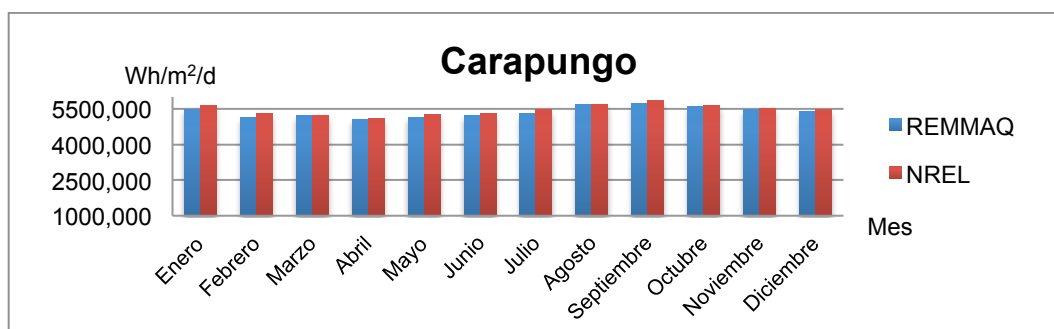


Figura 8. Radiación diaria (Wh/m²/d) en Carapungo REMMAQ-NREL.

Tabla 7.

Sumatoria mensual, promedio diario mensual, promedio diario anual, error absoluto medio, coeficiente de correlación y sesgo porcentual BIAS, estación Cotocollao.

ESTACIÓN COTOCOLLAO				
SUMATORIA MENSUAL Wh/m ²				
MES	REMAAQ	NREL	EAM	PEARSON
Enero	155978,29	171331,7	15353,41	0,96
Febrero	136358,10	143565,8	7207,70	
Marzo	143974,54	155941,4	11966,86	
Abril	137761,75	148233,2	10471,45	
Mayo	149842,72	159418,5	9575,78	
Junio	143563,11	153558,5	9995,39	
Julio	152913,10	164906,6	11993,50	
Agosto	162016,80	172222,0	10205,20	
Septiembre	163127,70	170465,3	7337,60	
Octubre	163275,15	168961,2	5686,05	
Noviembre	156627,82	163236,9	6609,08	
Diciembre	158990,36	165733,4	6743,04	

PROMEDIO DIARIO Wh/m ² /d				
MES	REMAAQ	NREL	EAM	PEARSON
Enero	5031,56	5526,83	495,27	0,95
Febrero	4696,11	5127,35	431,24	
Marzo	4644,34	5030,37	386,03	
Abril	4592,06	4941,11	349,05	
Mayo	4833,64	5142,53	308,90	
Junio	4785,44	5118,62	333,18	
Julio	4932,68	5319,57	386,89	
Agosto	5226,35	5555,55	329,20	
Septiembre	5437,59	5682,18	244,59	
Octubre	5266,94	5450,36	183,42	
Noviembre	5220,93	5441,23	220,30	
Diciembre	5128,72	5346,24	217,52	

PROMEDIO DIARIO ANUAL Wh/m ² /d				
	REMAAQ	NREL	EAM	BIAS
	4983,03	5306,83	323,80	6,50%

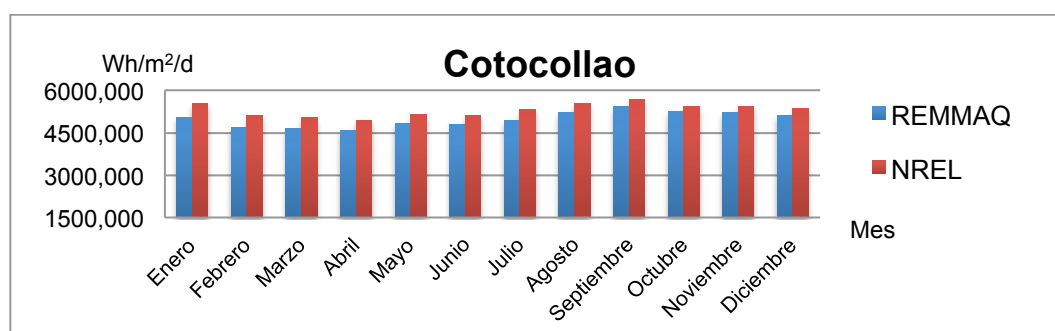


Figura 9. Radiación diaria (Wh/m²/d) en Cotocollao REMMAQ-NREL.

Tabla 8.

Sumatoria mensual, promedio diario mensual, promedio diario anual, error absoluto medio, coeficiente de correlación y sesgo porcentual BIAS, estación Belisario.

ESTACIÓN BELISARIO				
SUMATORIA MENSUAL Wh/m ²				
MES	REMAAQ	NREL	EAM	PEARSON
Enero	145690,50	159781,1	14070,60	0,95
Febrero	130754,29	131066,1	311,81	
Marzo	139239,31	144063,6	4824,29	
Abril	128674,05	138670,5	9996,45	
Mayo	144925,41	153777,7	8852,29	
Junio	142807,42	152669,4	9861,98	
Julio	155109,85	168498,4	13388,55	
Agosto	166339,81	174558,3	8218,49	
Septiembre	163655,93	171882,1	8226,17	
Octubre	154678,11	160761,7	6083,59	
Noviembre	134697,73	149167,1	14469,37	
Diciembre	137806,54	148723,9	10917,36	

PROMEDIO DIARIO Wh/m ² /d				
MES	REMAAQ	NREL	EAM	PEARSON
Enero	4699,69	5153,58	453,89	0,96
Febrero	4485,20	4680,93	195,73	
Marzo	4491,59	4647,21	155,62	
Abril	4289,14	4622,35	333,21	
Mayo	4675,01	4960,57	285,56	
Junio	4760,25	5088,98	328,73	
Julio	5003,54	5435,43	431,89	
Agosto	5365,80	5630,91	265,11	
Septiembre	5455,20	5729,40	274,21	
Octubre	4989,62	5185,86	196,24	
Noviembre	4489,92	4972,24	482,31	
Diciembre	4445,37	4797,55	352,17	

PROMEDIO DIARIO ANUAL Wh/m ² /d				
	REMAAQ	NREL	EAM	BIAS
	4762,53	5075,42	312,90	6,57%

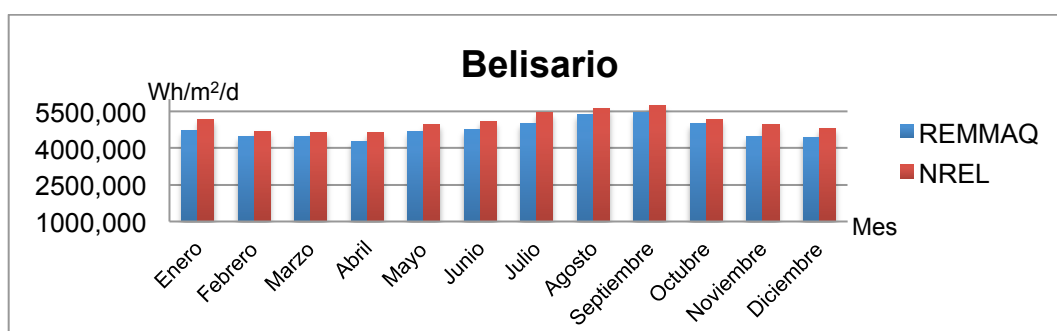


Figura 10. Radiación diaria (Wh/m²/d) en Belisario REMMAQ-NREL.

Tabla 9.

Sumatoria mensual, promedio diario mensual, promedio diario anual, error absoluto medio, coeficiente de correlación, y sesgo porcentual BIAS, estación El Camal.

ESTACIÓN EL CAMAL				
SUMATORIA MENSUAL Wh/m ²				
MES	REMAAQ	NREL	EAM	PEARSON
Enero	141858,66	162821,3	20962,64	0,78
Febrero	119334,13	135034,4	15700,27	
Marzo	133252,73	153174,4	19921,67	
Abril	119229,68	143278,1	24048,42	
Mayo	126463,81	156071,1	29607,29	
Junio	126990,28	157076,8	30086,52	
Julio	136821,42	170518,6	33697,18	
Agosto	144256,22	174559,7	30303,48	
Septiembre	147992,87	168957,1	20964,23	
Octubre	147362,05	164252,2	16890,15	
Noviembre	140861,82	155523,8	14661,98	
Diciembre	142883,50	154214,1	11330,60	
PROMEDIO DIARIO Wh/m ² /d				
MES	REMAAQ	NREL	EAM	PEARSON
Enero	4576,09	5252,30	676,21	0,73
Febrero	3786,54	4822,66	1036,12	
Marzo	4298,48	4941,11	642,63	
Abril	3974,32	4775,94	801,61	
Mayo	4079,48	5034,55	955,07	
Junio	4233,01	5235,89	1002,88	
Julio	4413,59	5500,60	1087,01	
Agosto	4653,43	5630,96	977,53	
Septiembre	4933,10	5631,90	698,81	
Octubre	4753,61	5298,46	544,84	
Noviembre	4695,39	5184,13	488,73	
Diciembre	4609,15	4974,65	365,50	
PROMEDIO DIARIO ANUAL Wh/m ² /d				
	REMAAQ	NREL	EAM	BIAS
	4417,18	5190,26	773,08	17,50%

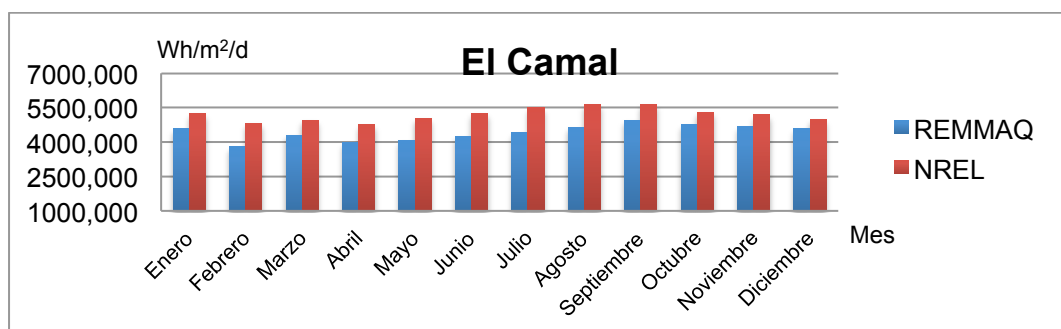


Figura 11. Radiación diaria (Wh/m²/d) en El Camal REMMAQ-NREL.

Tabla 10.

Sumatoria mensual, promedio diario mensual, promedio diario anual, error absoluto medio, coeficiente de correlación, y sesgo porcentual BIAS, análisis general de las 4 estaciones.

ANÁLISIS GENERAL				
SUMATORIA MENSUAL Wh/m ²				
MES	REMAAQ	NREL	EAM	PEARSON
Enero	153385,63	167070,6	13684,92	0,96
Febrero	134135,82	139433,3	5297,51	
Marzo	144448,14	153691,7	9243,51	
Abril	134339,33	145744,3	11404,97	
Mayo	145082,41	158106,8	13024,34	
Junio	142372,76	155563,9	13191,14	
Julio	152451,06	168281,6	15830,49	
Agosto	162014,03	174262,5	12248,42	
Septiembre	161508,78	171645,8	10137,04	
Octubre	159578,12	167156,0	7577,88	
Noviembre	148942,12	158399,4	9457,25	
Diciembre	151533,50	159456,4	7922,85	
PROMEDIO DIARIO Wh/m ² /d				
MES	REMAAQ	NREL	EAM	PEARSON
Enero	4947,92	5389,37	441,45	0,95
Febrero	4529,43	4979,76	450,33	
Marzo	4659,62	4957,80	298,18	
Abril	4477,98	4858,14	380,17	
Mayo	4680,08	5100,22	420,14	
Junio	4745,76	5185,46	439,70	
Julio	4917,78	5428,44	510,66	
Agosto	5226,26	5621,37	395,11	
Septiembre	5383,63	5721,53	337,90	
Octubre	5147,68	5392,13	244,45	
Noviembre	4964,74	5279,98	315,24	
Diciembre	4888,18	5143,75	255,58	
PROMEDIO DIARIO ANUAL Wh/m ² /d				
	REMAAQ	NREL	EAM	BIAS
	4880,75	5254,83	374,08	7,66%

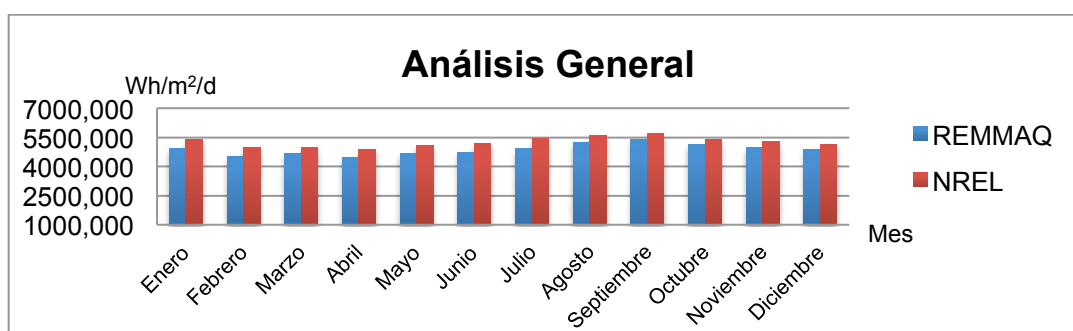


Figura 12. Radiación diaria (Wh/m²/d) General.

Se realizó la correlación de Pearson mensual para los datos ya agrupados de las 4 estaciones meteorológicas de REMMAQ, para ello se relacionaron todos los valores de la radiación solar diaria para cada mes de la estación con el dato satelital (Tabla 11). Se puede observar que todos los valores son iguales o mayores a 0,90 lo cual indica que existe una alta correlación entre las distintas fuentes. El coeficiente de Pearson mayor fue del mes de diciembre, seguido de los meses de mayo y octubre, el valor menor fue en los meses de abril y de noviembre.

Tabla 11.

Correlación de Pearson mensual general.

CORRELACIÓN PEARSON	
Mes	Pearson
Enero	0,93
Febrero	0,95
Marzo	0,92
Abril	0,90
Mayo	0,96
Junio	0,91
Julio	0,95
Agosto	0,95
Septiembre	0,91
Octubre	0,96
Noviembre	0,90
Diciembre	0,98
Anual	0,95

Se graficó el error absoluto del promedio diario de cada mes (Figura 13), se observa que el valor EAM es mayor en el mes de enero, febrero y julio, mientras que en los meses de marzo, octubre y diciembre se obtiene un valor menor.

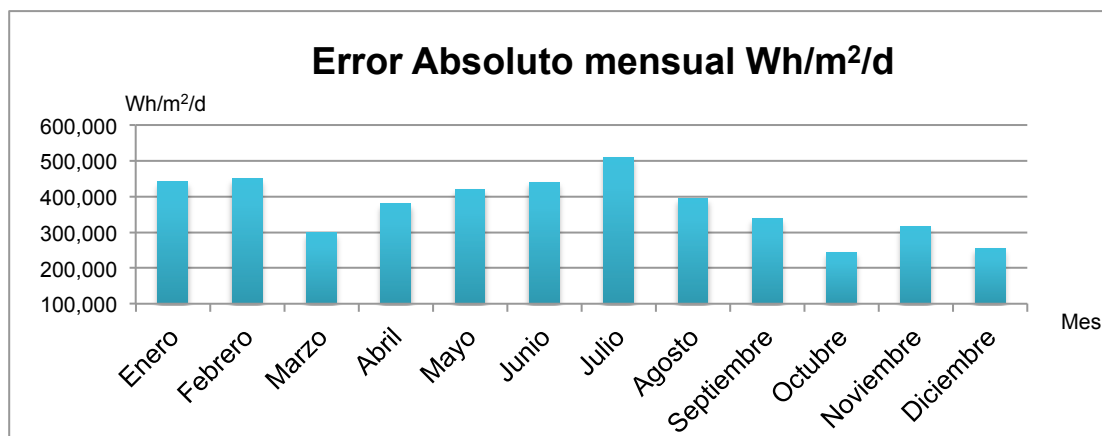


Figura 13. Error absoluto análisis general (Wh/m²/d).

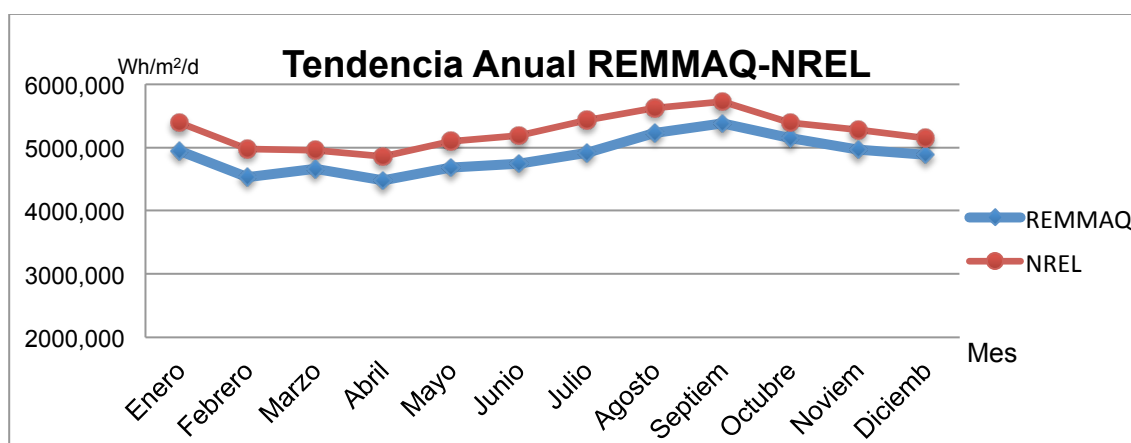


Figura 14. Tendencia anual de datos estaciones meteorológicas y datos satelitales (Wh/m²/d)

Para observar la tendencia anual de los datos de las dos fuentes se realizaron dos curvas (Figura 14) donde se puede ver que ambas tienen una tendencia similar respecto a sus picos y puntos mínimos. Se observa un comportamiento similar de los datos satelitales respecto a los datos de las estaciones meteorológicas, verificando la relación existente.

Así como se observa en las curvas y como se determinó anteriormente, los datos satelitales sobrestiman a los datos de las estaciones meteorológicas, de la misma manera se observa en estudios similares (Sayago, Ovando y Bocco, 2016), donde la serie temporal sin embargo mantiene la tendencia en ambas fuentes.

4.1.4 Ecuaciones mensuales de relación datos in situ y datos satelitales

En base a los datos obtenidos anteriormente se analizó la desviación entre los datos REMMAQ y NREL para todos los días y se descartó aquellos que se alejaban 5% o más de la desviación promedio, debido a que se busca determinar la tendencia típica del comportamiento de la radiación para dichos meses.

Posteriormente se realizó una regresión lineal (Figuras 15-27) con los valores diarios para cada mes, considerando a los datos REMMAQ como variable independiente X y a los datos satelitales NREL como variable dependiente Y.

Se obtuvo una ecuación para cada mes, con su respectivo coeficiente de determinación R^2 el cual es el valor de Pearson elevado al cuadrado que nos muestra el grado de correlación de los datos. En todos los casos se observa que R^2 es mayor a 0,8.

Los meses de diciembre y mayo fueron los meses con valores más altos para R^2 mientras que los meses de abril y noviembre obtuvieron los menores. En cuanto a la regresión lineal anual, esta obtuvo un valor de R^2 de 0,9.

Los valores obtenidos fueron similares a los de un estudio de validación de datos de radiación solar realizados en la ciudad de Córdoba, los coeficientes de determinación estuvieron entre los rangos de 0,87 y 0,89 (Almorox, Bocco y Willington, 2013). Se encuentran valores entre los mismos rangos en otros estudios con coeficientes entre 0,80 y 0,86 (Sayago, Bocco, Ovando y Willington, 2011) y 0,85 (Spokas y Forcella, 2006)

Las ecuaciones obtenidas de la regresión lineal serán utilizadas para la corrección respectiva de cada mes de los valores satelitales obtenidos de NREL.

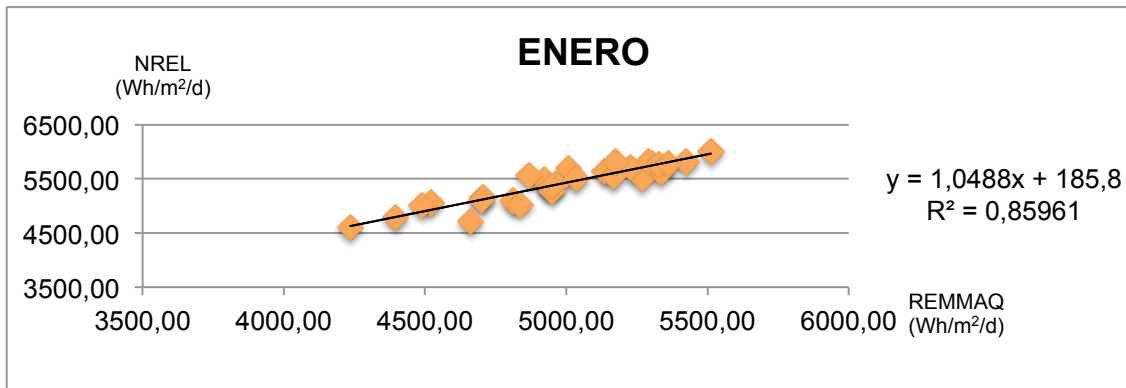


Figura 15. Relación REMMAQ-NREL y ecuación lineal mes de enero (Wh/m²/d).

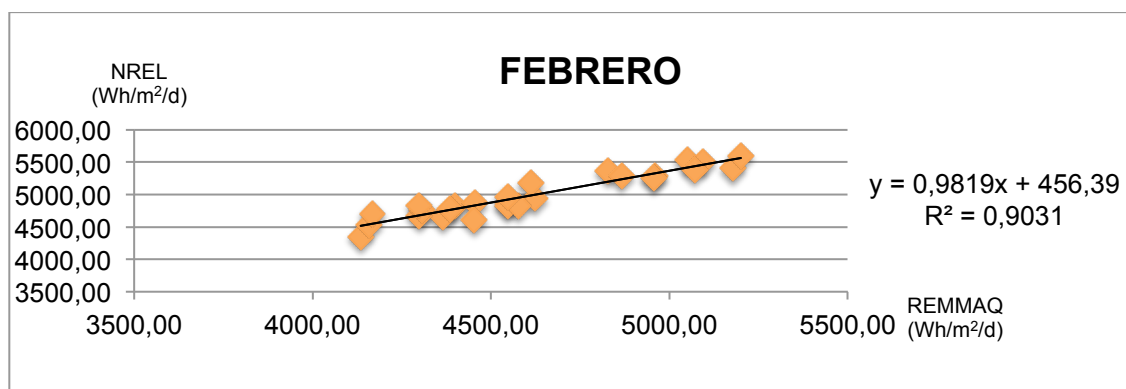


Figura 16. Relación REMMAQ-NREL y ecuación lineal mes de febrero (Wh/m²/d).

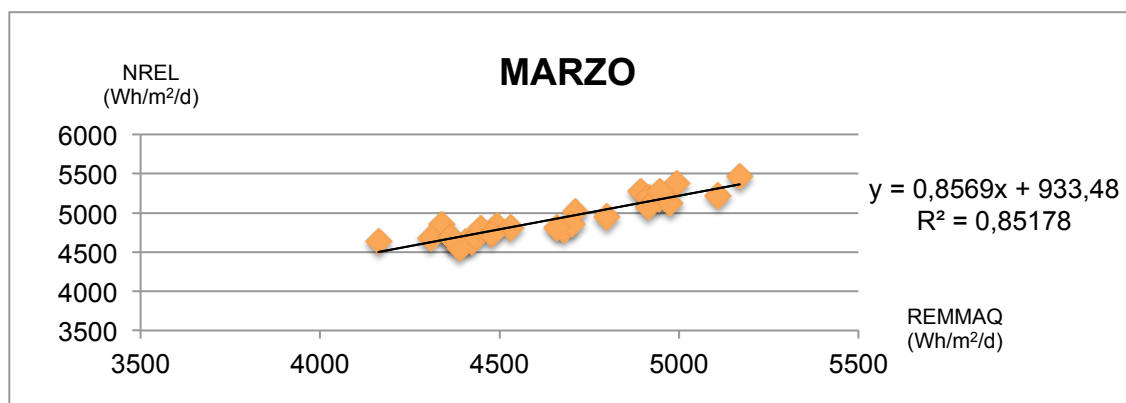


Figura 17. Relación REMMAQ-NREL y ecuación lineal mes de marzo (Wh/m²/d).

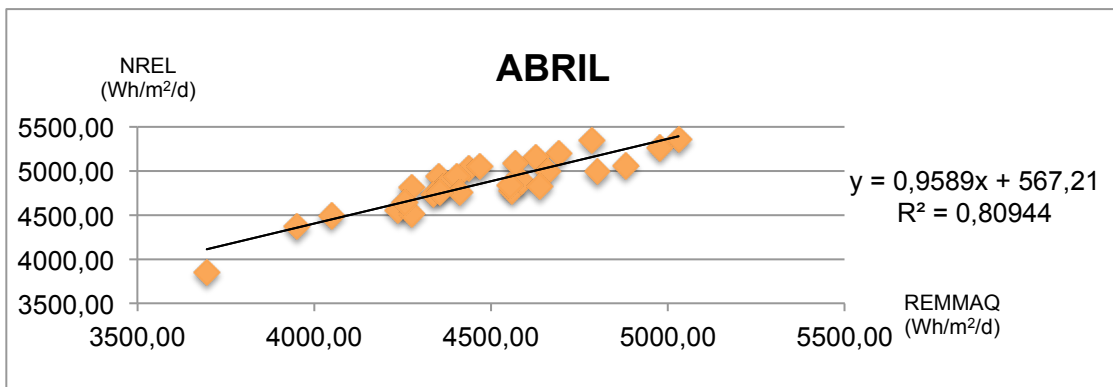


Figura 18. Relación REMMAQ-NREL y ecuación lineal mes de abril (Wh/m²/d).

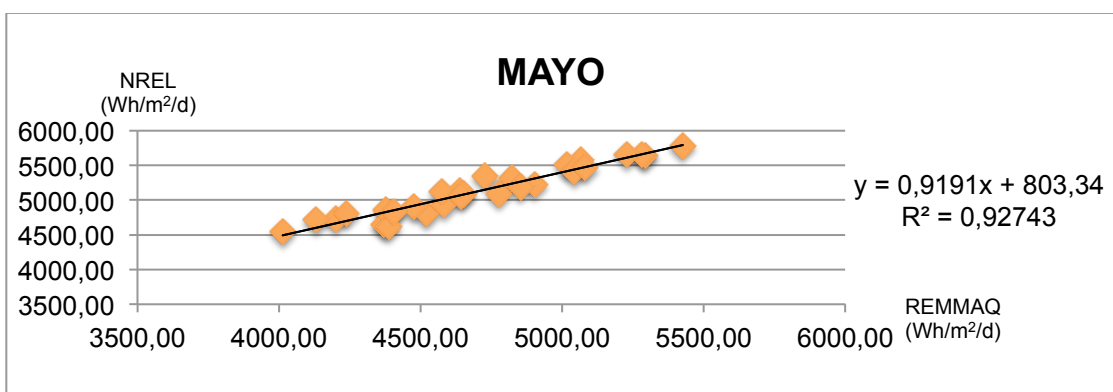


Figura 19. Relación REMMAQ-NREL y ecuación lineal mes de mayo (Wh/m²/d).

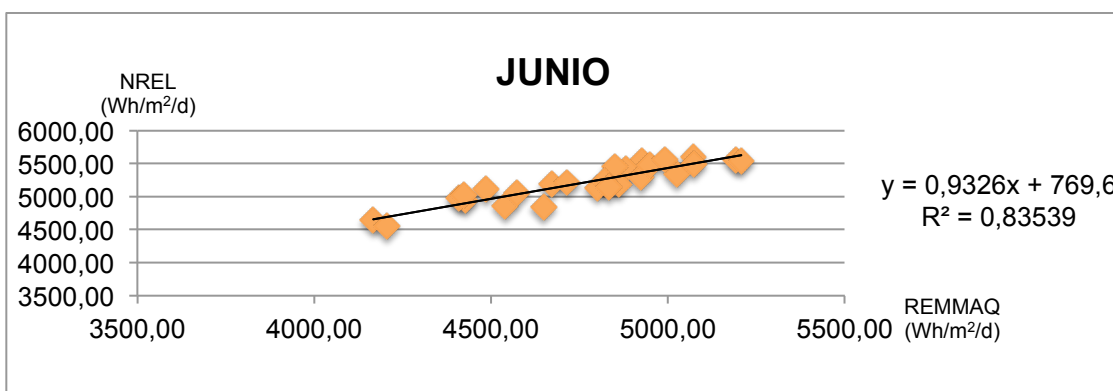


Figura 20. Relación REMMAQ-NREL y ecuación lineal mes de junio (Wh/m²/d).

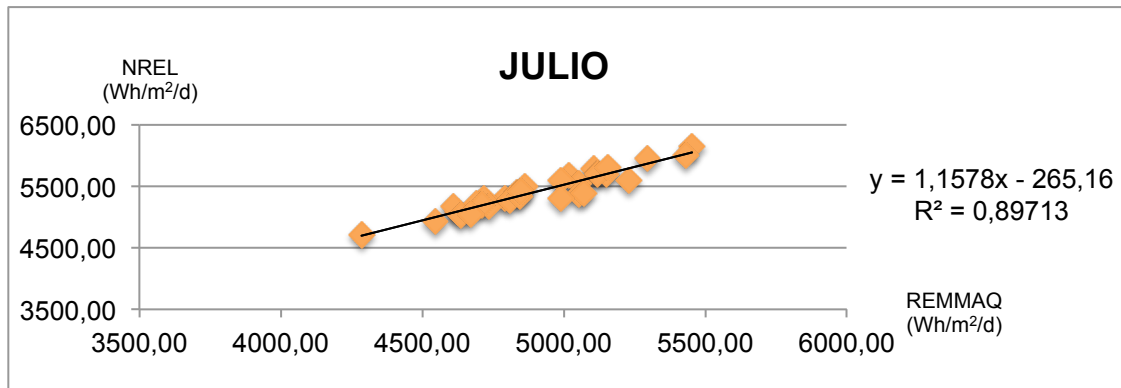


Figura 21. Relación REMMAQ-NREL y ecuación lineal mes de julio (Wh/m²/d).

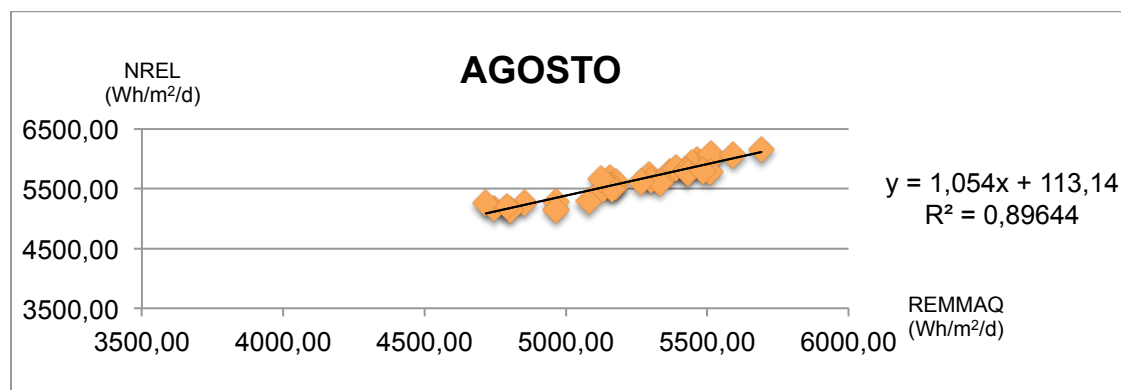


Figura 22. Relación REMMAQ-NREL y ecuación lineal mes de agosto (Wh/m²/d).

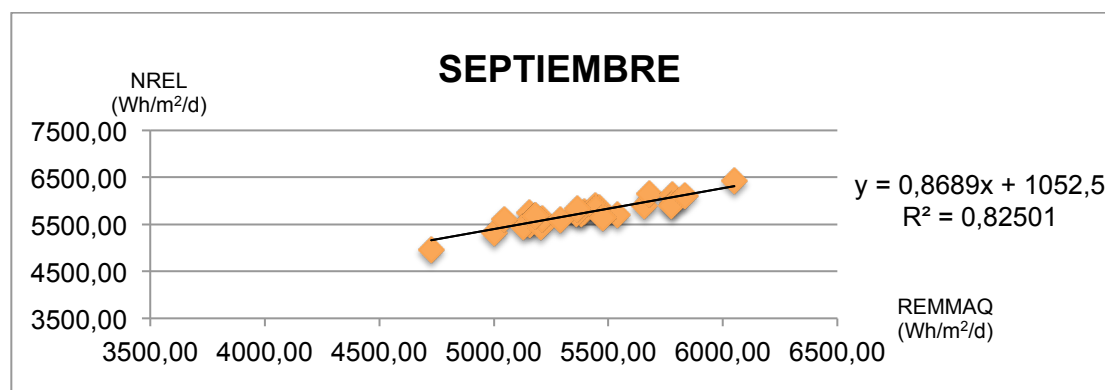


Figura 23. Relación REMMAQ-NREL y ecuación lineal mes de septiembre (Wh/m²/d).

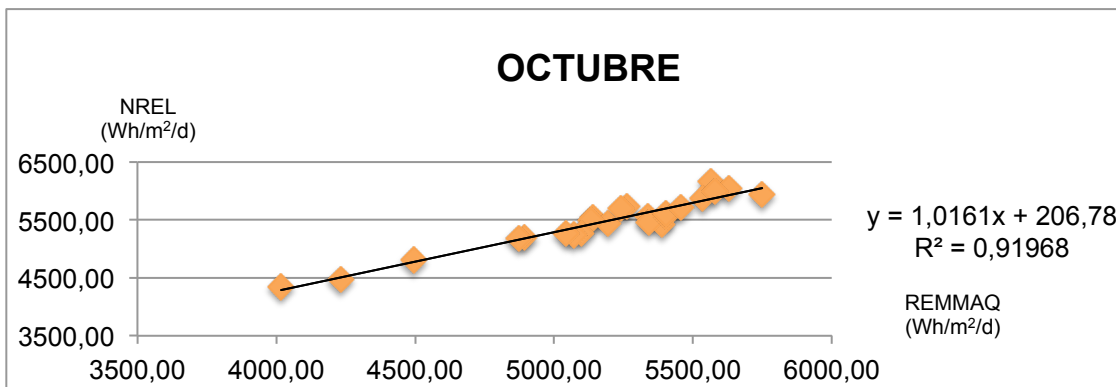


Figura 24. Relación REMMAQ-NREL y ecuación lineal mes de octubre (Wh/m²/d).

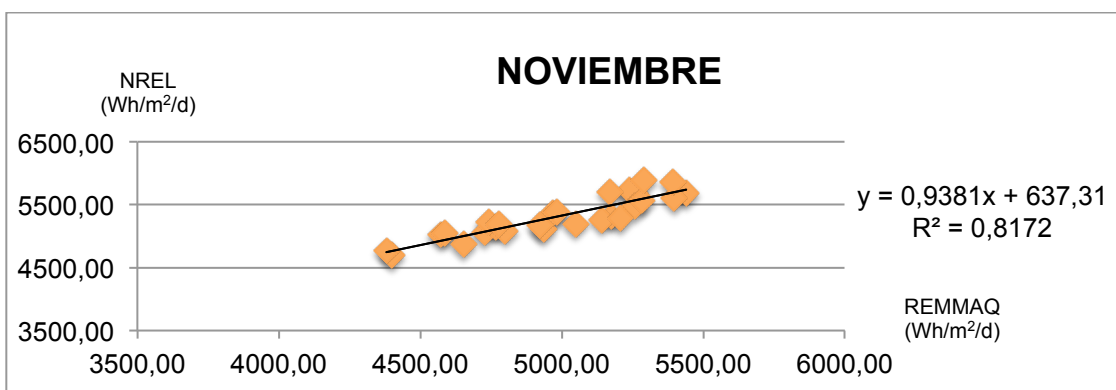


Figura 25. Relación REMMAQ-NREL y ecuación lineal mes de noviembre (Wh/m²/d).

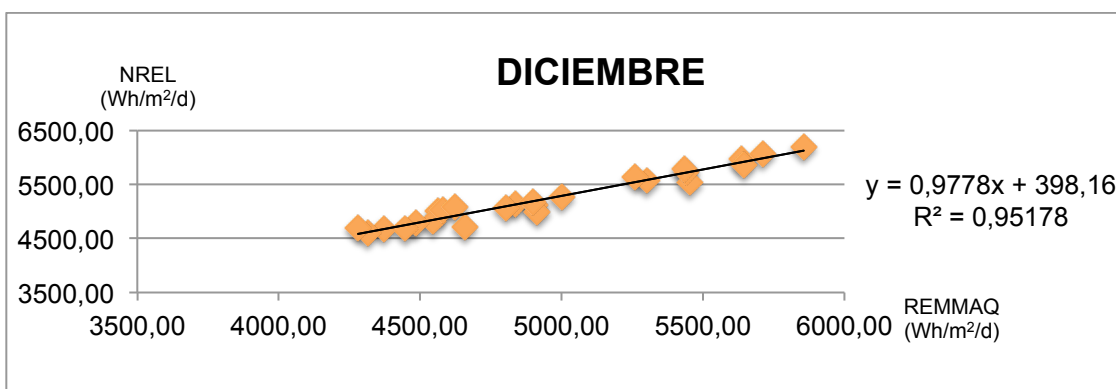


Figura 26. Relación REMMAQ-NREL y ecuación lineal mes de diciembre (Wh/m²/d).

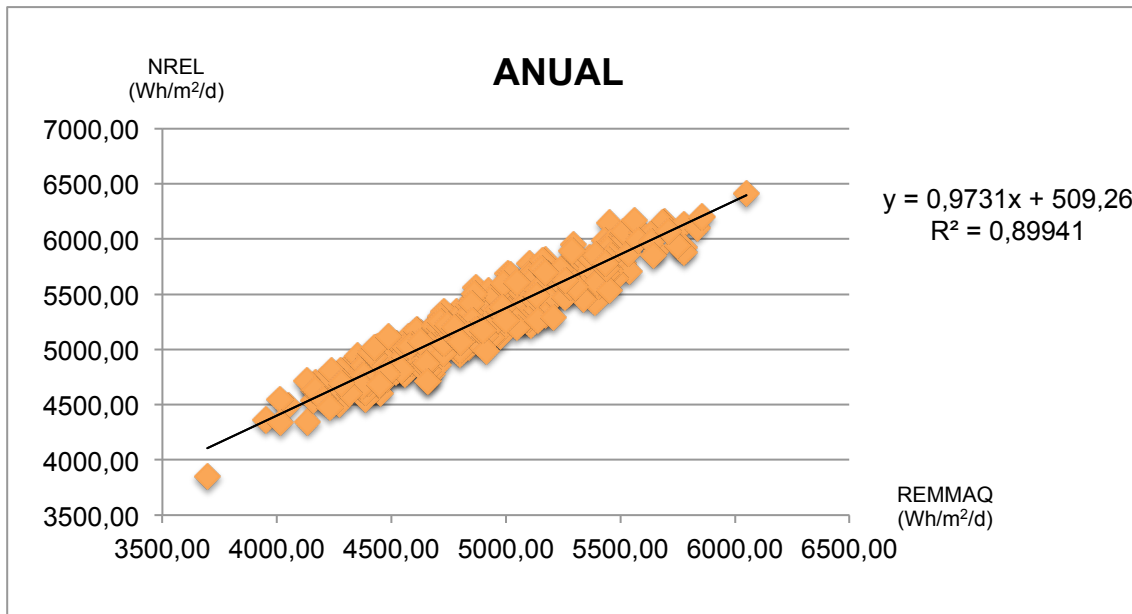


Figura 27. Relación REMMAQ-NREL y ecuación lineal anual (Wh/m²/d).

4.1.5 Relación REMMAQ-NREL corregido

Con el fin de realizar una evaluación de la corrección propuesta a los datos satelitales NREL, se realizaron gráficas para mostrar la evolución temporal de los datos de las estaciones meteorológicas utilizadas en el presente estudio, respecto a los datos satelitales en esas coordenadas aplicadas la correcciones, así como proponen Sayago, Ovando y Bocco en un estudio en Argentina (2016).

Se puede observar que la corrección propuesta para cada mes es adecuada y bastante similar comparado con los datos originales. En el caso de Cotocollao y Belisario se observa una alta relación a lo largo de todo el año, en Carapungo se observa una subestimación de los valores a mitad del año, mientras que El Camal presenta una mayor diferencia respecto a los valores, obteniendo una sobrestimación de los datos reales, de la estación meteorológica.

Tabla 12.

Análisis datos estaciones REMMAQ y datos satelitales NREL corregidos (Wh/m²/d).

Fuente	Estación	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
REMMAQ	Carapungo	5484,36	5149,89	5204,06	5056,39	5132,18	5204,34
	Cotocollao	5031,56	4696,11	4644,34	4592,06	4833,64	4785,44
	Belisario	4699,69	4485,20	4491,59	4289,14	4675,01	4760,25
	EICamal	4576,09	3786,54	4298,48	3974,32	4079,48	4233,01
NREL	Carapungo	5624,78	5288,11	5212,49	5093,18	5263,22	5298,36
	Cotocollao	5526,83	5127,35	5030,37	4941,11	5142,53	5118,62
	Belisario	5153,58	4680,93	4647,21	4622,35	4960,57	5088,98
	EICamal	5252,30	4822,66	4941,11	4775,94	5034,55	5235,89
NREL corregido	Carapungo	5184,07	4920,78	4993,59	4719,96	4852,44	4856,06
	Cotocollao	5090,92	4757,06	4781,06	4561,37	4721,13	4663,32
	Belisario	4735,95	4302,42	4333,92	4228,95	4523,15	4631,55
	EICamal	4829,83	4446,75	4676,89	4389,12	4603,65	4789,08

Fuente	Estación	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
REMMAQ	Carapungo	5321,29	5659,46	5708,62	5580,55	5452,70	5369,47
	Cotocollao	4932,68	5226,35	5437,59	5266,94	5220,93	5128,72
	Belisario	5003,54	5365,80	5455,20	4989,62	4489,92	4445,37
	EICamal	4413,59	4653,43	4933,10	4753,61	4695,39	4609,15
NREL	Carapungo	5458,15	5668,06	5842,63	5633,84	5633,84	5522,32
	Cotocollao	5319,57	5555,55	5682,18	5450,36	5526,83	5441,23
	Belisario	5435,43	5630,91	5729,40	5185,86	5153,58	4972,24
	EICamal	5500,60	5630,96	5631,90	5298,46	5252,30	5184,13
NREL corregido	Carapungo	4943,26	5270,32	5512,86	5341,06	5326,22	5240,50
	Cotocollao	4823,57	5163,58	5328,20	5160,50	5212,15	5157,57
	Belisario	4923,64	5235,08	5382,56	4900,19	4814,28	4677,93
	EICamal	4979,93	5235,12	5270,35	5011,00	4919,51	4894,63

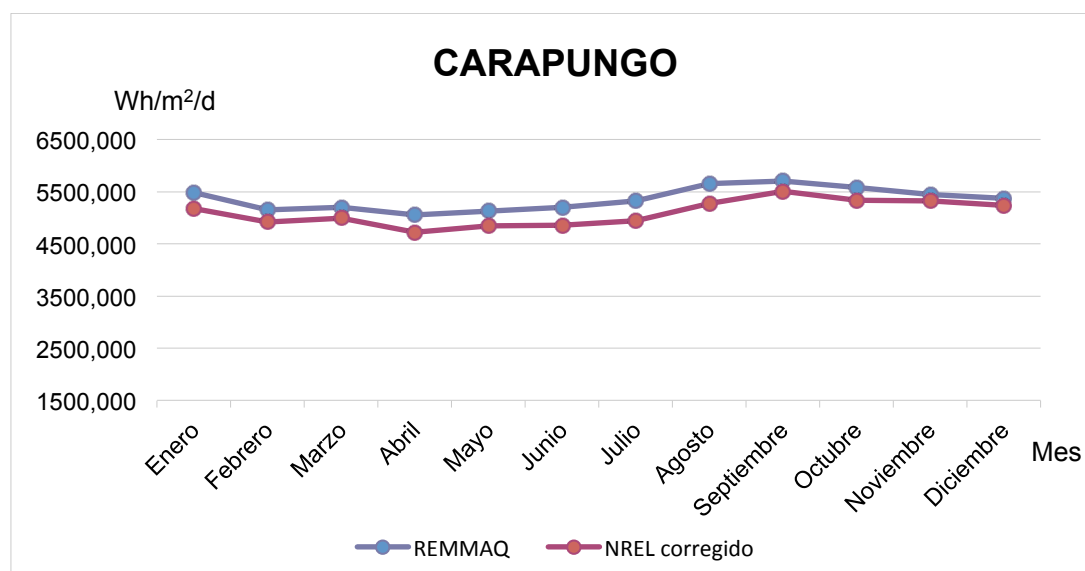


Figura 28. Relación REMMAQ-NREL corregido estación Carapungo (Wh/m²/d).

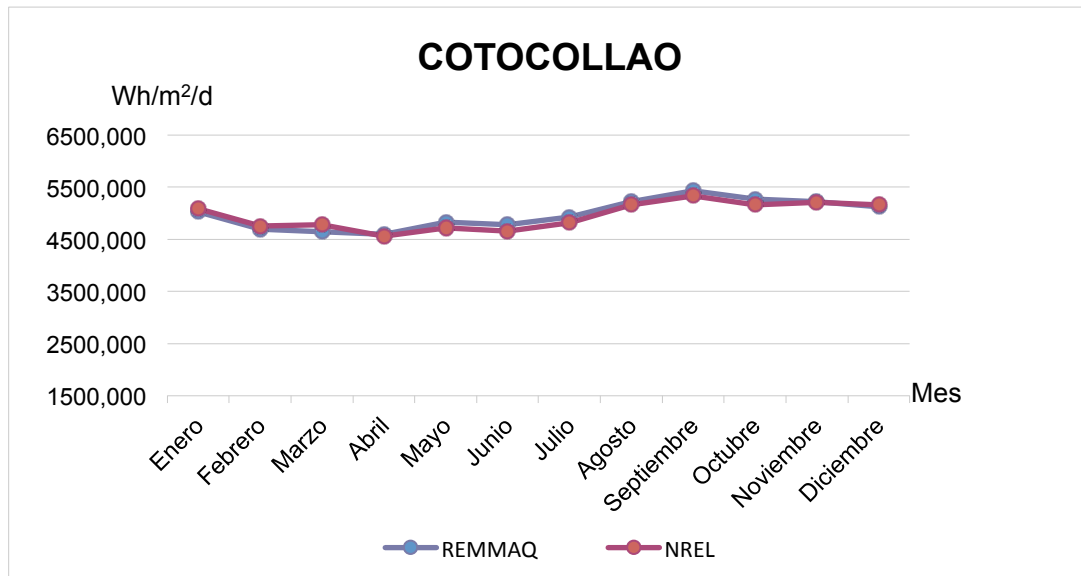


Figura 29. Relación REMMAQ-NREL corregido estación Cotocollao ($\text{Wh/m}^2/\text{d}$).

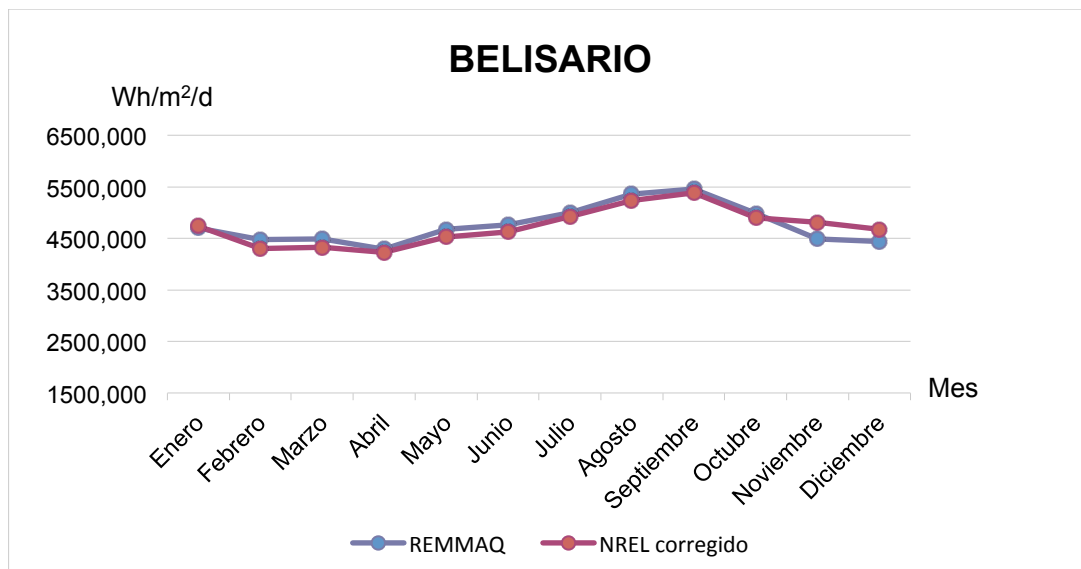


Figura 30. Relación REMMAQ-NREL corregido estación Belisario ($\text{Wh/m}^2/\text{d}$).

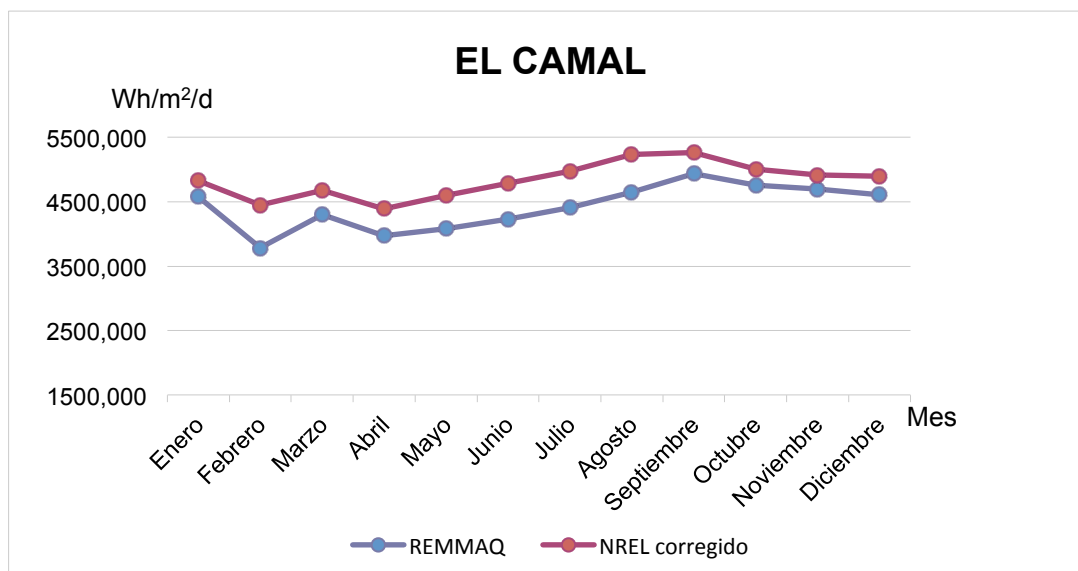


Figura 31. Relación REMMAQ-NREL corregido estación El Camal (Wh/m²/d).

4.1.6 Análisis horario

Adicionalmente se realizó un análisis horario para cada mes, obteniendo un valor promedio para el período de 06h00 a 17h00. Para cada hora se determinó el error absoluto y el sesgo porcentual BIAS. Se determinó también el error absoluto diario (Tabla 13 y Anexo 1).

Se graficaron columnas para representar el sesgo porcentual BIAS y analizar tendencia de variación de los datos satelitales respecto a los datos in situ a lo largo del día (Figura 32). Se observa que los valores de las 12h00 presentan un valor BIAS cercano a 0%, mientras que la primera y última hora analizada 06h00 y 17h00 presentan los valores mayores. Debido a los altos valores de estas dos horas, se graficaron únicamente las 10 horas para observar la tendencia (Anexos 2-13).

Tabla 13.

Análisis horario REMMAQ-NREL.

	HORA	Wh/m ²		Error absoluto	Error Absoluto diario	BIAS
		Secretaria	NREL			
PROMEDIO ANUAL	6	20,84	26,24	5,40		25,9%
	7	155,76	200,69	44,93		28,8%
	8	371,46	426,57	55,10		14,8%
	9	574,28	612,59	38,32		6,7%
	10	702,95	729,57	26,63		3,8%
	11	721,18	725,60	4,42		0,6%
	12	659,83	657,25	-2,59	365,89	-0,4%
	13	581,26	601,85	20,59		3,5%
	14	489,89	522,44	32,55		6,6%
	15	363,35	398,42	35,06		9,6%
	16	202,01	247,97	45,97		22,8%
PROMEDIO DIARIO		4888,94	5254,83	365,89		7,5%

Se puede observar en la gráficas de columnas (Figura 32 y Anexos 2-13) que se cumple una misma tendencia que disminuye el valor BIAS hasta el mediodía, donde empieza nuevamente a aumentar dicho valor.

Esto es debido a que al medio día la radiación solar incide directamente por la posición solar perpendicular, mientras que en la mañana y en la tarde el ángulo del sol va variando desde que el sol nace desde el oriente hasta ocultarse en la tarde por el occidente.

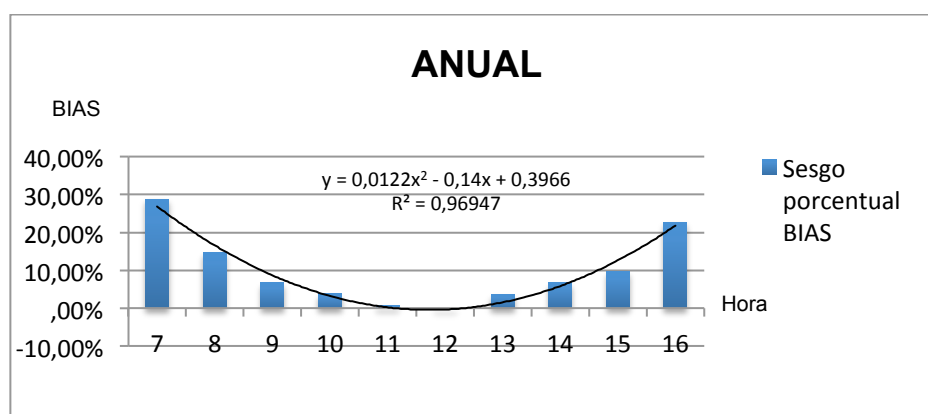


Figura 32. Sesgo porcentual BIAS horario análisis anual.

El análisis de la irradiancia de un día promedio, indica la disponibilidad del recurso a lo largo del día y también se puede observar si ha existido obstrucción por obstáculos de haber variaciones (Salazar y Checura, 2011).

Se puede observar que las horas 10h00 -12h00 obtuvieron mayor radiación solar, con el pico a las 11h00 para un día promedio (Figura 33). Se observa a su vez la tendencia como los valores van ascendiendo hacia el medio día y descendiendo hasta las 17 horas, dentro del período de análisis.

Dicha tendencia diaria se puede observar en varios estudios de radiación solar, donde la radiación va ascendiendo hasta alcanzar un valor pico al medio día (Fernández, Campo y Gentili, 2015). La hora con valor de radiación máxima no será la misma en diferentes lugares, debido a que la hora civil, que es la indicada en los relojes, no corresponde con la hora solar (Passami, 2000). En estos estudios mencionados (Fernández, Campo y Gentili, 2015) y (Passami, 2000), ambos realizados en Argentina, se observa el pico de radiación solar diario a las 13h00.

Por lo tanto el medio día solar, corresponderá el punto del día en que el Sol este ubicado en el punto más alto (Ortega y Cañadas, 2015) y por lo tanto en dicho punto la radiación alcanzará sus valores más altos, como se puede observar en un estudio donde se observa la curva de irradiancia diaria de acuerdo a la hora solar (Hernández, 2003).

Se realizó de igual manera un análisis de la radiación solar para un día promedio de cada mes (Anexos 14-25), se puede observar que todos los meses siguen una tendencia similar, variando únicamente sus valores. En ambas fuentes de información, tanto REMMAQ como NREL, se puede apreciar la tendencia mencionada a lo largo del día. El hecho que el valor de radiación máxima sea a las 11h00 respecto a las 12h00 esperadas, puede ser causado por condiciones climáticas externas. En estudios en Riobamba se obtienen valores similares, con los valores máximos de radiación solar a las 11h30-12h10 (Escudero, Recalde, Haro y Meneses, 2016).

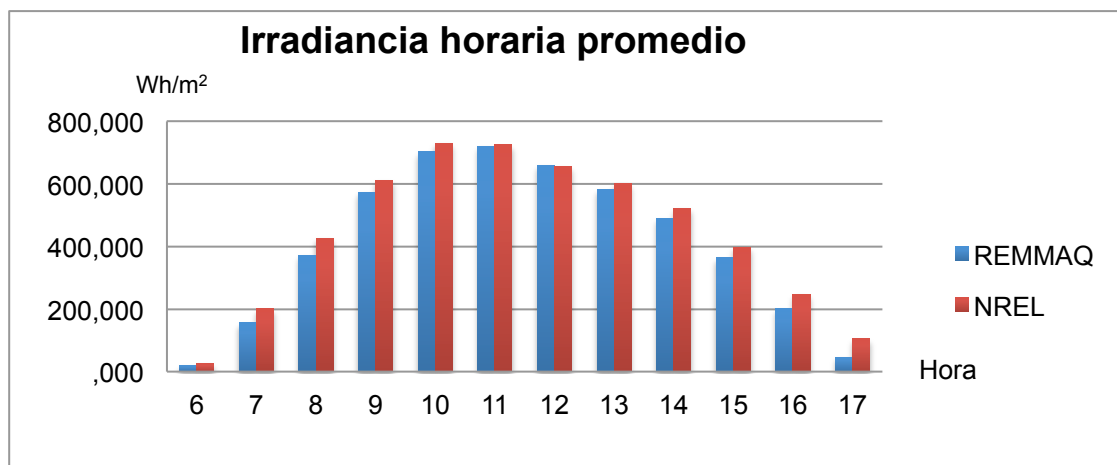


Figura 33. Irradiancia horaria de un día promedio del año (Wh/m^2).

4.1.7 Análisis anual

Dentro de los análisis de datos, finalmente se realizaron análisis anuales generales de las 4 estaciones para cada año (2004-2013). Se obtuvo el valor promedio diario mensual para cada mes del año, tanto de los datos REMMAQ como NREL y el error absoluto mensual. Por otro lado se obtuvo el promedio diario anual REMMAQ, NREL, su error absoluto y el coeficiente de correlación Pearson para cada año (Anexos 26, 29, 32, 35, 38, 41, 44, 47, 50 y 53).

Los datos fueron representados en gráficas tanto de la relación anual y tendencia de REMMAQ – NREL, así como gráfica de barras del error absoluto de cada mes para cada año de estudio.

El valor obtenido de Pearson estuvo en el rango de 0,91 a 0,98 en 7 de los 10 años estudiados. Los valores más bajos obtenidos fueron en los meses de 2006, 2007 y 2008 con 0,89, 0,75 y 0,65 respectivamente, siendo solo los dos últimos valores bajos respecto al resto de los años (Tabla 14).

En las gráficas de la relación y tendencia anual (Anexos 27, 30, 33, 36, 39, 42, 45, 48, 51 y 54) se puede observar que tanto los datos satelitales como los datos de las estaciones meteorológicas mantienen una tendencia similar a lo largo del año, por otro lado el error absoluto medio y su tendencia mensual

(Anexos 28, 31, 34, 37, 40, 43, 46, 49, 52 y 55) no mantiene una relación clara que se pueda observar a lo largo de los 10 años de estudio.

Se puede observar a manera de resumen la tendencia anual de los años analizados y sus errores absolutos medios (Figuras 34-35), si bien no hay una tendencia clara a lo largo del período de estudio se puede observar que las variaciones de radiación diaria promedio son baja y se mantienen en rangos cercanos. En cuanto al error absoluto medio entre los datos satelitales NREL y estaciones meteorológicas REMMAQ, se observan valores más altos para los años 2005, 2006 y 2012.

En estudios donde se analiza la radiación solar y su tendencia a lo largo de los años se puede observar que existe de igual manera variación entre año y año en dichos valores. Por ejemplo en un estudio en Argentina en Bahía Blanca, se analiza el período 2001-2011, obteniendo distintos valores para cada año (Fernández, Campo y Gentili, 2015). De igual manera como se presenta en un documento de Uruguay de Abal (2012), se observa la tendencia de radiación solar en el período 1978-2010 observando claramente variación anual de dicho valor, dicha fuente menciona que estas variaciones se presentan debido a cambios de actividad solar, como pueden ser tormentas o manchas solares.

Tabla 14.

Análisis promedio diario anual (2004-2013).

PROMEDIO DIARIO - RADIACIÓN SOLAR W/m²				
AÑO	REMAQ	NREL	EAM	PEARSON
2004	4972,85	5479,19	506,34	0,94
2005	4588,39	5377,24	788,85	0,91
2006	4509,21	5287,06	777,84	0,89
2007	4765,57	5262,25	496,68	0,75
2008	4609,46	4778,50	169,04	0,65
2009	4973,25	5218,58	245,33	0,96
2010	4923,07	5130,80	207,73	0,94
2011	5104,13	5348,84	244,71	0,96
2012	5197,99	5269,64	71,65	0,98
2013	5224,44	5396,18	171,74	0,95

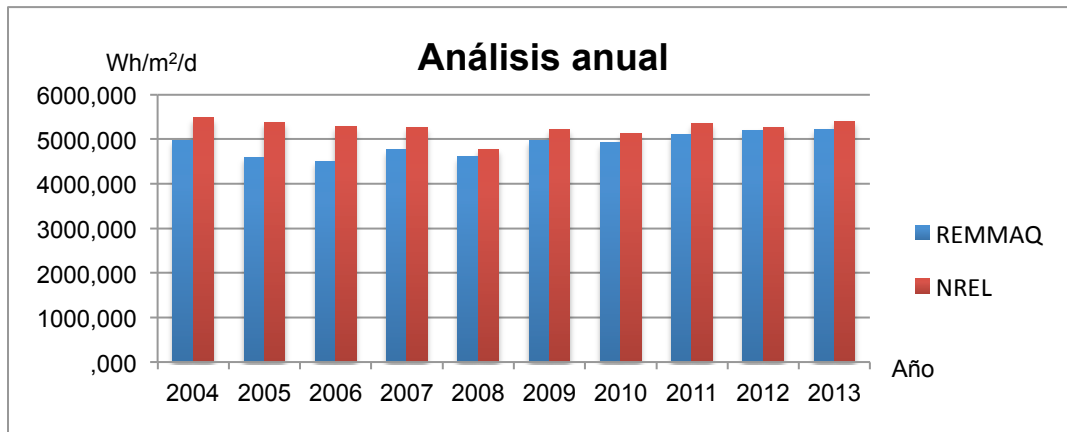


Figura 34. Irradiancia promedio diaria de los años de estudio (Wh/m²/d).

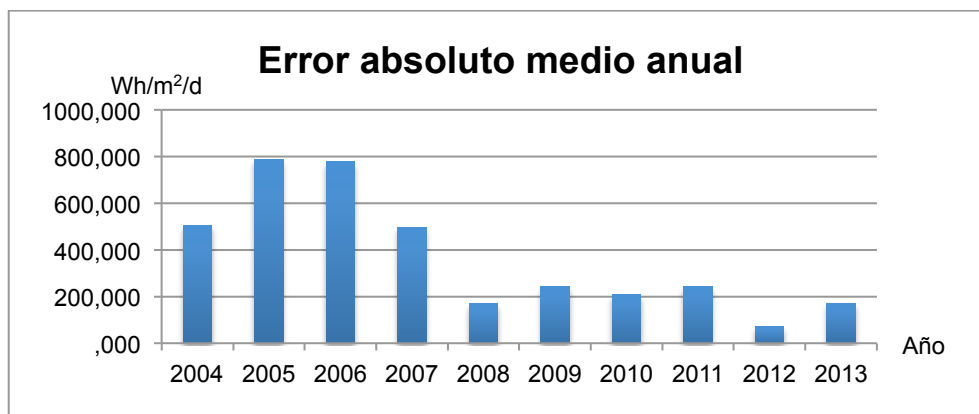


Figura 35. Error Absoluto medio diario de los años de estudio (Wh/m²/d).

4.2 Generación de mapas de radiación solar global

4.2.1 Determinación y ubicación de puntos en el área de estudio

Para la determinación del número y la ubicación de puntos a descargar de los datos satelitales, se procedió a realizar una grilla con la resolución de 4 km² establecida en metodología, de tal manera que cubra toda el área de estudio, la ciudad de Quito. Para ello se utilizó una herramienta de sistemas de información geográfica. En cada celda se ubicó un punto en el centro, y en las

celdas en las que se ubican las estaciones REMMAQ, se omitió dicho punto para utilizar el dato in situ. Como resultado se obtuvieron 31 puntos nuevos en el mapa de la ciudad de Quito (figura 36).

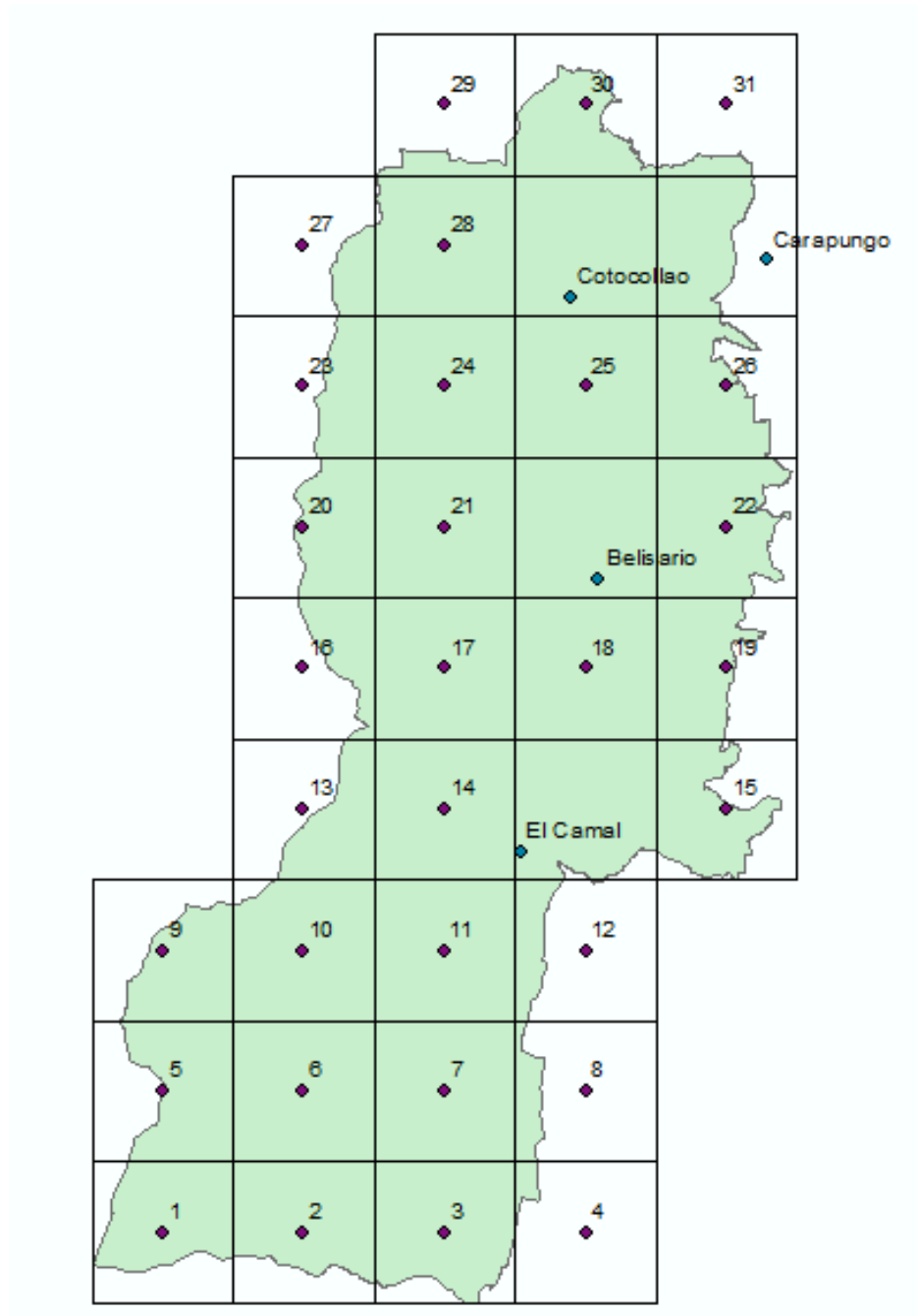


Figura 36. Puntos dentro del mapa de la ciudad de Quito.

4.2.2 Coordenadas puntos en el área de estudio

Una vez ubicados los puntos en el mapa, con la misma herramienta de sistema de información geográfica se determinaron las coordenadas geográficas de tal manera de proceder a descargar los datos de radiación solar global (GHI) en la base de datos NSRDB de NREL, las coordenadas fueron obtenidas en latitud, longitud y en coordenadas X, Y (Tabla 15).

Tabla 15.

Coordenadas geográficas puntos área de estudio.

COORDENADAS PUNTOS SATELITALES				
Punto	X	Y	Latitud	Longitud
1	767008,8274	9961531,135	-0,347595	-78,601
2	771008,8274	9961531,135	-0.347586	-78.565
3	775008,8274	9961531,135	-0.347577	-78.529
4	779008,8274	9961531,135	-0.347567	-78.493
5	767008,8274	9965531,135	-0.311453	-78.601
6	771008,8274	9965531,135	-0.311444	-78.565
7	775008,8274	9965531,135	-0.311436	-78.529
8	779008,8274	9965531,135	-0.311427	-78.493
9	767008,8274	9969531,135	-0.27531	-78.601
10	771008,8274	9969531,135	-0.275302	-78.565
11	775008,8274	9969531,135	-0.275295	-78.529
12	779008,8274	9969531,135	-0.275287	-78.493
13	771008,8274	9973531,135	-0.23916	-78.565
14	775008,8274	9973531,135	-0.239154	-78.529
15	783008,8274	9973531,135	-0.239141	-78.457
16	771008,8274	9977531,135	-0.203019	-78.565
17	775008,8274	9977531,135	-0.203013	-78.529
18	779008,8274	9977531,135	-0.203008	-78.493
19	783008,8274	9977531,135	-0.203002	-78.457
20	771008,8274	9981531,135	-0.166877	-78.565
21	775008,8274	9981531,135	-0.166872	-78.529
22	783008,8274	9981531,135	-0.166863	-78.457
23	771008,8274	9985531,135	-0.130735	-78.565

24	775008,8274	9985531,135	-0.130731	-78.529
25	779008,8274	9985531,135	-0.130728	-78.493
26	783008,8274	9985531,135	-0.130724	-78.457
27	771008,8274	9989531,135	-0.094593	-78.565
28	775008,8274	9989531,135	-0.09459	-78.529
29	775008,8274	9993531,135	-0.058449	-78.529
30	779008,8274	9993531,135	-0.058448	-78.493
31	783008,8274	9993531,135	-0.058446	-78.457

4.2.3 Obtención y corrección datos satelitales NREL

Una vez obtenidos los puntos con sus respectivas coordenadas, se prosiguió a descargar los datos horarios de radiación solar global (GHI), en la base de datos NSRDB de NREL. El período de descarga fue el mismo utilizado con las estaciones meteorológicas, del año 2004 al 2013. Para cada uno de los 31 puntos, se obtuvo un promedio diario mensual (Tabla 16).

Se corrigieron los datos satelitales mediante las ecuaciones obtenidas anteriormente (ver 4.1.3) de tal manera que se aplicó una corrección para cada mes. Estas ecuaciones lineales fueron previamente evaluadas (4.1.5).

Una vez aplicadas las ecuaciones se obtuvieron los valores de radiación solar global (GHI) corregidos en $\text{Wh/m}^2/\text{d}$ para cada mes, en cada uno de los puntos (Tabla 17). Se añadieron los 4 puntos de las estaciones meteorológicas REMMAQ, con sus respectivos datos, para usarlos en la elaboración de los mapas de radiación solar.

Tabla 16.

Datos NREL - promedio diario mensual (Wh/m²/d) para los puntos determinados.

Punto	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	ANUAL
1	4177,94	3850,24	3845,69	3722,19	4001,95	4365,75	4731,61	4991,02	5122,44	4311,18	4102,92	4014,19	4269,76
2	4834,62	4378,01	4311,76	4163,45	4394,18	4642,29	4921,62	5109,04	5183,64	4801,09	4759,91	4540,43	4670,00
3	5102,95	4655,64	4671,07	4507,10	4726,35	4865,05	5166,72	5390,71	5443,91	5101,54	4990,41	4819,64	4953,42
4	5241,76	4755,12	4900,45	4704,70	4845,76	4917,63	5274,15	5502,45	5534,82	5318,56	5193,70	4986,63	5095,48
5	4203,27	3921,27	4086,09	3834,02	4030,63	4379,40	4792,82	5060,56	5123,59	4451,45	4390,00	4137,19	4367,52
6	4974,93	4448,53	4523,53	4252,70	4536,88	4794,00	5130,22	5332,85	5350,75	5020,89	4966,66	4648,62	4831,71
7	5227,09	4760,13	4834,70	4566,53	4873,06	5034,46	5388,53	5494,40	5557,31	5220,70	5155,03	4988,29	5088,35
8	5351,58	4872,35	5023,34	4776,14	4994,43	5119,26	5478,41	5527,95	5639,74	5373,30	5249,99	5038,04	5203,71
9	4297,47	4136,07	4296,54	4105,71	4198,10	4429,68	4797,99	5008,81	5169,07	4682,08	4539,55	4188,47	4487,46
10	4733,10	4464,11	4562,65	4346,79	4552,25	4759,99	5103,38	5299,29	5342,86	4970,44	4802,96	4542,86	4790,06
11	5190,02	4782,65	4896,07	4678,84	4929,32	5168,65	5376,76	5559,69	5531,62	5257,94	5181,35	4891,14	5120,34
12	5252,30	4822,66	4941,11	4775,94	5034,55	5235,89	5500,60	5630,96	5631,90	5298,46	5184,13	4974,65	5190,26
13	4620,55	4319,90	4456,25	4351,08	4662,43	4867,02	5096,80	5275,48	5337,53	4826,45	4637,38	4340,33	4732,60
14	4861,55	4461,94	4649,68	4506,57	4840,11	4996,33	5281,75	5412,73	5397,03	4960,22	4890,74	4588,05	4903,89
15	5457,43	5081,52	5094,91	4932,12	5137,72	5358,31	5630,46	5846,10	5846,29	5461,43	5358,10	5099,59	5358,67
16	4589,69	4188,07	4255,54	4131,44	4555,68	4678,22	5031,86	5253,85	5308,54	4693,46	4414,47	4322,05	4618,57
17	4589,69	4188,07	4255,54	4131,44	4555,68	4678,22	5031,86	5253,85	5308,54	4693,46	4414,47	4322,05	4618,57
18	5153,58	4680,93	4647,21	4622,35	4960,57	5088,98	5435,43	5630,91	5729,40	5185,86	4972,24	4797,55	5075,42
19	5391,96	5032,84	5018,26	4900,52	5228,52	5362,37	5632,62	5862,11	5936,69	5452,67	5292,58	5120,18	5352,61
20	4273,85	3835,31	3978,88	3815,15	4213,11	4357,92	4716,45	4943,86	5014,97	4448,73	4138,51	4063,16	4316,66
21	4788,00	4427,91	4284,27	4090,28	4407,84	4670,55	4939,46	5323,25	5387,07	4865,70	4682,84	4574,83	4703,50
22	5465,40	5082,76	5077,89	4984,50	5177,08	5303,57	5499,45	5767,99	5807,39	5519,74	5375,25	5277,51	5361,54
23	4157,48	3740,95	3762,68	3595,20	3730,67	4013,87	4433,61	4908,85	5079,90	4332,53	4179,22	3879,11	4151,17
24	4788,00	4427,91	4284,27	4090,28	4407,84	4670,55	4939,46	5323,25	5387,07	4865,70	4682,84	4574,83	4703,50
25	5324,20	4901,59	4780,17	4666,53	5043,31	5115,30	5304,75	5638,20	5734,91	5347,61	5260,18	5158,27	5189,59
26	5465,40	5082,76	5077,89	4984,50	5177,08	5303,57	5499,45	5767,99	5807,39	5519,74	5375,25	5277,51	5361,54
27	4157,48	3740,95	3762,68	3595,20	3730,67	4013,87	4433,61	4908,85	5079,90	4332,53	4179,22	3879,11	4151,17
28	4852,50	4520,26	4465,32	4366,40	4521,88	4600,33	4912,26	5291,65	5384,72	4941,94	4819,95	4615,17	4774,36
29	4419,85	4160,40	4326,33	4332,68	4385,92	4425,53	4747,53	5050,08	5214,02	4747,13	4635,74	4251,55	4556,90
30	5412,32	4992,28	4989,77	4883,18	5159,05	5106,08	5277,23	5462,23	5629,12	5400,72	5331,38	5162,46	5233,82
31	5796,51	5432,97	5353,97	5206,32	5375,14	5397,35	5481,56	5707,58	5891,86	5515,60	5685,94	5563,07	5558,99
Promedio	4908,14	4520,84	4561,76	4407,09	4657,67	4929,68	5128,34	5372,15	5448,84	5007,06	4865,90	4664,08	4864,30

Tabla 17.

Datos Corregidos NREL- promedio diario mensual (Wh/m²/d) para los puntos determinados y datos estaciones meteorológicas REMMAQ.

Id	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	ANUAL
1	3808,10	3456,41	3398,54	3290,20	3480,15	3856,04	4315,74	4627,97	4684,01	4039,36	3694,29	3698,13	3865,19
2	4432,61	3993,91	3942,45	3750,38	3906,91	4152,57	4479,86	4739,94	4754,45	4521,52	4394,63	4236,32	4275,95
3	4687,79	4276,66	4361,75	4108,76	4288,32	4391,44	4691,56	5007,18	5053,99	4817,20	4640,34	4521,86	4566,81
4	4819,81	4377,97	4629,45	4314,83	4396,24	4447,81	4784,34	5113,20	5158,61	5030,78	4857,04	4661,96	4712,60
5	3832,18	3528,75	3679,09	3406,83	3511,36	3870,69	4368,61	4693,95	4685,34	4177,41	4000,31	3823,92	3965,52
6	4566,04	4065,73	4189,58	3843,45	4062,17	4315,25	4660,03	4952,29	4946,78	4737,83	4615,02	4346,96	4441,91
7	4805,86	4383,08	4552,72	4170,74	4427,94	4573,08	4865,85	5105,56	5184,49	4934,48	4815,82	4673,89	4705,29
8	4924,25	4497,36	4772,85	4389,34	4559,99	4664,01	4960,76	5137,40	5279,36	5084,66	4917,04	4745,22	4823,68
9	3921,77	3747,51	3924,68	3690,16	3693,57	3924,60	4373,08	4644,85	4737,68	4404,39	4159,72	3876,37	4088,61
10	4336,06	4081,60	4235,23	3941,58	4078,89	4278,78	4636,84	4920,45	4937,70	4688,18	4440,52	4238,81	4399,16
11	4770,61	4406,01	4624,33	4287,86	4469,16	4716,98	4872,97	5167,51	5154,93	4971,13	4843,88	4594,99	4738,12
12	4829,83	4446,75	4676,89	4389,12	4603,65	4789,08	4979,93	5235,12	5270,35	5011,00	4846,84	4680,39	4809,87
13	4229,03	3934,73	4111,06	3946,05	4196,77	4393,54	4631,16	4897,86	4931,55	4546,48	4264,02	4031,67	4340,19
14	4458,22	4079,39	4336,80	4108,21	4392,09	4532,20	4790,90	5028,08	5000,04	4678,12	4534,09	4285,01	4515,98
15	5024,92	4710,39	4856,38	4552,00	4715,89	4920,34	5092,09	5439,24	5517,08	5171,39	5032,29	4808,17	4982,70
16	4199,68	3800,47	3876,83	3717,00	4082,63	4191,10	4575,07	4877,34	4898,20	4415,59	4026,40	4012,98	4223,17
17	4199,68	3800,47	3876,83	3717,00	4082,63	4191,10	4575,07	4877,34	4898,20	4415,59	4026,40	4012,98	4223,17
18	4735,95	4302,42	4333,92	4228,95	4523,15	4631,55	4923,64	5235,08	5382,56	4900,19	4620,96	4499,27	4692,01
19	4962,65	4660,81	4766,93	4519,04	4814,69	4924,70	5093,96	5454,43	5621,12	5162,77	4962,45	4829,23	4976,49
20	3899,30	3441,20	3553,97	3387,16	3709,90	3847,66	4302,65	4583,22	4560,33	4174,73	3732,22	3748,21	3913,32
21	4388,27	4044,73	3910,36	3674,08	3921,77	4182,88	4495,27	4943,18	4988,57	4585,10	4312,47	4271,49	4310,32
22	5032,50	4711,66	4836,52	4606,63	4758,72	4861,65	4978,93	5365,13	5472,31	5228,77	5050,57	4990,13	4965,66
23	3788,64	3345,11	3301,67	3157,77	3185,00	3478,74	4058,36	4550,01	4635,05	4060,37	3775,62	3559,98	3743,49
24	4388,27	4044,73	3910,36	3674,08	3921,77	4182,88	4495,27	4943,18	4988,57	4585,10	4312,47	4271,49	4310,32
25	4898,21	4527,14	4489,08	4275,03	4613,18	4659,77	4810,77	5242,00	5388,89	5059,37	4927,90	4868,19	4809,18
26	5032,50	4711,66	4836,52	4606,63	4758,72	4861,65	4978,93	5365,13	5472,31	5228,77	5050,57	4990,13	4965,66
27	3788,64	3345,11	3301,67	3157,77	3185,00	3478,74	4058,36	4550,01	4635,05	4060,37	3775,62	3559,98	3743,49
28	4449,61	4138,78	4121,65	3962,03	4045,85	4107,58	4471,78	4913,20	4985,86	4660,13	4458,63	4312,75	4383,05
29	4038,16	3772,28	3959,45	3926,86	3897,92	3920,15	4338,13	4684,00	4789,41	4468,41	4262,26	3940,88	4161,92
30	4982,02	4619,51	4733,68	4500,96	4739,10	4649,88	4787,00	5075,04	5267,15	5111,65	5003,81	4872,47	4854,58
31	5347,39	5068,31	5158,70	4837,95	4974,21	4963,49	4963,49	5307,82	5569,53	5519,95	5381,76	5282,17	5188,29
Carapungo	5484,36	5149,89	5204,06	5056,39	5132,18	5204,34	5321,29	5659,46	5708,62	5580,55	5452,70	5369,47	5360,28
Cotacollo	5031,56	4696,11	4644,34	4592,06	4833,64	4786,44	4932,68	5226,35	5437,59	5266,94	5220,93	5128,72	4983,03
Belisario	4899,69	4485,20	4491,59	4289,14	4675,01	5003,54	5485,80	4989,62	4989,62	4445,37	4489,92	4445,37	4762,53
EI Camal	4576,09	3766,54	4298,48	3974,32	4079,48	4233,01	4413,59	4653,43	4933,10	4753,61	4695,39	4609,15	4417,18
Promedio	4553,44	4183,95	4282,81	4058,58	4249,19	4398,33	4688,04	5016,62	5096,68	4772,62	4559,85	4422,82	4521,68

4.2.4 Análisis datos satelitales NREL corregidos

Una vez obtenidos los datos y su corrección (Tablas 16-17) se analizaron los datos y se obtuvo el sesgo porcentual BIAS (Tabla 18). Se puede observar que el BIAS muestra una sobreestimación de los datos satelitales, respecto a los datos corregidos como se había obtenido en los análisis anteriores. Los valores del BIAS van del 5,25% al 9,67% siendo estos valores de octubre y mayo respectivamente.

Tabla 18.

Sesgo porcentual BIAS mensual, datos satelitales NREL con datos satelitales NREL corregidos.

SESGO PORCENTUAL BIAS	
Mes	BIAS
Enero	7,89%
Febrero	8,08%
Marzo	6,77%
Abril	8,79%
Mayo	9,67%
Junio	9,59%
Julio	8,88%
Agosto	6,75%
Septiembre	6,76%
Octubre	5,25%
Noviembre	6,96%
Diciembre	6,03%

Como se mencionó anteriormente en el presente estudio, dichos valores obtenidos de sesgo porcentual son similares a los obtenidos en estudios similares (Righini y Grossi, 2000) y (Grossi, 1999). De la misma manera en estudios un poco más recientes, se determina la sobrestimación de datos satelitales en las ciudades de Paraná y San Miguel de Argentina para los meses de enero, abril, julio y octubre, obteniendo valores desde 2,5% hasta 9,5% (Raichijk, 2009).

Se graficó en columnas el sesgo porcentual BIAS de cada mes, donde se puede observar la tendencia de estos valores, siendo mayores de los meses de abril a julio (Figura 37).

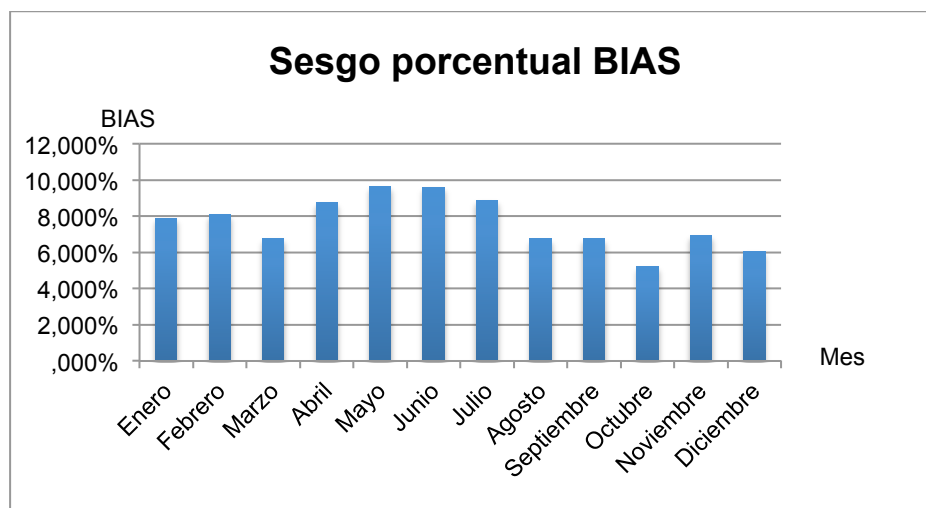


Figura 37. Sesgo porcentual BIAS mensual datos satelitales NREL – datos satelitales corregidos NREL.

Se obtiene también un gráfico de columnas para la radiación promedio de todos los puntos estudiados y corregidos, para cada mes del año se observa una clara tendencia de la radiación solar global, donde desde el mes de abril el valor va ascendiendo hasta llegar al valor máximo en el mes de septiembre, a partir del cual empieza a descender (Figura 38).

En países del hemisferio sur, como Argentina (Fernández, Campo y Gentili, 2015) se observa la tendencia anual con sus picos entre los meses de diciembre y enero, que coincide con las épocas de verano del lugar. Por otro lado en México, al estar ubicado en el hemisferio norte, sucede lo contrario, los valores máximos se encuentran entre los meses de mayo y junio, correspondientes igualmente al verano (Ramírez, Ponce, Ñeco, García y Hernández, 2016). El Ecuador, por otro lado, por su ubicación más cercana al sol que se da en el equinoccio de otoño, en el mes de septiembre, y al tener

una cantidad constante de horas de sol a lo largo del año, produce que la mayor radiación ocurra en dicha época.

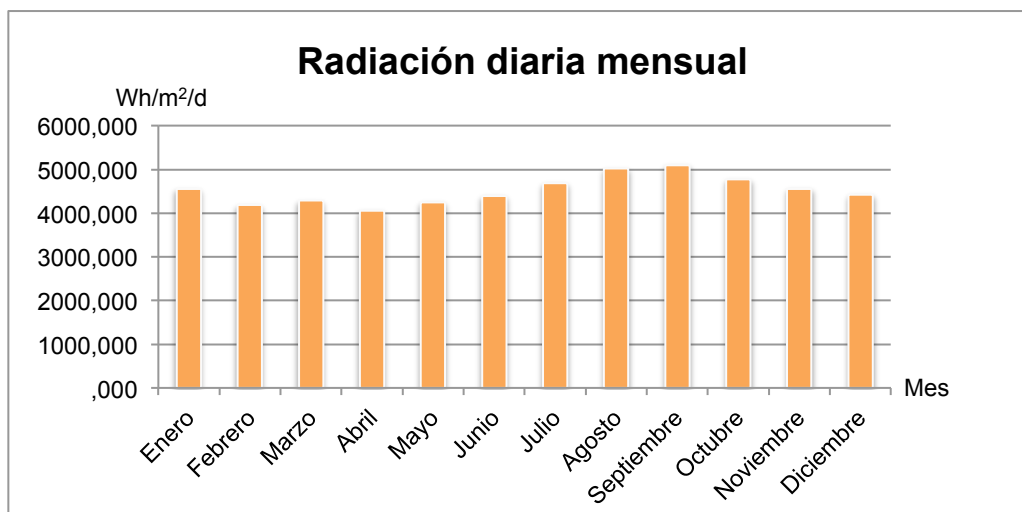


Figura 38. Radiación solar global (GHI) diaria mensual promedio de todos los puntos estudiados.

Para el valor anual se utilizó igualmente la ecuación anual obtenida (Figura 27). Adicionalmente se calculó el valor promedio de los meses después de haber aplicado la corrección (Tabla 19). Se puede observar que el valor obtenido en ambos casos es similar, pudiendo usar indistintamente cualquiera de los dos valores obtenidos. Sin embargo para el presente estudio se aplicó la ecuación de la regresión lineal.

El promedio anual de los 31 puntos, obtenido mediante los dos métodos varía únicamente con 2 unidades, esto indica que la variación por la posición del sol a lo largo del año, es mínima.

Tabla 19.

Radiación solar global diaria anual (Wh/m²/d) obtenida mediante corrección por ecuación y valor obtenido por el promedio mensual.

Radiación diaria Anual (Wh/m²)		
Punto	Ecuación	Promedio
1	3865,19	3862,41
2	4275,95	4275,46
3	4566,81	4568,90
4	4712,60	4716,17
5	3965,52	3964,87
6	4441,91	4441,76
7	4705,29	4707,79
8	4823,68	4827,69
9	4088,61	4091,53
10	4399,16	4401,22
11	4738,12	4741,70
12	4809,87	4813,25
13	4340,19	4342,99
14	4515,98	4518,60
15	4982,70	4986,68
16	4223,17	4222,77
17	4223,17	4222,77
18	4692,01	4693,14
19	4976,49	4981,06
20	3913,32	3911,71
21	4310,32	4309,85
22	4985,66	4991,13
23	3743,49	3741,36
24	4310,32	4309,85
25	4809,18	4813,29
26	4985,66	4991,13
27	3743,49	3741,36
28	4383,05	4385,65
29	4161,92	4166,49
30	4854,58	4861,85
31	5188,29	5197,79
Promedio	4475,34	4477,49

4.2.5 Obtención mapas de radiación solar

Una vez obtenidos los datos corregidos para usar (Tabla 17) se utilizó una herramienta de Sistema de Información Geográfica y se realizó la interpolación de kriging para todos los meses del año, y con los datos anuales. En base al raster se obtuvieron las isolíneas de radiación solar cada 100 Wh/m²/d. Se obtuvieron 13 mapas de radiación solar global (Figuras 39-51).

Por las razones mencionadas anteriormente que el país presenta una cantidad constante de horas de luz al día, las variaciones de radiación solar recibida en la ciudad de Quito no presentan grandes variaciones estacionales como sucede en países ubicados ya sea más al hemisferio norte o sur.

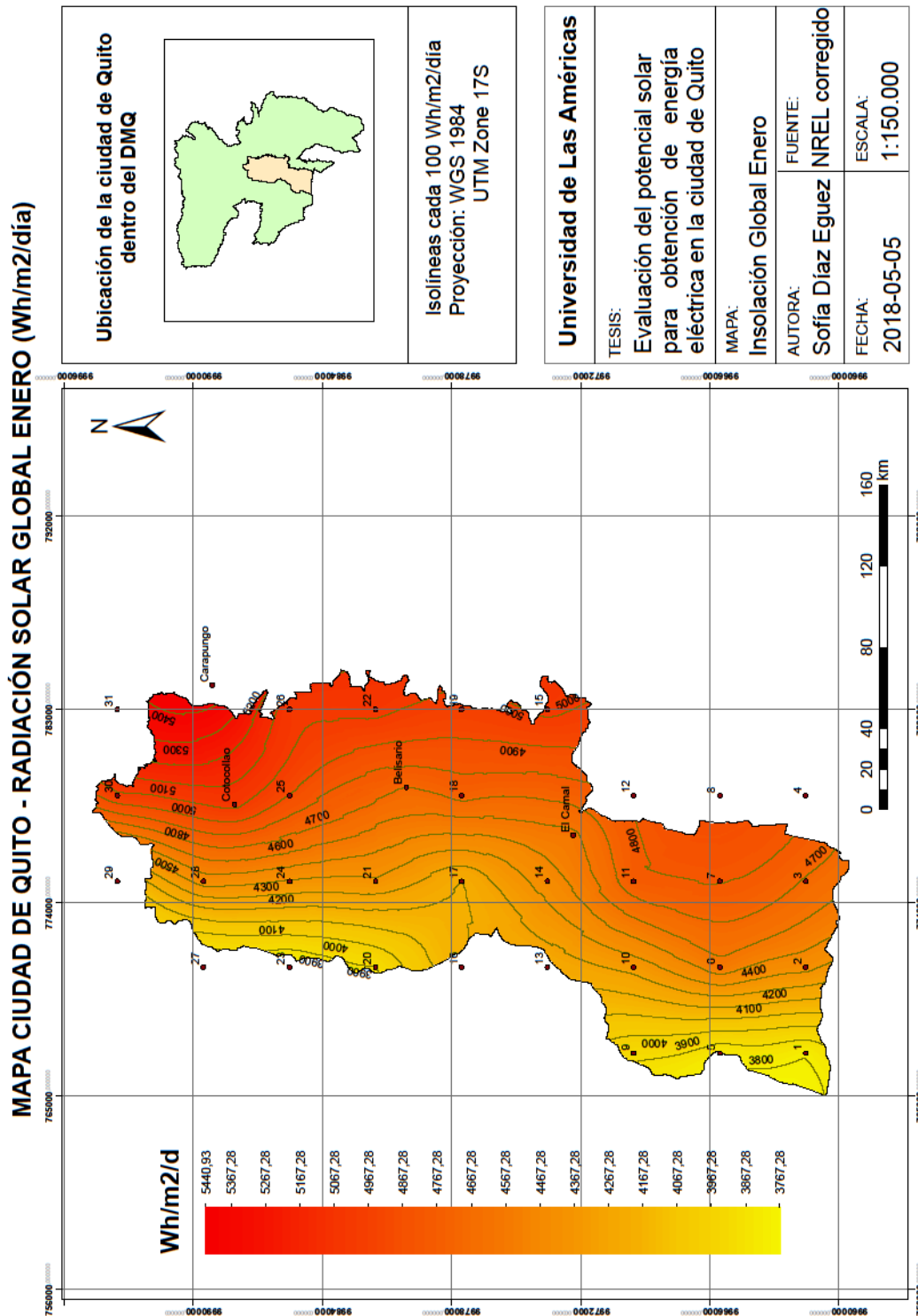


Figura 39. Mapa de radiación solar global del mes de enero para la Ciudad de Quito (Wh/m²/d).

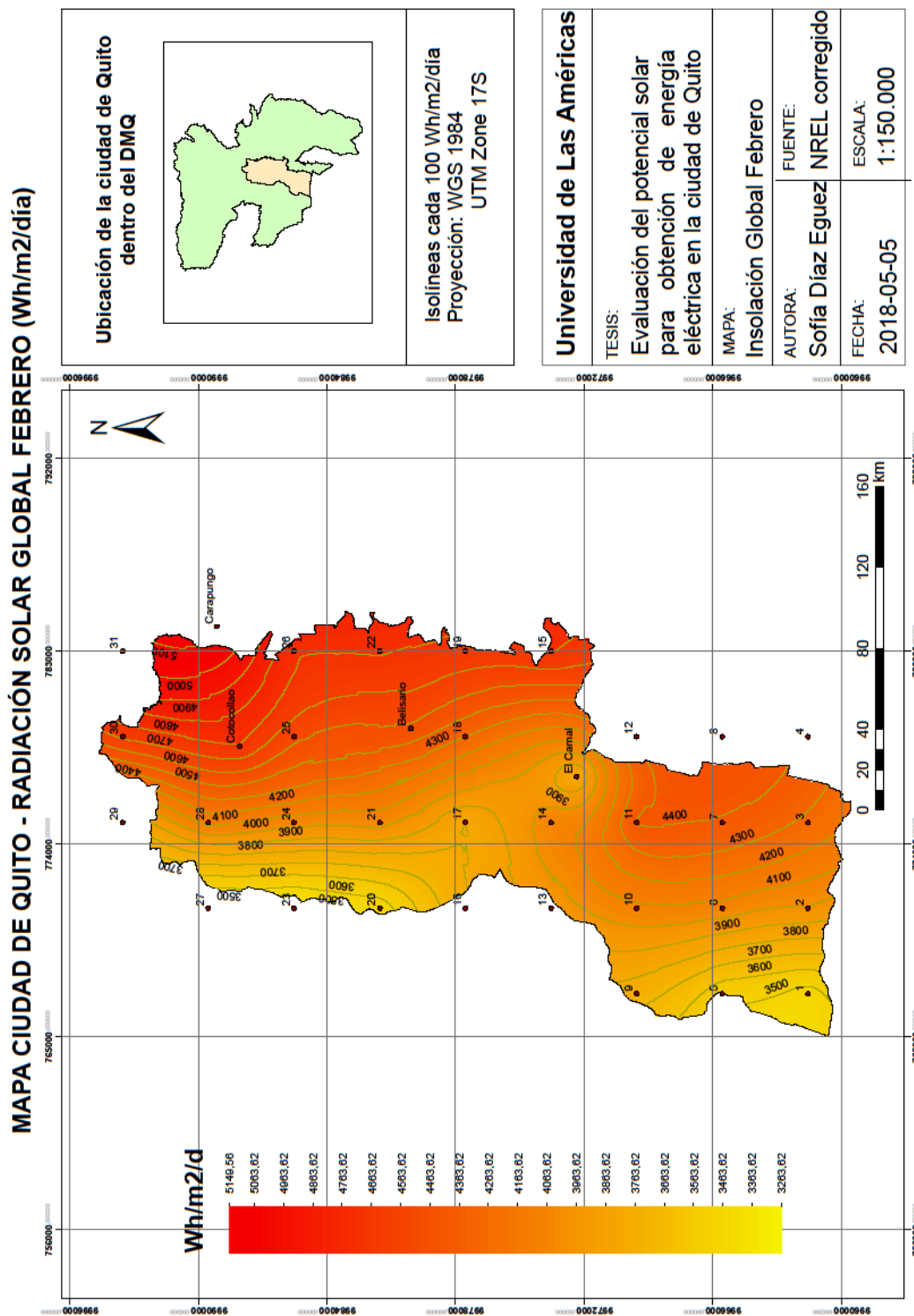


Figura 40. Mapa de radiación solar global del mes de febrero para la Ciudad de Quito (Wh/m²/d).

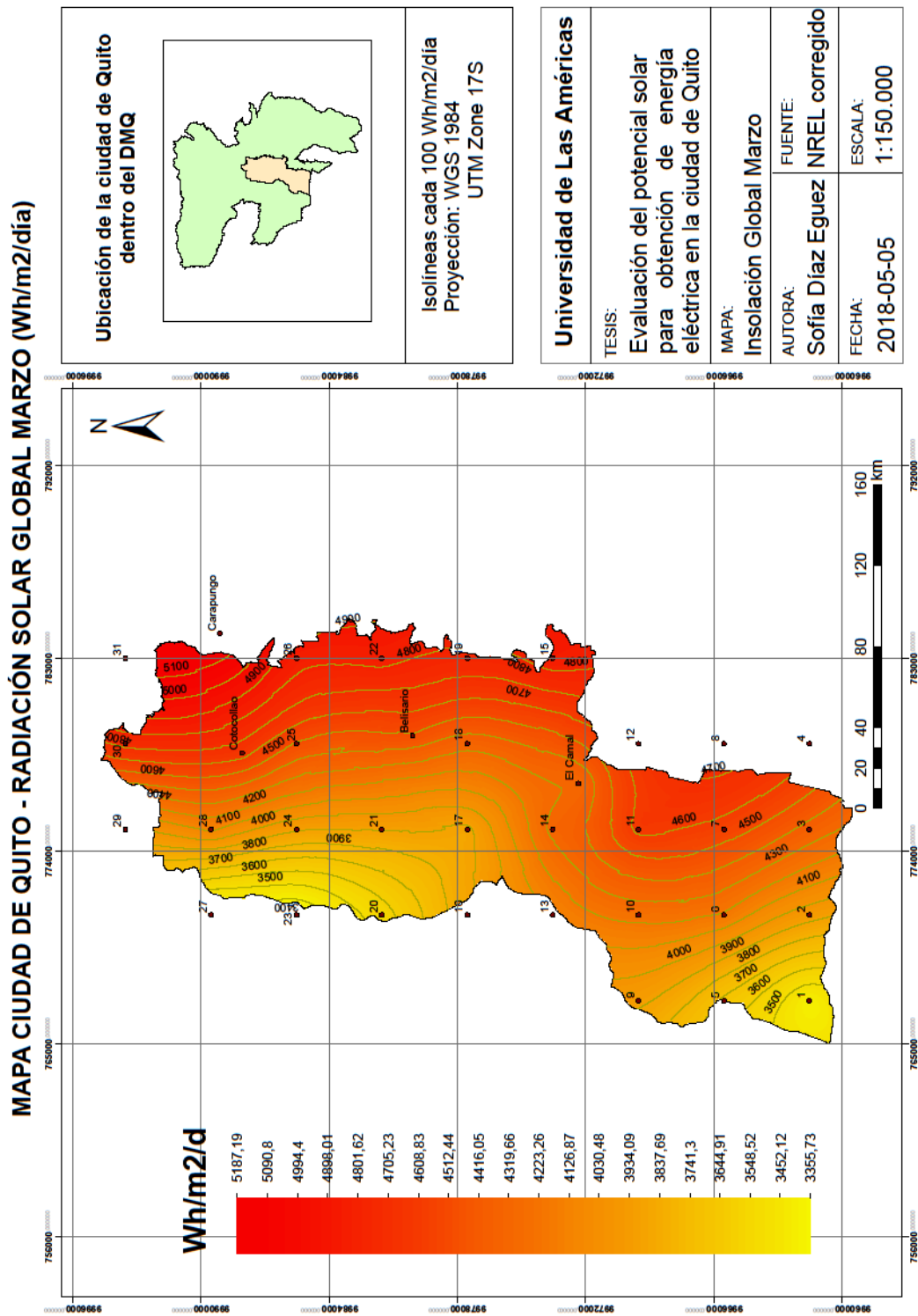


Figura 41. Mapa de radiación solar global del mes de marzo para la Ciudad de Quito (Wh/m²/d).

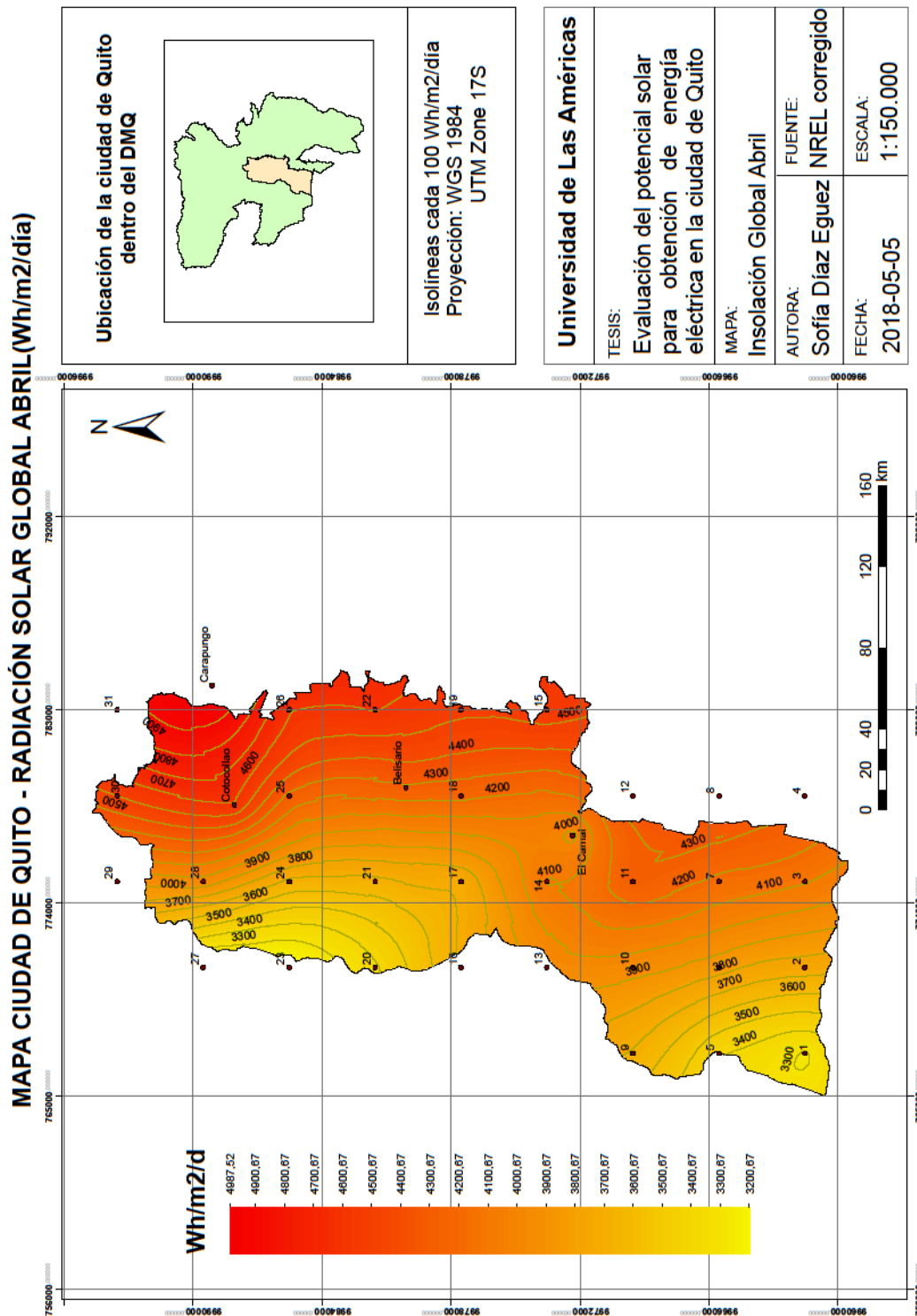


Figura 42. Mapa de radiación solar global del mes de abril para la Ciudad de Quito (Wh/m²/d).

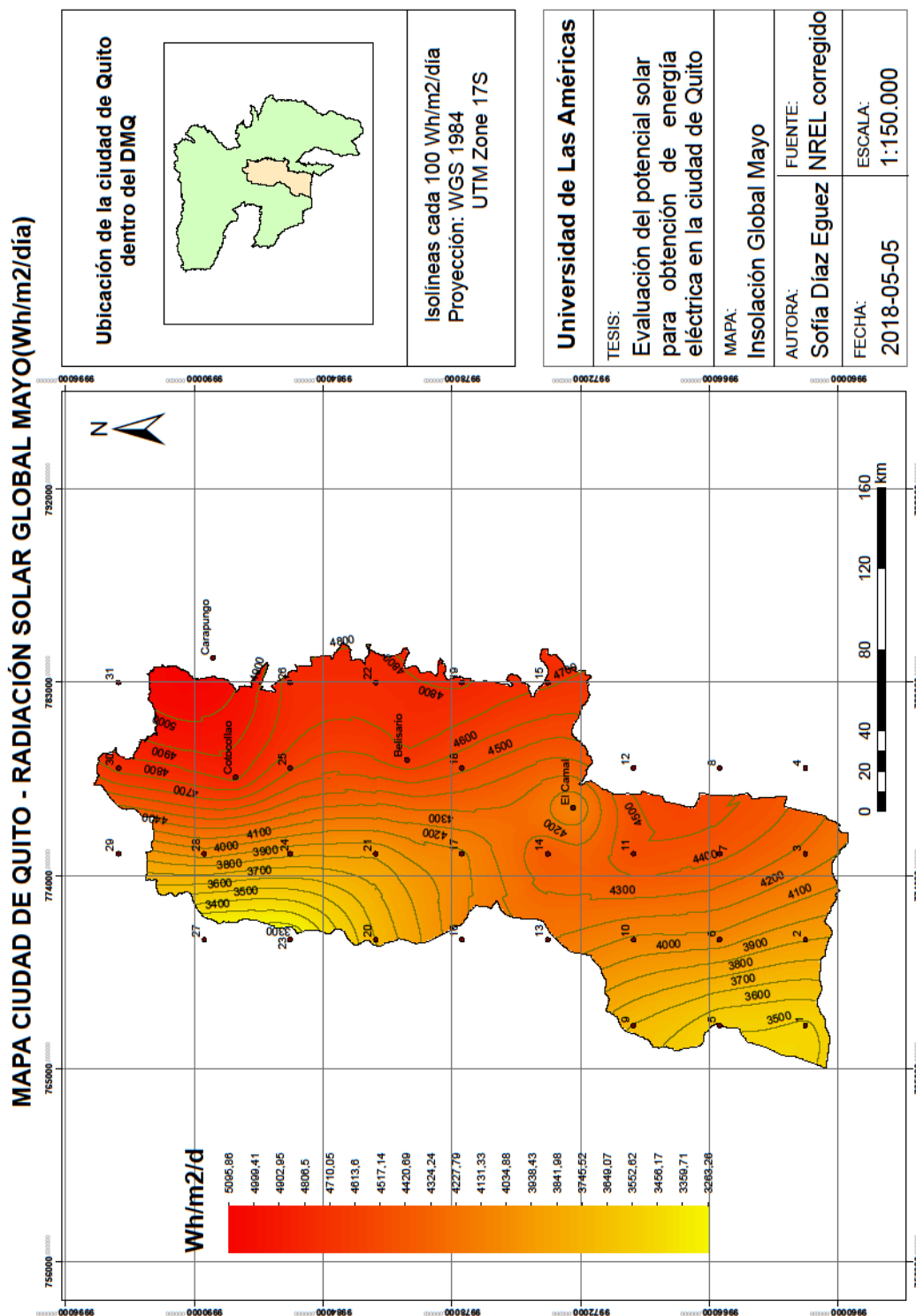


Figura 43. Mapa de radiación solar global del mes de mayo para la Ciudad de Quito (Wh/m²/d).

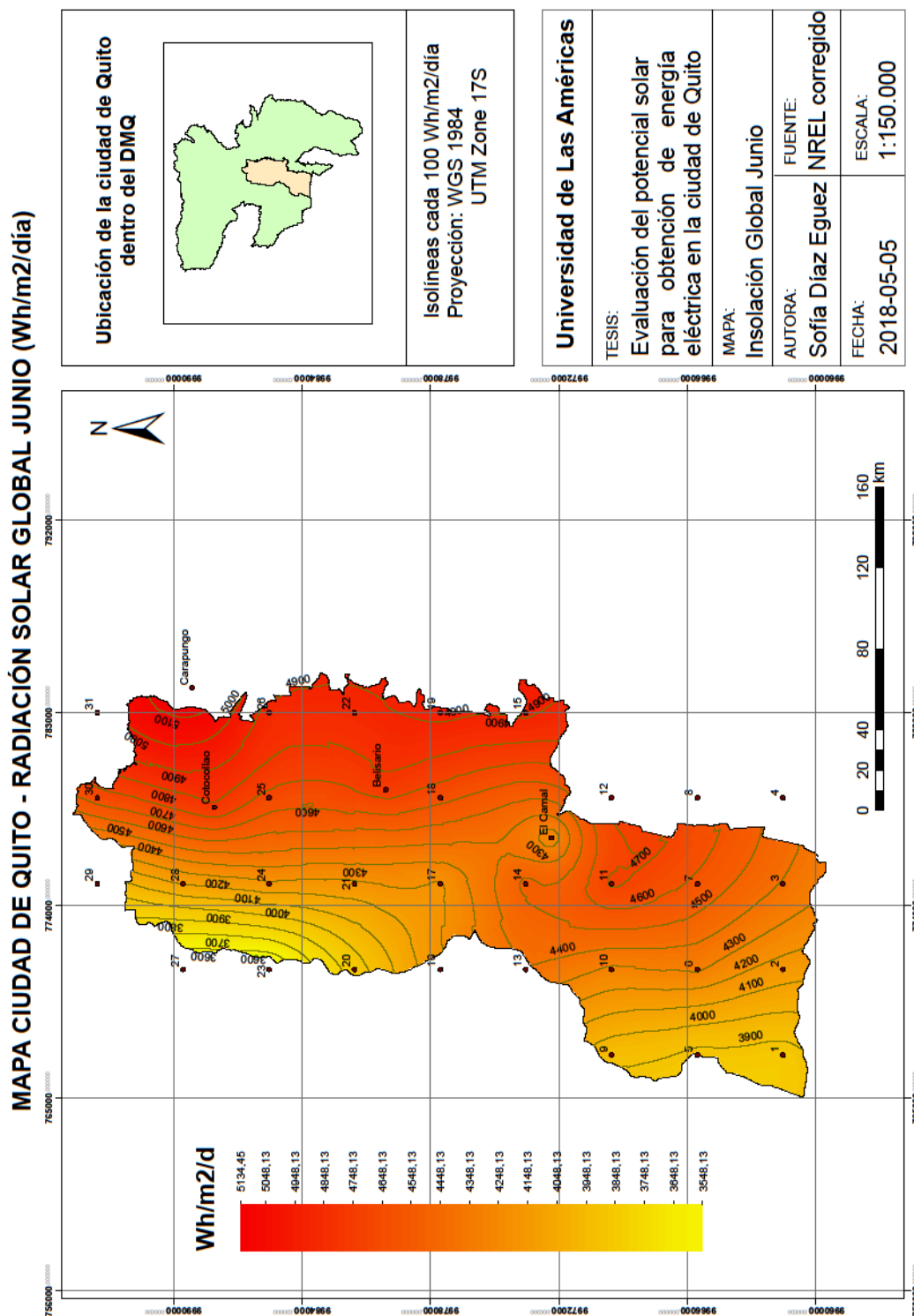


Figura 44. Mapa de radiación solar global del mes de junio para la Ciudad de Quito (Wh/m²/d).

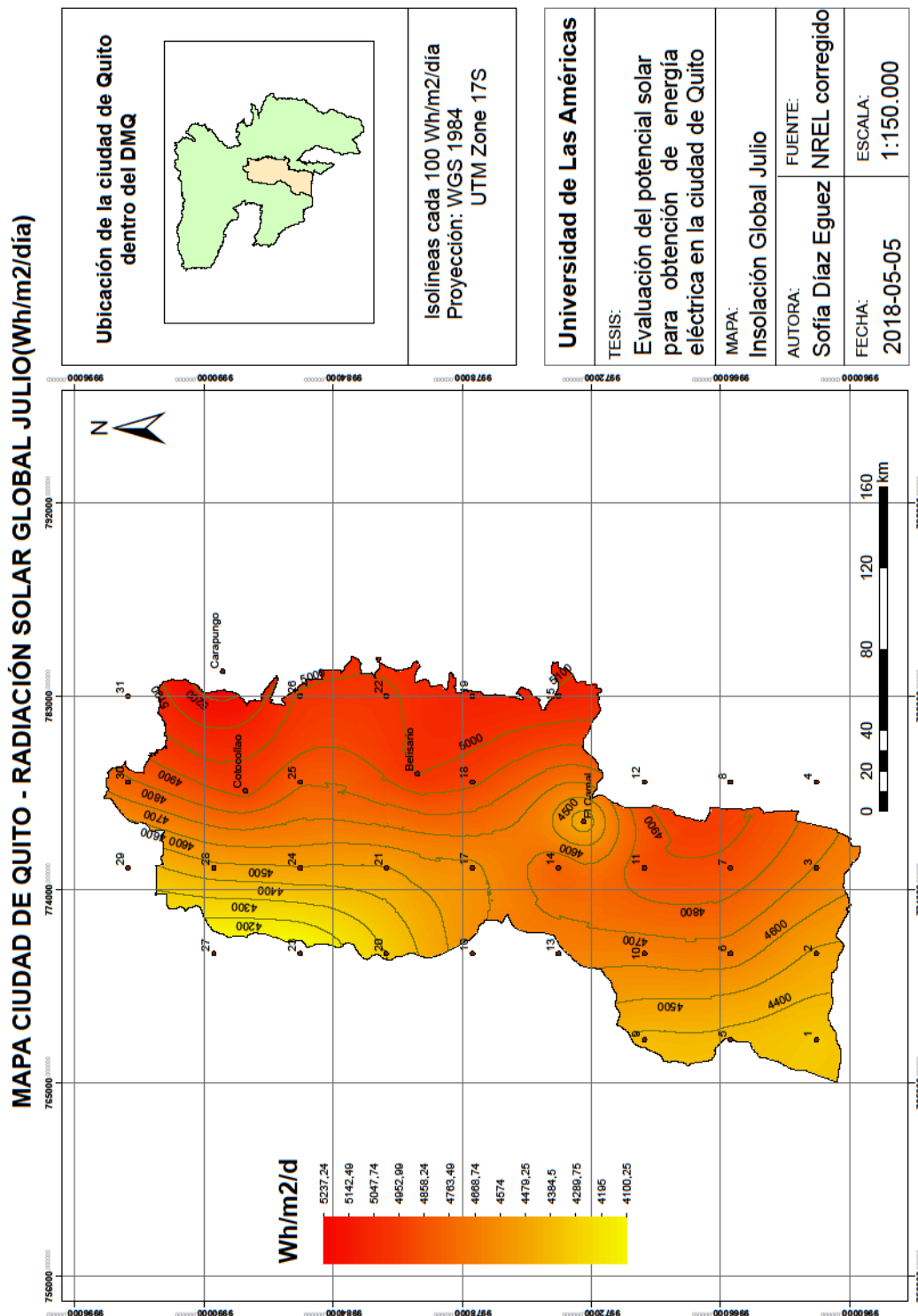


Figura 45. Mapa de radiación solar global del mes de julio para la Ciudad de Quito (Wh/m²/d).

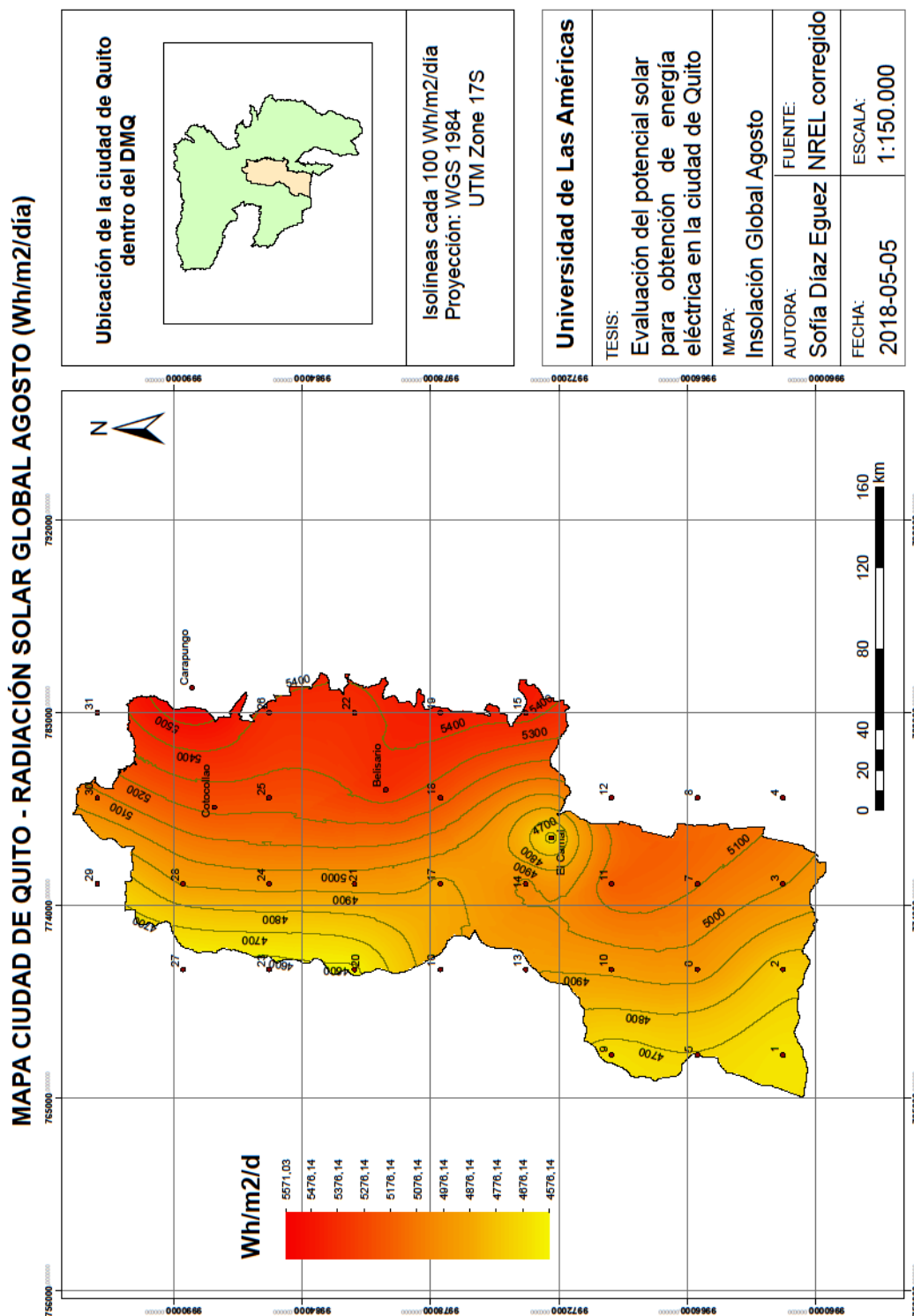


Figura 46. Mapa de radiación solar global del mes de agosto para la Ciudad de Quito (Wh/m²/d).

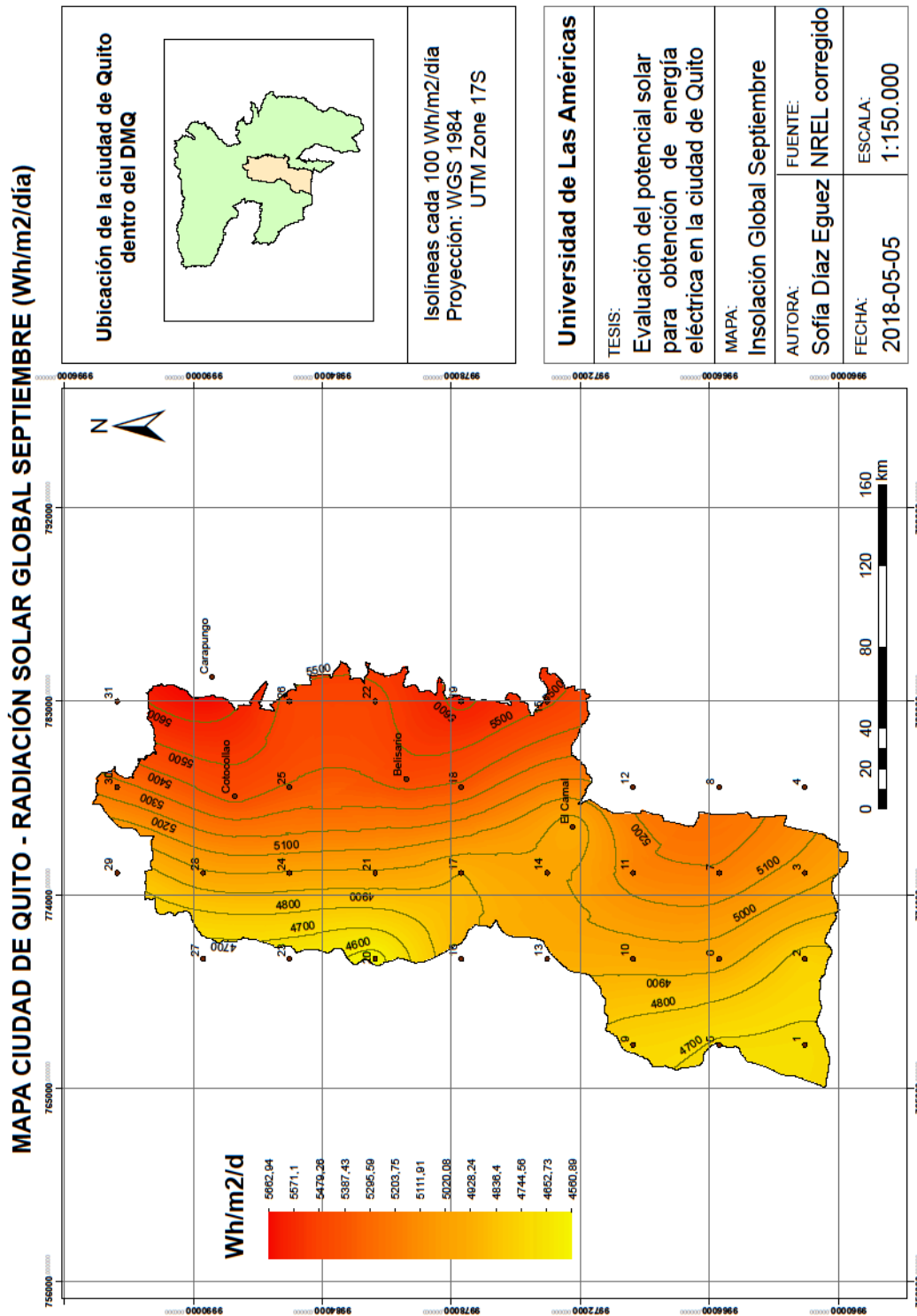


Figura 47. Mapa de radiación solar global del mes de septiembre para la Ciudad de Quito (Wh/m²/d).

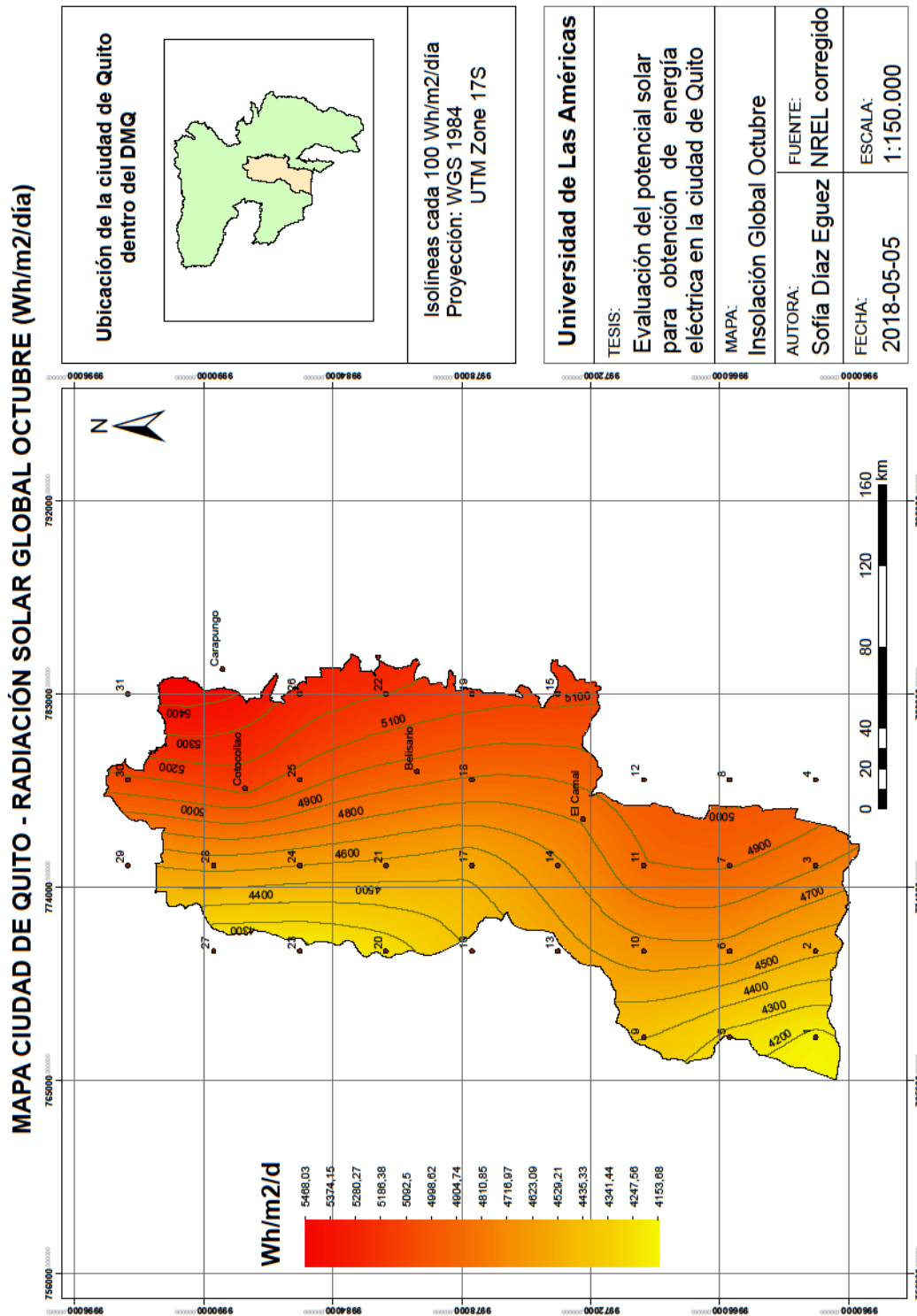


Figura 48. Mapa de radiación solar global del mes de octubre para la Ciudad de Quito (Wh/m²/d).

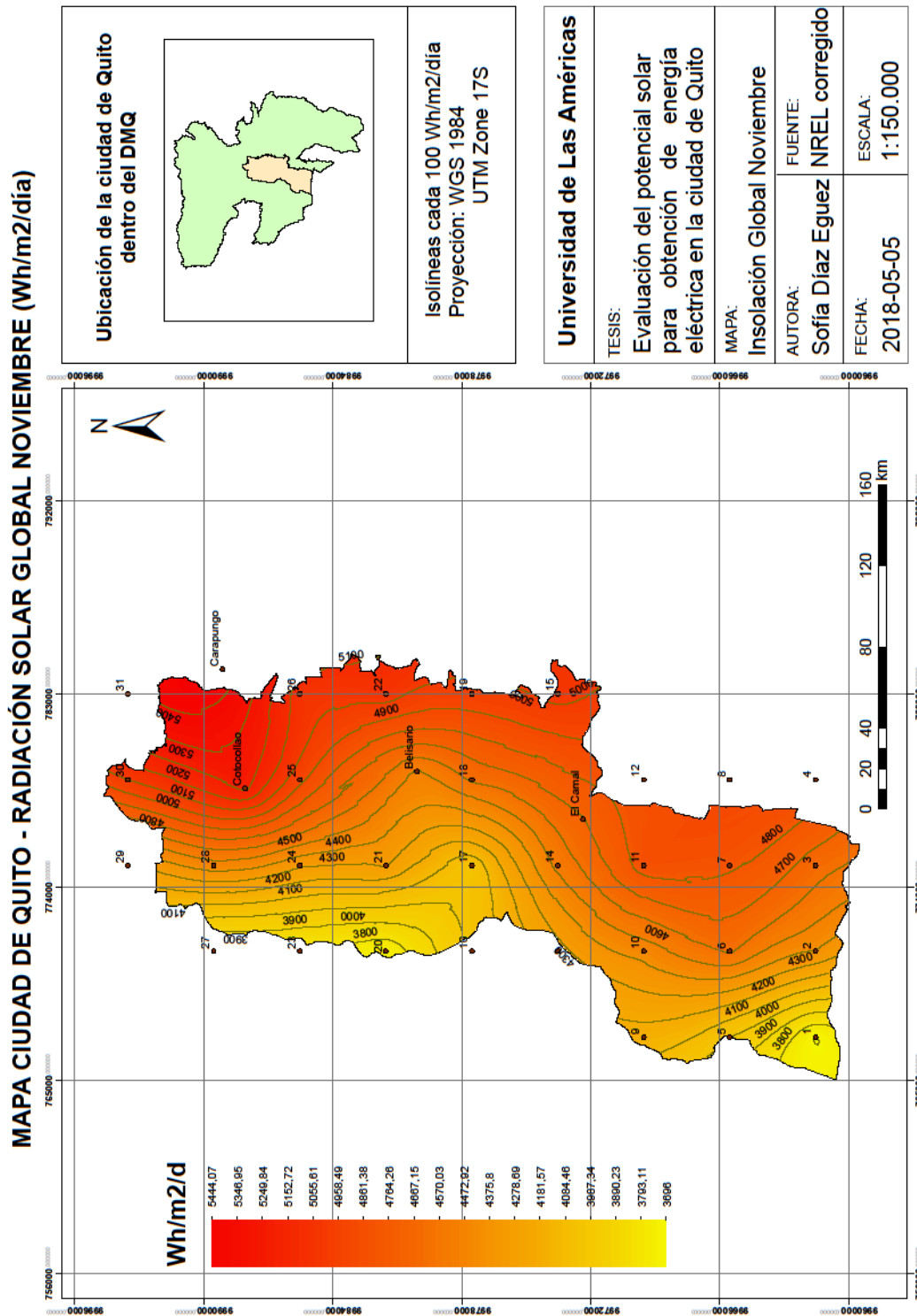


Figura 49. Mapa de radiación solar global del mes de noviembre para la Ciudad de Quito (Wh/m²/d).

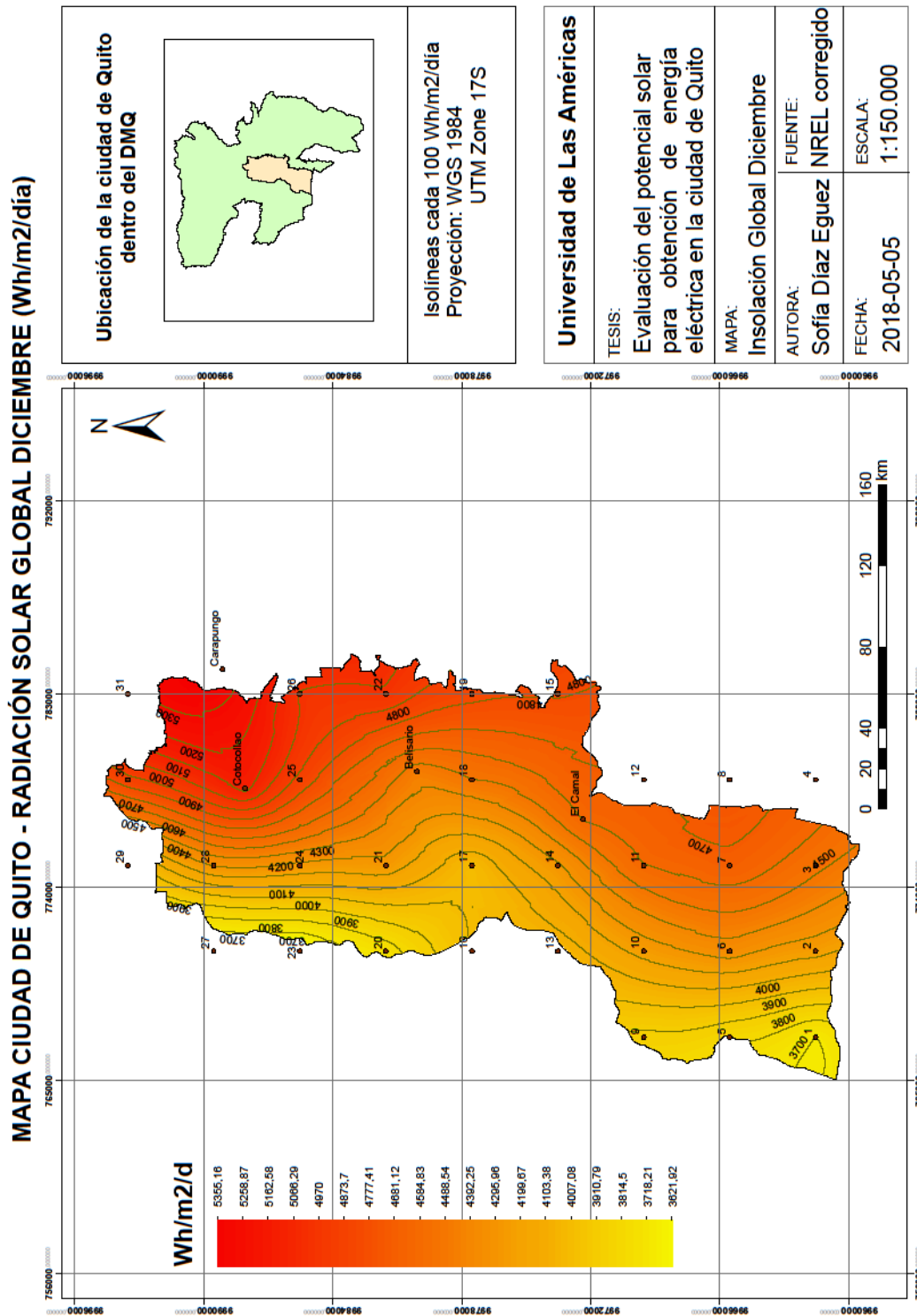


Figura 50. Mapa de radiación solar global del mes de diciembre para la Ciudad de Quito (Wh/m²/d).

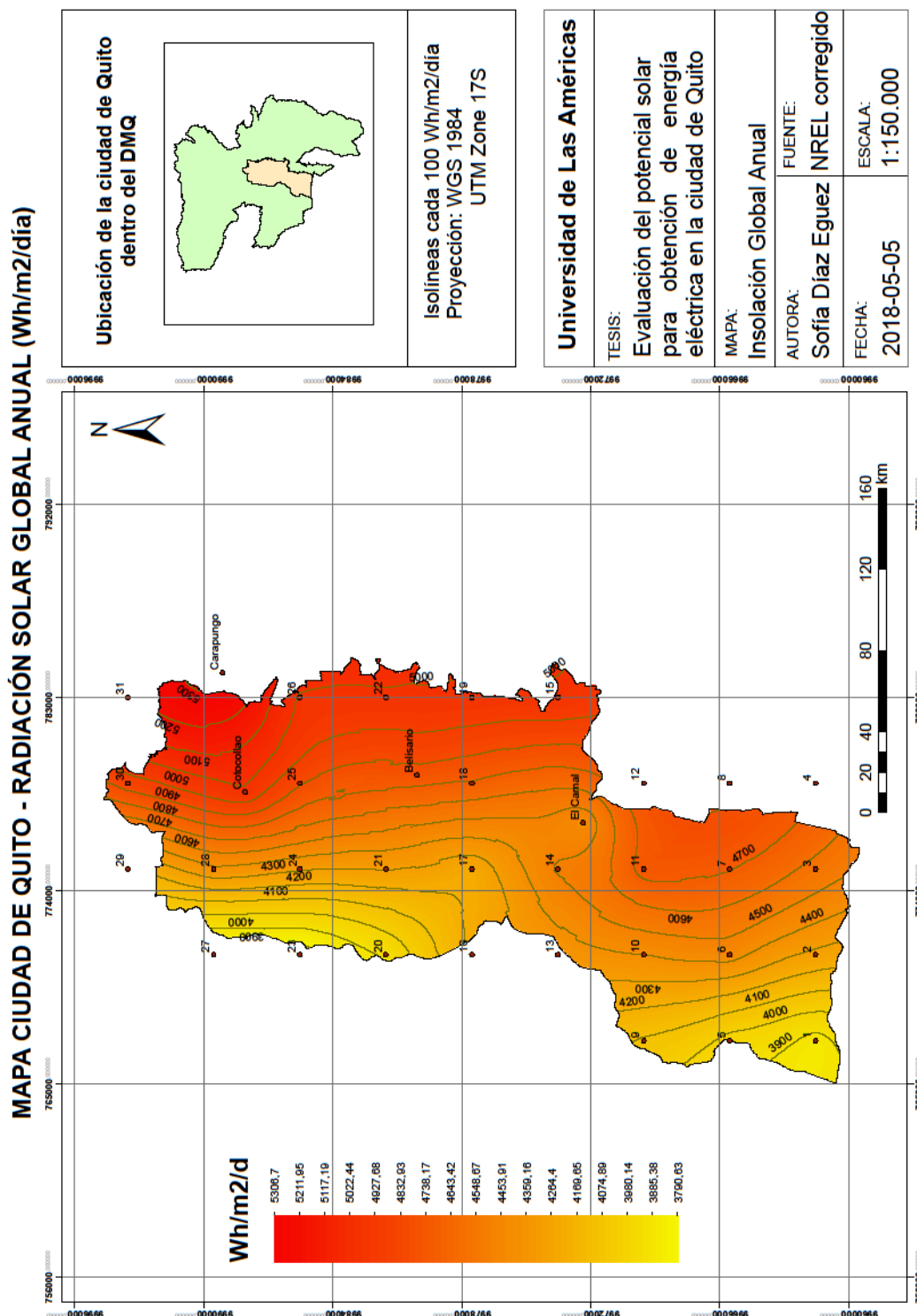


Figura 51. Mapa de radiación solar global anual para la Ciudad de Quito (Wh/m²/d)

4.3 Zonas con mayor potencial solar

4.3.1 Análisis mapas de radiación solar

Se puede observar en los mapas obtenidos tanto mensuales como en el anual (Figuras 57-69) que existe más radiación solar global al noreste de la ciudad de Quito, obteniendo los valores más altos para los sectores cercanos a Cotacollao y Carapungo. Se puede observar que las zonas con mayor radiación solar global corresponden a las zonas urbanas, así como las áreas de vegetación obtienen los menores valores (Anexo 56). Dicho contraste entre la zona urbana y rural, se da porque la vegetación produce variaciones de la radiación solar (Ochoa, 1999), esto podría explicarse porque se generan microclimas que afectan componentes importantes como el viento y la radiación solar del entorno (Brown y Gillespie, 1995).

Los valores de radiación solar global para la ciudad de Quito tienen un promedio mensual de 4,05 kWh/m²/d hasta los 5,096 kWh/m²/d para los meses de abril y septiembre respectivamente, con un promedio anual de 4,52 kWh/m²/d.

Si se comparan los valores obtenidos con otros lugares del mundo, se determina que la ciudad de Quito tiene potencial solar apto para el aprovechamiento de energía fotovoltaica. Alemania, es uno de los países líderes en generación de energía fotovoltaica, sin embargo el país cuenta con menor radiación que Quito, con un valor promedio de 3 kWh/m²/d (Whiting, Carmona y Pérez, 2015), es importante considerar que debido a sus estaciones marcadas los valores van desde los 5,3 kWh/m²/d en sus meses de verano hasta alcanzar sus mínimos de 0,88 kWh/m²/d para los meses de invierno (Whiting, Carmona y Pérez, 2015). La ciudad de Quito, por otro lado al no poseer estaciones marcadas como países cercanos a los polos, mantiene un recurso más constante siendo este un beneficio que se puede aprovechar.

Por otro lado si se comparan los resultados con países más cercanos como Colombia, se obtienen valores similares a los obtenidos en Quito. En un estudio en la ciudad de Cúcuta se obtuvo un valor promedio de radiación solar de 5,3 kWh/m²/d, donde se determinó que el valor era adecuado para implementación de sistemas solares fotovoltaicos (Ortíz-Díaz, Escobar-Amado y Sepúlveda-Mora, 2017).

Analizando otro escenario, en un estudio de Barcelona, España, determinaron que la aplicación de energía solar mediante la aplicación de paneles fotovoltaicos en Ecuador podría presentar mejores resultados a los obtenidos en dicho país (Romero, 2015), siendo que España es también uno de los países líderes en energía solar.

Finalmente, México es uno de los países que está creciendo en desarrollo de energía fotovoltaica ya que es considerado como uno de los países con más potencial con un promedio de 5,5 kWh/m²/d, si observamos este valor si bien es mayor, en ciudades como Ciudad Juárez alcanza valores mínimos con 3,84 kWh/m²/d (Ramírez, Ponce, Ñeco, García y Hernández, 2016). Por lo tanto los valores anuales y mensuales de la ciudad de Quito podrían de igual manera tener un potencial para producción de energía solar.

4.3.2 Análisis temperatura

La generación de energía fotovoltaica se ve influenciada por la variación de radiación solar y la temperatura de la celda solar (Tsai, Tu y Su, 2008). Es por eso que se procedió a realizar un análisis de temperatura en la zona con mayor radiación solar, es decir la zona noreste. Para el presente estudio se utilizó la estación meteorológica de Carapungo y sus datos de temperatura de la REMMAQ del año 2013 proporcionados por la secretaria del Ambiente de Quito.

Con el incremento de temperatura en la celda solar, el punto máximo de potencia es menor, esto es debido a la reducción del voltaje de salida que a su vez es causado por el aumento en la agitación térmica en los semiconductores, disminuyendo la potencia de la unión (Granda-Gutiérrez y otros, 2013).

Para determinar la influencia por temperatura se utilizaron los datos de una ficha técnica de un módulo solar monocristalino, serie Suniva Optimus OPT340-72-4-100 (Suniva, 2017).

Se obtuvo un valor promedio de temperatura para cada mes, de las horas 6:00 hasta las 17:00, siendo este el período de estudio analizado en los anteriores objetivos (Tabla 20).

Tabla 20.

Temperatura ambiente promedio horario mensual de la estación meteorológica Carapungo °C.

Temperatura ambiente Carapungo (°C)															
	Hora 6	Hora 7	Hora 8	Hora 9	Hora 10	Hora 11	Hora 12	Hora 13	Hora 14	Hora 15	Hora 16	Hora 17	Prom	Max	Min
Enero	11,67	11,70	13,44	15,56	16,84	18,32	19,30	19,82	19,64	19,37	18,92	18,02	16,88	19,82	11,67
Febrero	11,56	11,55	12,78	14,48	15,83	16,94	17,66	18,00	17,63	17,48	17,08	16,32	15,61	18,00	11,55
Marzo	11,77	11,72	13,26	15,25	16,73	18,09	19,01	19,34	19,33	18,91	18,33	17,53	16,61	19,34	11,72
Abril	11,62	11,75	13,48	15,25	16,70	18,43	19,58	19,79	19,36	18,57	17,81	17,05	16,62	19,79	11,62
Mayo	11,61	11,76	12,98	14,67	15,95	17,16	18,06	18,50	18,43	17,42	16,62	15,72	15,74	18,50	11,61
Junio	10,54	10,95	13,83	16,11	17,59	18,97	20,02	20,46	20,08	19,63	18,85	18,04	17,09	20,46	10,54
Julio	10,44	10,70	13,80	16,19	17,48	18,80	19,46	19,94	19,64	19,00	18,54	17,60	16,80	19,94	10,44
Agosto	10,81	11,12	13,29	15,58	17,05	18,50	19,48	20,02	19,65	19,12	18,40	17,41	16,70	20,02	10,81
Septiembre	10,86	11,40	14,10	16,11	17,67	19,05	20,17	20,60	20,32	19,38	18,59	17,66	17,16	20,60	10,86
Octubre	10,95	11,42	13,69	15,34	17,12	18,57	19,26	19,63	19,29	18,51	17,25	16,25	16,44	19,63	10,95
Noviembre	10,85	11,32	13,45	15,48	16,96	18,52	19,44	19,62	19,21	18,54	17,58	16,32	16,44	19,62	10,85
Diciembre	11,14	11,37	13,53	15,73	17,33	18,63	19,60	19,69	19,40	18,93	18,38	17,26	16,75	19,69	11,14
Prom	11,15	11,40	13,47	15,48	16,94	18,33	19,25	19,62	19,33	18,74	18,03	17,10		16,57	
Max	11,77	11,76	14,10	16,19	17,67	19,05	20,17	20,60	20,32	19,63	18,92	18,04		20,60	
Min	10,44	10,70	12,78	14,48	15,83	16,94	17,66	18,00	17,63	17,42	16,62	15,72		10,44	

Una vez obtenidos los datos horarios de temperatura, se aplicó una ecuación (Ortega y Cañadas, 2015) para calcular la temperatura de la célula solar o panel fotovoltaico.

$$T_c = T_a + G \times \frac{TONC-20}{800} \quad (\text{Ecuación 1})$$

Donde:

T_c = temperatura de trabajo de la célula fotovoltaica °C.

T_a = temperatura ambiente °C.

TONC = temperatura de operación nominal de la célula fotovoltaica °C

G = irradiancia W/m^2

Para el valor de T_a se utilizó el valor horario de cada mes (Tabla 29), para el valor TONC se utilizó el valor especificado en la ficha técnica utilizada para el presente estudio (Anexo 57), el cual fue de 46 °C, y para el valor de irradiancia se aplicó el valor horario de cada mes de la estación meteorológica de Carapungo de la REMMAQ.

Aplicando la ecuación y los datos mencionados se calculó la temperatura horaria para cada mes de las células solares (Tabla 21). Adicionalmente se determinó el incremento de la temperatura en dichas células (Tabla 22). Para las primeras horas del día el incremento es mínimo, mientras que para el medio día se observa que el incremento puede llegar hasta los 27 °C, alcanzando la temperatura del panel fotovoltaico valores que doblan a la temperatura ambiente.

Tabla 21.

Temperatura horaria calculada para paneles fotovoltaicos en °C.

Temperatura paneles fotovoltaicos (°C)												
	Hora 6	Hora 7	Hora 8	Hora 9	Hora 10	Hora 11	Hora 12	Hora 13	Hora 14	Hora 15	Hora 16	Hora 17
Enero	12,17	15,88	24,88	34,11	40,71	44,17	43,33	42,61	39,68	34,83	27,92	20,56
Febrero	11,96	15,20	23,19	32,20	38,11	40,79	40,57	39,59	37,07	32,25	25,62	18,98
Marzo	12,30	16,32	25,64	34,89	40,59	43,17	41,96	39,67	36,74	31,70	25,51	19,89
Abril	12,22	16,54	25,22	33,94	39,79	43,15	42,17	39,50	36,79	31,25	24,54	18,63
Mayo	12,48	17,29	25,80	33,83	39,23	41,77	41,11	38,19	35,30	29,70	23,72	17,24
Junio	11,44	16,65	26,85	35,56	41,24	43,49	42,27	40,38	37,02	32,68	26,71	19,93
Julio	11,15	16,25	26,64	35,87	41,91	44,00	42,94	39,68	36,73	32,27	26,94	20,15
Agosto	11,69	17,48	27,96	37,49	43,66	45,46	43,31	40,49	37,28	32,86	26,71	19,97
Septiembre	12,07	19,04	30,22	39,25	44,83	46,08	44,29	41,09	37,01	32,16	26,11	19,53
Octubre	12,35	18,75	29,30	37,65	43,08	44,93	43,12	40,14	37,10	31,26	23,63	17,32
Noviembre	12,16	18,19	28,43	37,02	42,31	44,10	42,25	40,14	37,58	31,39	23,61	17,33
Diciembre	11,96	16,65	26,32	35,50	41,52	44,22	43,10	41,32	38,12	32,56	25,45	18,77
Prom	12,00	17,02	26,71	35,61	41,42	43,78	42,54	40,24	37,20	32,07	25,54	19,02

Tabla 22.

Incremento de temperatura horaria en paneles fotovoltaicos en °C.

Incremento de temperatura paneles fotovoltaicos (°C)												
	Hora 6	Hora 7	Hora 8	Hora 9	Hora 10	Hora 11	Hora 12	Hora 13	Hora 14	Hora 15	Hora 16	Hora 17
Enero	0,50	4,18	11,44	18,55	23,87	25,85	24,03	22,79	20,04	15,46	9,00	2,54
Febrero	0,40	3,65	10,41	17,72	22,28	23,85	22,91	21,60	19,44	14,77	8,54	2,65
Marzo	0,53	4,60	12,38	19,65	23,87	25,08	22,95	20,33	17,41	12,79	7,19	2,36
Abril	0,60	4,79	11,74	18,69	23,09	24,72	22,60	19,71	17,43	12,68	6,73	1,58
Mayo	0,87	5,53	12,82	19,17	23,29	24,61	23,06	19,70	16,87	12,27	7,10	1,52
Junio	0,90	5,70	13,01	19,45	23,65	24,52	22,25	19,92	16,93	13,05	7,86	1,90
Julio	0,71	5,55	12,85	19,68	24,43	25,20	23,48	19,74	17,09	13,28	8,40	2,55
Agosto	0,87	6,36	14,67	21,91	26,61	26,95	23,83	20,48	17,63	13,75	8,32	2,55
Septiembre	1,21	7,64	16,12	23,14	27,16	27,03	24,12	20,49	16,69	12,78	7,52	1,87
Octubre	1,40	7,33	15,61	22,31	25,96	26,36	23,86	20,52	17,81	12,75	6,39	1,07
Noviembre	1,31	6,87	14,98	21,54	25,35	25,59	22,81	20,52	18,37	12,85	6,03	1,00
Diciembre	0,82	5,28	12,79	19,78	24,20	25,59	23,49	21,63	18,72	13,63	7,06	1,51
Prom	0,84	5,62	13,24	20,13	24,48	25,44	23,28	20,62	17,87	13,34	7,51	1,92

Posteriormente utilizando la curva correspondiente al panel solar utilizado para el presente estudio (Figura 52), se procedió a determinar el voltaje, corriente y potencia para los valores de irradiancia horarias de cada mes. Debido a que la curva nos indica los valores de irradiancia cada 200 W/m², se procedió a realizar extrapolaciones e interpolaciones de los datos, obteniendo los valores respectivos para potencia, corriente y voltaje (Tabla 23).

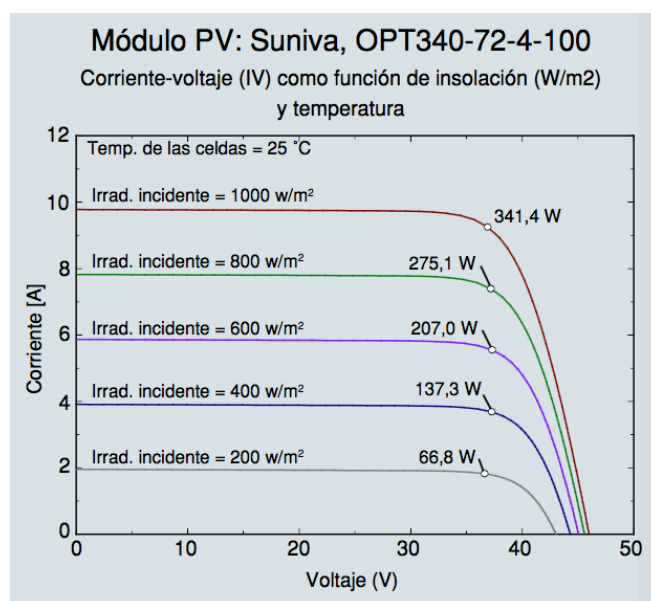


Figura 52. Curva corriente-voltaje como función de insolación y temperatura. (Suniva, 2017).

Tabla 23.

Valores de potencia, corriente y voltaje Suniva OPY340-72-4-100.

Irradiancia	Potencia (W)	Corriente (A)	Voltaje (V)
1000	341,4	9,28	36,8
900	308,25	8,35	36,9
800	275,1	7,44	37
700	241,05	6,50	37,1
600	207	5,56	37,2
500	172,15	4,63	37,175
400	137,3	3,70	37,15
300	102,05	2,77	36,825
200	66,8	1,83	36,5
100	31,55	0,87	36,175

Una vez obtenidos los valores de potencia, corriente y voltaje cada 100 W/m², se procedió a calcular dichos valores para cada hora de cada mes, mediante extrapolaciones entre los valores más cercanos de irradiancia correspondientes.

Posteriormente, se tomó el dato de los coeficientes de temperatura de la ficha técnica (Anexo 57), donde da un valor para corrección de voltaje por temperatura β , siendo este de $-0,335 V_{oc} (\%/^{\circ}\text{C})$.

Para el valor de temperatura a aplicar con el coeficiente, se resta la temperatura determinada del panel solar (Tabla 21) menos la temperatura estándar del panel solar, es decir 25 °C. Aplicando el coeficiente se obtiene un nuevo voltaje y potencia de los paneles, obteniendo así la energía considerando las pérdidas por temperatura. Adicionalmente se calculó la variación de energía teórica con la energía calculada con las pérdidas anteriormente mencionadas (Tablas 24-35).

Tabla 24.

Pérdida de energía a las 06h00 por efectos de temperatura sobre paneles fotovoltaicos.

HORA 06												
	Irradiancia (Wh/m ²)	Corriente (A)	Voltaje (V)	Potencia (W)	Energía (Wh)	T ambiente (°C)	T panel (°C)	Voltaje' (V)	Corriente' (A)	Potencia' (W)	Energía' (Wh)	Δ Energía (Wh)
Enero	15,49	0,05	35,90	1,76	1,76	11,67	12,17	37,44	0,05	1,83	1,83	-0,08
Febrero	12,32	0,02	35,89	0,64	0,64	11,56	11,96	37,46	0,02	0,67	0,67	-0,03
Marzo	16,39	0,06	35,90	2,08	2,08	11,77	12,30	37,43	0,06	2,17	2,17	-0,09
Abril	18,41	0,08	35,91	2,79	2,79	11,62	12,22	37,45	0,08	2,91	2,91	-0,12
Mayo	26,72	0,16	35,94	5,72	5,72	11,61	12,48	37,44	0,16	5,96	5,96	-0,24
Junio	27,64	0,17	35,94	6,04	6,04	10,54	11,44	37,57	0,17	6,32	6,32	-0,27
Julio	21,70	0,11	35,92	3,95	3,95	10,44	11,15	37,59	0,11	4,13	4,13	-0,18
Agosto	26,86	0,16	35,94	5,77	5,77	10,81	11,69	37,54	0,16	6,03	6,03	-0,26
Septiembre	37,11	0,26	35,97	9,38	9,38	10,86	12,07	37,53	0,26	9,79	9,79	-0,41
Octubre	43,03	0,32	35,99	11,47	11,47	10,95	12,35	37,51	0,32	11,95	11,95	-0,49
Noviembre	40,17	0,29	35,98	10,46	10,46	10,85	12,16	37,53	0,29	10,91	10,91	-0,45
Diciembre	25,28	0,15	35,93	5,21	5,21	11,14	11,96	37,50	0,15	5,44	5,44	-0,23
Prom	25,93	0,15	35,93	5,44	5,44	11,15	12,00	37,50	0,15	5,68	5,68	-0,24

Tabla 25.

Pérdida de energía a las 07h00 por efectos de temperatura sobre paneles fotovoltaicos.

HORA 07												
	Irradiancia (Wh/m ²)	Corriente (A)	Voltaje (V)	Potencia (W)	Energía (Wh)	T ambiente (°C)	T panel (°C)	Voltaje' (V)	Corriente' (A)	Potencia' (W)	Energía' (Wh)	Δ Energía (Wh)
Enero	128,51	1,15	36,22	41,60	41,60	11,70	15,88	37,32	1,15	42,87	42,87	-1,27
Febrero	112,33	0,99	36,31	35,90	35,90	11,55	15,20	37,50	0,99	37,08	37,08	-1,18
Marzo	141,67	1,27	36,33	46,24	46,24	11,72	16,32	37,38	1,27	47,58	47,58	-1,34
Abril	147,23	1,32	36,40	48,20	48,20	11,75	16,54	37,43	1,32	49,57	49,57	-1,37
Mayo	170,04	1,54	36,42	56,24	56,24	11,76	17,29	37,36	1,54	57,69	57,69	-1,45
Junio	175,43	1,60	36,41	58,14	58,14	10,95	16,65	37,42	1,60	59,77	59,77	-1,63
Julio	170,82	1,55	36,49	56,52	56,52	10,70	16,25	37,56	1,55	58,17	58,17	-1,66
Agosto	195,70	1,78	36,61	65,28	65,28	11,12	17,48	37,54	1,78	66,93	66,93	-1,65
Septiembre	234,93	2,16	36,58	79,11	79,11	11,40	19,04	37,31	2,16	80,69	80,69	-1,58
Octubre	225,59	2,08	36,54	75,82	75,82	11,42	18,75	37,30	2,08	77,41	77,41	-1,59
Noviembre	211,46	1,95	36,38	70,84	70,84	11,32	18,19	37,21	1,95	72,46	72,46	-1,62
Diciembre	162,61	1,47	36,41	53,62	53,62	11,37	16,65	37,43	1,47	55,12	55,12	-1,50
Prom	173,03	1,57	36,42	57,29	57,29	11,40	17,02	37,40	1,57	58,78	58,78	-1,49

Tabla 26.

Pérdida de energía a las 08h00 por efectos de temperatura sobre paneles fotovoltaicos.

HORA 08												
	Irradiancia (Wh/m ²)	Corriente (A)	Voltaje (V)	Potencia (W)	Energía (Wh)	T ambiente (°C)	T panel (°C)	Voltaje' (V)	Corriente' (A)	Potencia' (W)	Energía' (Wh)	Δ Energía (Wh)
Enero	352,05	3,25	36,99	120,40	120,40	13,44	24,88	37,01	3,25	120,44	120,44	-0,05
Febrero	320,38	2,96	36,89	109,23	109,23	12,78	23,19	37,11	2,96	109,89	109,89	-0,66
Marzo	380,99	3,52	37,09	130,60	130,60	13,26	25,64	37,01	3,52	130,32	130,32	0,28
Abril	361,18	3,34	37,02	123,62	123,62	13,48	25,22	37,00	3,34	123,52	123,52	0,09
Mayo	394,44	3,64	37,13	135,34	135,34	12,98	25,80	37,03	3,64	134,98	134,98	0,36
Junio	400,40	3,70	37,15	137,44	137,44	13,83	26,85	36,92	3,70	136,59	136,59	0,85
Julio	395,29	3,65	37,13	135,64	135,64	13,80	26,64	36,93	3,65	134,89	134,89	0,75
Agosto	451,44	4,17	37,32	155,43	155,43	13,29	27,96	36,95	4,17	153,89	153,89	1,54
Septiembre	495,95	4,57	37,46	171,12	171,12	14,10	30,22	36,81	4,57	168,13	168,13	2,99
Octubre	480,35	4,43	37,41	165,62	165,62	13,69	29,30	36,87	4,43	163,24	163,24	2,38
Noviembre	460,87	4,25	37,35	158,76	158,76	13,45	28,43	36,92	4,25	156,93	156,93	1,83
Diciembre	393,57	3,64	37,13	135,03	135,03	13,53	26,32	36,96	3,64	134,44	134,44	0,60
Prom	407,24	3,76	37,17	139,85	139,85	13,47	26,71	36,96	3,76	138,94	138,94	0,91

Tabla 27.

Pérdida de energía a las 09h00 por efectos de temperatura sobre paneles fotovoltaicos.

HORA 09												
	Irradiancia (Wh/m ²)	Corriente (A)	Voltaje (V)	Potencia (W)	Energía (Wh)	T ambiente (°C)	T panel (°C)	Voltaje' (V)	Corriente' (A)	Potencia' (W)	Energía' (Wh)	Δ Energía (Wh)
Enero	570,78	5,29	37,19	196,82	196,82	15,56	34,11	36,06	5,29	190,81	190,81	6,01
Febrero	545,11	5,05	37,19	187,87	187,87	14,48	32,20	36,29	5,05	183,34	183,34	4,53
Marzo	604,46	5,61	37,20	208,56	208,56	15,25	34,89	35,97	5,61	201,65	201,65	6,91
Abril	574,93	5,33	37,19	198,26	198,26	15,25	33,94	36,08	5,33	192,33	192,33	5,94
Mayo	589,76	5,47	37,20	203,43	203,43	14,67	33,83	36,10	5,47	197,41	197,41	6,02
Junio	598,46	5,55	37,20	206,46	206,46	16,11	35,56	35,88	5,55	199,16	199,16	7,31
Julio	605,53	5,62	37,20	208,93	208,93	16,19	35,87	35,85	5,62	201,32	201,32	7,61
Agosto	674,19	6,26	37,22	232,86	232,86	15,58	37,49	35,66	6,26	223,11	223,11	9,74
Septiembre	712,11	6,61	37,23	246,07	246,07	16,11	39,25	35,45	6,61	234,32	234,32	11,75
Octubre	686,51	6,37	37,22	237,15	237,15	15,34	37,65	35,64	6,37	227,10	227,10	10,05
Noviembre	662,65	6,15	37,22	228,83	228,83	15,48	37,02	35,72	6,15	219,62	219,62	9,21
Diciembre	608,48	5,64	37,20	209,96	209,96	15,73	35,50	35,89	5,64	202,57	202,57	7,39
Prom	619,41	5,75	37,20	213,77	213,77	15,48	35,61	35,88	5,75	206,06	206,06	7,70

Tabla 28.

Pérdida de energía a las 10h00 por efectos de temperatura sobre paneles fotovoltaicos.

HORA 10												
	Irradiancia (Wh/m ²)	Corriente (A)	Voltaje (V)	Potencia (W)	Energía (Wh)	T ambiente (°C)	T panel (°C)	Voltaje' (V)	Corriente' (A)	Potencia' (W)	Energía' (Wh)	Δ Energía (Wh)
Enero	734,40	6,82	37,07	252,76	252,76	16,84	40,71	35,12	6,82	239,46	239,46	13,30
Febrero	685,43	6,36	37,11	236,09	236,09	15,83	38,11	35,48	6,36	225,72	225,72	10,37
Marzo	734,36	6,82	37,07	252,75	252,75	16,73	40,59	35,13	6,82	239,55	239,55	13,20
Abril	710,35	6,59	37,09	244,57	244,57	16,70	39,79	35,25	6,59	232,46	232,46	12,12
Mayo	716,52	6,65	37,08	246,67	246,67	15,95	39,23	35,32	6,65	234,91	234,91	11,76
Junio	727,74	6,76	37,07	250,49	250,49	17,59	41,24	35,05	6,76	236,86	236,86	13,63
Julio	751,68	6,98	37,05	258,65	258,65	17,48	41,91	34,95	6,98	243,99	243,99	14,65
Agosto	818,81	7,61	36,98	281,51	281,51	17,05	43,66	34,67	7,61	263,90	263,90	17,60
Septiembre	835,71	7,77	36,96	287,26	287,26	17,67	44,83	34,51	7,77	268,18	268,18	19,08
Octubre	798,76	7,42	37,00	274,68	274,68	17,12	43,08	34,76	7,42	258,04	258,04	16,63
Noviembre	780,04	7,25	37,02	268,30	268,30	16,96	42,31	34,87	7,25	252,75	252,75	15,56
Diciembre	744,55	6,91	37,06	256,22	256,22	17,33	41,52	35,00	6,91	242,04	242,04	14,18
Prom	753,20	7,00	37,05	259,16	259,16	16,94	41,42	35,01	7,00	244,82	244,82	14,34

Tabla 29.

Pérdida de energía a las 11h00 por efectos de temperatura sobre paneles fotovoltaicos.

HORA 11												
	Irradiancia (Wh/m ²)	Corriente (A)	Voltaje (V)	Potencia (W)	Energía (Wh)	T ambiente (°C)	T panel (°C)	Voltaje' (V)	Corriente' (A)	Potencia' (W)	Energía' (Wh)	Δ Energía (Wh)
Enero	795,31	7,39	37,00	273,50	273,50	18,32	44,17	34,63	7,39	255,94	255,94	17,56
Febrero	733,88	6,81	37,07	252,59	252,59	16,94	40,79	35,11	6,81	239,23	239,23	13,36
Marzo	771,62	7,17	37,03	265,44	265,44	18,09	43,17	34,77	7,17	249,28	249,28	16,16
Abril	760,52	7,06	37,04	261,66	261,66	18,43	43,15	34,79	7,06	245,75	245,75	15,91
Mayo	757,24	7,03	37,04	260,54	260,54	17,16	41,77	34,96	7,03	245,91	245,91	14,63
Junio	754,41	7,01	37,05	259,58	259,58	18,97	43,49	34,75	7,01	243,50	243,50	16,08
Julio	775,28	7,20	37,02	266,68	266,68	18,80	44,00	34,67	7,20	249,71	249,71	16,97
Agosto	829,31	7,71	36,97	285,08	285,08	18,50	45,46	34,44	7,71	265,54	265,54	19,53
Septiembre	831,65	7,73	36,97	285,88	285,88	19,05	46,08	34,36	7,73	265,69	265,69	20,18
Octubre	811,10	7,54	36,99	278,88	278,88	18,57	44,93	34,52	7,54	260,26	260,26	18,62
Noviembre	787,27	7,32	37,01	270,77	270,77	18,52	44,10	34,64	7,32	253,44	253,44	17,33
Diciembre	787,41	7,32	37,01	270,81	270,81	18,63	44,22	34,63	7,32	253,37	253,37	17,44
Prom	782,92	7,27	37,02	269,28	269,28	18,33	43,78	34,69	7,27	252,30	252,30	16,98

Tabla 30.

Pérdida de energía a las 12h00 por efectos de temperatura sobre paneles fotovoltaicos.

HORA 12												
	Irradiancia (Wh/m ²)	Corriente (A)	Voltaje (V)	Potencia (W)	Energía (Wh)	T ambiente (°C)	T panel (°C)	Voltaje' (V)	Corriente' (A)	Potencia' (W)	Energía' (Wh)	Δ Energía (Wh)
Enero	739,48	6,87	37,06	254,49	254,49	19,30	43,33	34,78	6,87	238,86	238,86	15,63
Febrero	704,89	6,54	37,10	242,71	242,71	17,66	40,57	35,16	6,54	230,05	230,05	12,66
Marzo	706,12	6,55	37,09	243,13	243,13	19,01	41,96	34,99	6,55	229,32	229,32	13,81
Abril	695,27	6,45	37,10	239,44	239,44	19,58	42,17	34,97	6,45	225,67	225,67	13,77
Mayo	709,40	6,59	37,09	244,25	244,25	18,06	41,11	35,09	6,59	231,07	231,07	13,19
Junio	684,53	6,35	37,12	235,78	235,78	20,02	42,27	34,97	6,35	222,14	222,14	13,64
Julio	722,58	6,71	37,08	248,74	248,74	19,46	42,94	34,85	6,71	233,79	233,79	14,95
Agosto	733,26	6,81	37,07	252,37	252,37	19,48	43,31	34,79	6,81	236,89	236,89	15,48
Septiembre	742,14	6,89	37,06	255,40	255,40	20,17	44,29	34,66	6,89	238,89	238,89	16,51
Octubre	734,26	6,82	37,07	252,72	252,72	19,26	43,12	34,82	6,82	237,37	237,37	15,34
Noviembre	701,75	6,51	37,10	241,64	241,64	19,44	42,25	34,96	6,51	227,68	227,68	13,96
Diciembre	722,91	6,71	37,08	248,85	248,85	19,60	43,10	34,83	6,71	233,77	233,77	15,09
Prom	716,38	6,65	37,08	246,63	246,63	19,25	42,54	34,91	6,65	232,13	232,13	14,50

Tabla 31.

Pérdida de energía a las 13h00 por efectos de temperatura sobre paneles fotovoltaicos.

HORA 13												
	Irradiancia (Wh/m ²)	Corriente (A)	Voltaje (V)	Potencia (W)	Energía (Wh)	T ambiente (°C)	T panel (°C)	Voltaje' (V)	Corriente' (A)	Potencia' (W)	Energía' (Wh)	Δ Energía (Wh)
Enero	701,21	6,51	37,10	241,46	241,46	19,82	42,61	34,91	6,51	227,22	227,22	14,25
Febrero	664,46	6,17	37,14	228,95	228,95	18,00	39,59	35,32	6,17	217,76	217,76	11,19
Marzo	625,45	5,80	37,17	215,67	215,67	19,34	39,67	35,35	5,80	205,07	205,07	10,60
Abril	606,41	5,62	37,19	209,18	209,18	19,79	39,50	35,39	5,62	199,02	199,02	10,16
Mayo	606,04	5,62	37,19	209,06	209,06	18,50	38,19	35,55	5,62	199,82	199,82	9,24
Junio	613,00	5,69	37,19	211,43	211,43	20,46	40,38	35,27	5,69	200,53	200,53	10,90
Julio	607,35	5,63	37,19	209,50	209,50	19,94	39,68	35,36	5,63	199,20	199,20	10,30
Agosto	630,08	5,84	37,17	217,24	217,24	20,02	40,49	35,24	5,84	205,97	205,97	11,28
Septiembre	630,51	5,85	37,17	217,39	217,39	20,60	41,09	35,17	5,85	205,67	205,67	11,72
Octubre	631,23	5,86	37,17	217,64	217,64	19,63	40,14	35,28	5,86	206,59	206,59	11,04
Noviembre	631,46	5,86	37,17	217,71	217,71	19,62	40,14	35,28	5,86	206,67	206,67	11,05
Diciembre	665,50	6,17	37,13	229,30	229,30	19,69	41,32	35,10	6,17	216,76	216,76	12,54
Prom	634,39	5,88	37,17	218,71	218,71	19,62	40,24	35,27	5,88	207,52	207,52	11,19

Tabla 32.

Pérdida de energía a las 14h00 por efectos de temperatura sobre paneles fotovoltaicos.

HORA 14												
	Irradiancia (Wh/m ²)	Corriente (A)	Voltaje (V)	Potencia (W)	Energía (Wh)	T ambiente (°C)	T panel (°C)	Voltaje' (V)	Corriente' (A)	Potencia' (W)	Energía' (Wh)	Δ Energía (Wh)
Enero	616,56	5,72	37,20	212,77	212,77	19,64	39,68	35,37	5,72	202,31	202,31	10,46
Febrero	598,03	5,55	37,20	206,31	206,31	17,63	37,07	35,70	5,55	197,97	197,97	8,34
Marzo	535,74	4,96	37,18	184,60	184,60	19,33	36,74	35,72	4,96	177,34	177,34	7,26
Abril	536,36	4,97	37,18	184,82	184,82	19,36	36,79	35,72	4,97	177,52	177,52	7,30
Mayo	519,08	4,81	37,18	178,80	178,80	18,43	35,30	35,90	4,81	172,63	172,63	6,17
Junio	521,06	4,83	37,18	179,49	179,49	20,08	37,02	35,68	4,83	172,26	172,26	7,23
Julio	525,76	4,87	37,18	181,13	181,13	19,64	36,73	35,72	4,87	174,01	174,01	7,12
Agosto	542,45	5,03	37,19	186,94	186,94	19,65	37,28	35,66	5,03	179,25	179,25	7,69
Septiembre	513,46	4,76	37,18	176,84	176,84	20,32	37,01	35,68	4,76	169,73	169,73	7,11
Octubre	547,91	5,08	37,19	188,84	188,84	19,29	37,10	35,68	5,08	181,19	181,19	7,66
Noviembre	565,22	5,24	37,19	194,88	194,88	19,21	37,58	35,62	5,24	186,67	186,67	8,21
Diciembre	575,92	5,34	37,19	198,61	198,61	19,40	38,12	35,56	5,34	189,88	189,88	8,73
Prom	549,80	5,10	37,19	189,50	189,50	19,33	37,20	35,67	5,10	181,73	181,73	7,77

Tabla 33.

Pérdida de energía a las 15h00 por efectos de temperatura sobre paneles fotovoltaicos.

HORA 15												
	Irradiancia (Wh/m ²)	Corriente (A)	Voltaje (V)	Potencia (W)	Energía (Wh)	T ambiente (°C)	T panel (°C)	Voltaje' (V)	Corriente' (A)	Potencia' (W)	Energía' (Wh)	Δ Energía (Wh)
Enero	475,61	4,38	37,40	163,95	163,95	19,37	34,83	36,16	4,38	158,55	158,55	5,40
Febrero	454,34	4,19	37,33	156,45	156,45	17,48	32,25	36,42	4,19	152,66	152,66	3,80
Marzo	393,54	3,64	37,13	135,02	135,02	18,91	31,70	36,30	3,64	131,99	131,99	3,03
Abril	390,09	3,60	37,12	133,81	133,81	18,57	31,25	36,34	3,60	131,00	131,00	2,80
Mayo	377,69	3,49	37,08	129,43	129,43	17,42	29,70	36,49	3,49	127,40	127,40	2,04
Junio	401,45	3,71	37,15	137,81	137,81	19,63	32,68	36,20	3,71	134,27	134,27	3,54
Julio	408,47	3,77	37,18	140,29	140,29	19,00	32,27	36,27	3,77	136,87	136,87	3,42
Agosto	422,97	3,91	37,22	145,40	145,40	19,12	32,86	36,24	3,91	141,57	141,57	3,83
Septiembre	393,15	3,63	37,13	134,89	134,89	19,38	32,16	36,24	3,63	131,65	131,65	3,24
Octubre	392,40	3,63	37,13	134,62	134,62	18,51	31,26	36,35	3,63	131,80	131,80	2,82
Noviembre	395,35	3,65	37,13	135,66	135,66	18,54	31,39	36,34	3,65	132,76	132,76	2,90
Diciembre	419,51	3,87	37,21	144,18	144,18	18,93	32,56	36,27	3,87	140,52	140,52	3,65
Prom	410,38	3,79	37,18	140,96	140,96	18,74	32,07	36,30	3,79	137,59	137,59	3,37

Tabla 34.

Pérdida de energía a las 16h00 por efectos de temperatura sobre paneles fotovoltaicos.

HORA 16												
	Irradiancia (Wh/m ²)	Corriente (A)	Voltaje (V)	Potencia (W)	Energía (Wh)	T ambiente (°C)	T panel (°C)	Voltaje' (V)	Corriente' (A)	Potencia' (W)	Energía' (Wh)	Δ Energía (Wh)
Enero	276,81	2,55	36,75	93,88	93,88	18,92	27,92	36,39	2,55	92,96	92,96	0,92
Febrero	262,89	2,42	36,70	88,97	88,97	17,08	25,62	36,63	2,42	88,78	88,78	0,19
Marzo	221,09	2,03	36,57	74,24	74,24	18,33	25,51	36,51	2,03	74,11	74,11	0,13
Abril	207,14	1,90	36,52	69,32	69,32	17,81	24,54	36,58	1,90	69,42	69,42	-0,11
Mayo	218,52	2,01	36,56	73,33	73,33	16,62	23,72	36,72	2,01	73,64	73,64	-0,31
Junio	241,84	2,23	36,64	81,55	81,55	18,85	26,71	36,43	2,23	81,08	81,08	0,47
Julio	258,41	2,38	36,69	87,39	87,39	18,54	26,94	36,45	2,38	86,82	86,82	0,57
Agosto	255,86	2,36	36,68	86,49	86,49	18,40	26,71	36,47	2,36	86,00	86,00	0,50
Septiembre	231,35	2,13	36,60	77,85	77,85	18,59	26,11	36,47	2,13	77,56	77,56	0,29
Octubre	196,46	1,80	36,49	65,55	65,55	17,25	23,63	36,66	1,80	65,85	65,85	-0,30
Noviembre	185,60	1,69	36,45	61,73	61,73	17,58	23,61	36,62	1,69	62,01	62,01	-0,29
Diciembre	217,35	1,99	36,56	72,92	72,92	18,38	25,45	36,50	1,99	72,81	72,81	0,11
Prom	231,11	2,12	36,60	77,77	77,77	18,03	25,54	36,53	2,12	77,59	77,59	0,18

Tabla 35.

Pérdida de energía a las 17h00 por efectos de temperatura sobre paneles fotovoltaicos.

HORA 17												
	Irradiancia (Wh/m ²)	Corriente (A)	Voltaje (V)	Potencia (W)	Energía (Wh)	T ambiente (°C)	T panel (°C)	Voltaje' (V)	Corriente' (A)	Potencia' (W)	Energía' (Wh)	Δ Energía (Wh)
Enero	78,16	0,66	36,12	23,85	23,85	18,02	20,56	36,65	0,66	24,21	24,21	-0,35
Febrero	81,69	0,70	36,09	25,10	25,10	16,32	18,98	36,81	0,70	25,60	25,60	-0,51
Marzo	72,63	0,61	36,01	21,90	21,90	17,53	19,89	36,62	0,61	22,28	22,28	-0,37
Abril	48,50	0,37	36,00	13,40	13,40	17,05	18,63	36,77	0,37	13,68	13,68	-0,29
Mayo	46,75	0,35	36,04	12,78	12,78	15,72	17,24	36,98	0,35	13,11	13,11	-0,33
Junio	58,38	0,47	36,10	16,88	16,88	18,04	19,93	36,72	0,47	17,16	17,16	-0,29
Julio	78,41	0,66	36,11	23,94	23,94	17,60	20,15	36,69	0,66	24,33	24,33	-0,39
Agosto	78,54	0,67	36,04	23,99	23,99	17,41	19,97	36,64	0,67	24,39	24,39	-0,40
Septiembre	57,50	0,46	35,96	16,57	16,57	17,66	19,53	36,62	0,46	16,87	16,87	-0,30
Octubre	32,96	0,22	35,95	7,92	7,92	16,25	17,32	36,88	0,22	8,12	8,12	-0,20
Noviembre	30,85	0,20	36,00	7,17	7,17	16,32	17,33	36,93	0,20	7,36	7,36	-0,18
Diciembre	46,38	0,35	36,04	12,65	12,65	17,26	18,77	36,80	0,35	12,91	12,91	-0,26
Prom	59,23	0,48	36,04	17,18	17,18	17,10	19,02	36,76	0,48	17,50	17,50	-0,32

Como se puede observar en las Tablas 24-35, se obtiene en la parte izquierda una primera energía, la cual es la energía teórica en Wh, sin considerar las pérdidas por temperatura. En la parte derecha de las tablas, se obtiene la energía corregida en Wh a partir de la corrección anterior realizada con el coeficiente de temperatura para voltaje.

Se observa que para las horas 6:00, 7:00, 8:00, 16:00 y 17:00 la energía corregida es mayor que la energía teórica, ya que la temperatura del panel solar es inferior a los 25°C de temperatura en condiciones estándar considerados en la ficha técnica del panel solar, sin embargo el incremento de energía es mínimo.

Se realiza una sumatoria de las 12 horas estudiadas del día, de las horas 6:00 a las 17:00, para obtener la energía promedio diaria para cada mes, energía total mensual y energía total anual, tanto teórica (Tabla 36) como corregida (Tabla 37).

Tabla 36.

Energía teórica diaria, mensual y total anual para estación de Carapungo en Wh.

Mes	Energía Teórica	
	Energía diaria (Wh)	Energía mensual (Wh)
Enero	1877,24	58194,50
Febrero	1770,82	49582,83
Marzo	1780,22	55186,85
Abril	1729,06	51871,89
Mayo	1755,59	54423,26
Junio	1781,10	53432,88
Julio	1821,35	56461,71
Agosto	1938,36	60089,03
Septiembre	1957,75	58732,63
Octubre	1910,90	59238,00
Noviembre	1866,76	56002,81
Diciembre	1837,36	56958,06
Energía total anual		670174,44

Tabla 37.

Energía corregida con temperatura diaria, mensual y total anual para estación de Carapungo en Wh.

Energía corregida con Temperatura		
Mes	Energía diaria (Wh)	Energía mensual (Wh)
Enero	1795,47	55659,61
Febrero	1708,76	47845,15
Marzo	1710,65	53030,11
Abril	1662,86	49885,74
Mayo	1694,52	52530,04
Junio	1709,65	51289,42
Julio	1747,24	54164,44
Agosto	1853,47	57457,62
Septiembre	1867,18	56015,26
Octubre	1828,93	56696,78
Noviembre	1789,25	53677,56
Diciembre	1759,62	54548,35
Energía total anual		642800,10

Se obtiene finalmente el valor neto de la pérdida por temperatura. Se observa que las pérdidas van del 3,48% al 4,63%, con un promedio anual de 4,08% equivalentes a 27,37 kWh (Tabla 38).

Tabla 38.

Pérdida de energía por temperatura, diaria, mensual y anual.

Pérdida energía por Temperatura			
Mes	Energía diaria (Wh)	Energía mensual (Wh)	%
Enero	81,77	2534,89	4,36%
Febrero	62,06	1737,67	3,50%
Marzo	69,57	2156,74	3,91%
Abril	66,20	1986,15	3,83%
Mayo	61,07	1893,22	3,48%
Junio	71,45	2143,45	4,01%
Julio	74,11	2297,27	4,07%
Agosto	84,88	2631,41	4,38%
Septiembre	90,58	2717,37	4,63%
Octubre	81,97	2541,22	4,29%
Noviembre	77,51	2325,25	4,15%
Diciembre	77,73	2409,71	4,23%
Energía total anual		27374,34	4,08%

De igual manera se observa que los meses con mayor radiación, como son enero, agosto y septiembre, son los que obtienen una mayor pérdida por temperatura, corroborando que la temperatura está relacionada directamente con la radiación solar (Ortíz-Díaz, Escobar-Amado y Sepúlveda-Mora, 2017).

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

La radiación solar promedio en la ciudad de Quito es de 4,52 kWh/m²/d, con valores máximos al noreste de la ciudad que alcanzan los 5,18 kWh/m²/d y valores mínimos al sur de la ciudad con 4,28 kWh/m²/d, mientras que en zonas con vegetación se alcanzan valores mínimos de 3,74 kWh/m²/d.

El período con mayor radiación se da de julio a octubre, siendo septiembre el mes con mayor radiación solar con un promedio de 5,096 kWh/m²/d.

Los datos de las estaciones meteorológicas utilizadas para el presente estudio tuvieron porcentajes de ausencia del 2,8% al 4,12%, demostrando ser datos de buena calidad y representativos para el estudio.

Se realizaron análisis horarios, diarios, mensuales y anuales para los datos de las estaciones meteorológicas y datos NREL obteniendo una alta relación en la tendencia de los datos. Para los análisis mensuales se obtuvieron valores para el coeficiente de Pearson entre 0,90 y 0,98, y un coeficiente anual de 0,95. Debido a la alta correlación obtenida en los resultados entre las dos fuentes de datos, se demuestra que es posible hacer uso de datos de radiación solar de la base de datos NREL en caso de no poseer estaciones meteorológicas en el área, aplicando la corrección lineal obtenida en el presente estudio.

Los valores de radiación proporcionados por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL) sobreestiman con un 7,66% a los valores registrados de las estaciones meteorológicas de la Secretaría del Ambiente del Distrito Metropolitano de Quito.

Se generaron mapas mensuales y un mapa anual de radiación solar global para la ciudad de Quito con una resolución de 4 km por 4 km, utilizando los datos de 4 estaciones meteorológicas de la Red Metropolitana de Monitoreo Atmosférico de Quito y datos de 31 puntos de NREL corregidos.

Mediante el uso de datos de una ficha técnica de un módulo solar monocristalino Suniva de 340W, se obtuvo la energía teórica anual para un panel solar fotovoltaico en la zona de mayor radiación de la ciudad, siendo esta de 670,17 kWh. Debido a la influencia de la temperatura sobre la eficiencia de los módulos solares, se aplicó una corrección obteniendo un 4,08% de pérdida de energía anual por efectos del calor.

5.2 Recomendaciones

De acuerdo a los datos de radiación obtenidos para la ciudad de Quito, se recomienda el uso de energía solar mediante la aplicación de paneles fotovoltaicos. A diferencia de países estacionarios, el recurso en el país es constante, siendo esta una oportunidad a aprovechar en el sector energético. A pesar de la gran inversión realizada por el Ecuador en hidroeléctricas, es importante considerar más energías alternativas para cubrir futuras demandas, considerando también que la energía fotovoltaica es la que presenta mayor crecimiento a nivel mundial.

Se recomienda la implementación de incentivos económicos para sistemas fotovoltaicos conectados a la red, conocido como Feed-in Tariff, de tal manera que se pueda vender a un precio especial los excedentes de energía a través de la red eléctrica (Muñoz-Vizhñay, Rojas-Moncayo y Barreto-Calle, 2018). Así como exoneración de impuestos que afecten a la importación de los componentes de un sistema fotovoltaico.

Se recomienda realizar estudios económicos para determinar la viabilidad de instalación de sistemas fotovoltaicos a pequeña escala conectados a la red.

Para el caso de sistemas fotovoltaicos de gran escala se recomienda el uso de sistemas híbridos para disminuir la pérdida energía por efectos del calor. Los sistemas híbridos consisten en el aprovechamiento de la energía térmica del módulo fotovoltaico, mediante la unión de las tecnologías fotovoltaica y solar

térmica, aumentando la eficiencia del sistema (González, Alonso, Díez, Varela y Pérez, 2015).

Finalmente, se recomienda realizar un estudio similar en el resto del país, validando los datos satelitales del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL) con más puntos de estaciones meteorológicas y encontrando su corrección para poder utilizar los datos de radiación solar en zonas donde no se poseen estaciones meteorológicas que midan dicho parámetro.

REFERENCIAS

- Abal, G. (2012). Fundamentos de Energía Solar: Radiación Solar. Instituto de Física, Facultad de Ingeniería. Recuperado el 04 de mayo de 2018 de <https://docplayer.es/41569291-Fundamentos-de-energia-solar-radiacion-solar.html>
- Almorox, J., Bocco, M., & Willington, E. (2013). *Estimation of daily global solar radiation from measured temperatures* at Cañada de Luque, Córdoba, Argentina. *Renewable Energy*, 60, 382-387. Recuperado el 10 de mayo de 2018 de <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.05.033>
- Ammonit Measurement GmbH. (2018). *Specification of solar irradiance sensors* acc. ISO 9060. Recuperado el 30 de abril de 2018 de <http://ammonit.com/es/productos/sensores/sensores-solar/368-iso-9060-specification>
- Arencibia-Carballo, G. (2016). La importancia del uso de paneles solares en la generación de energía eléctrica. REDVET. Revista Electrónica de Veterinaria, 17(9), 1-4. Recuperado el 10 de abril de <http://www.redalyc.org/pdf/636/63647456002.pdf>
- Arriagada, E y Peralta, V. (2008). Error Absoluto, Error relativo. Sede Maipú, Santiago de Chile. Recuperado el 15 de enero de 2018 de <https://es.scribd.com/doc/259713981/Error-Absoluto-Error-Relativo>
- Brown, R.D. and Gillespie, T.J. (1995). *Microclimatic Landscape Design—Creating Thermal Comfort and Energy Efficiency*. Wiley, New York. Recuperado el 5 de junio de 2018 de <https://skwp6giiz02.storage.googleapis.com/QjAwMUNOQzJaVQ==02.pdf>
- Caja Madrid. (2006). Guía de la Energía Solar. Madrid Solar. Recuperado el 25 de julio de 2017 de <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-de-la-energia-solar-fenercom.pdf>

- Camacho, C. (2007) Coeficiente correlación de Pearson. Recuperado el 27 de enero de 2018 de <https://personal.us.es/vararey/adatos2/correlacion.pdf>
- Campbell Scientific. (2018). *CM3 Kipp and Zonen Pyranometer*. Recuperado el 30 de abril de 2018 de <https://www.campbellsci.com/cm3>
- Carrascosa, M. I. B. (2016). Cálculo de la radiación solar extraterrestre en función de la latitud y la declinación solar. Universitat Politècnica de València. Recuperado el 10 de abril de 2018 de goo.gl/3frb7h
- Chenlo, F. (2002). Cálculo de la Temperatura de Operación de Células Solares en un Panel Fotovoltaico Plano. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, Ciudad Universitaria, 28040-MADRID, ESPAÑA. Recuperado el 08 de enero de 2018 de https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/38/115/38115092.pdf
- CONELEC. (2008). Atlas solar del Ecuador. Quito: Corporación Investigación Energética. Recuperado el 10 de julio de 2017 de <http://energia.org.ec/cie/wp-content/uploads/2017/09/AtlasSolar.pdf>
- DNVGL. (2017). Energy Transition Outlook 2017. Netherlands: DNV GL AS. Recuperado el 15 de enero de 2018 de <https://eto.dnvgl.com/2017/main-report>
- EcologistasEnAcción. (2015). Hacia un escenario energético justo sostenible en 2050. Madrid: Fundación Biodiversidad del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. Recuperado el 20 de noviembre de 2017 de <https://www.ecologistasenaccion.org/wp-content/uploads/adjuntos-spip/pdf/informe-escenario-enegetico-2050.pdf>
- EEQ. (2016). EQQ en cifras. Recuperado el 12 de abril del 2017 de <https://www.eeq.com.ec:8443/nosotros/eeq-en-cifras>
- Eraso, A. y Erazo, O. (s.f). Potencial Natural para el Desarrollo Fotovoltaico en Colombia. Recuperado el 24 de marzo del 2017 de

<http://www.umariana.edu.co/ojs-editorial/index.php/libroseditorialunimar/article/view/706>

- Escudero, A. I., Recalde, C. G., Haro, S. M., & Meneses, M. A. (2016). Spline cúbico para el tratamiento funcional de la radiación solar global. *Información tecnológica*, 27(2), 153-162. Recuperado el 13 de mayo de 2018 de https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?pid=S0718-07642016000200018&script=sci_arttext&tlng=pt
- Estupiñan, A., Carvajal, L. y Ochoa, A. (2016). Validación de las bases de datos de precipitación del centro de climatología de precipitación global (GPCC) y de la misión satelital TRMM para Colombia. Medellín, Colombia. Recuperado el 10 de abril de 2018 de <https://goo.gl/4T2Sm5>
- Fernández, M. E., Campo, A. M., y Gentili, J. O. (2015). Comportamiento temporal de la radiación solar global en la ciudad de Bahía Blanca, Argentina. *Rev. Climatol*, 15. Recuperado el 28 de mayo de 2018 de http://ri.conicet.gov.ar/bitstream/handle/11336/44457/CONICET_Digital_Nro.3704d610-83c9-4009-bdf7-9698e688a4da_A.pdf?sequence=2&isAllowed=y
- García, S. (2016). Generalización de variables medioambientales mediante interpolación GIS. Tesis doctoral. Universidad Politécnica de Madrid. Madrid, España. Recuperado el 10 de enero de 2018 de <http://oa.upm.es/39397/>
- Gómez, J., Palarea, J. y Martín J. (2006). Métodos de inferencia estadística con datos faltantes. *ESTADÍSTICA ESPAÑOLA* Vol. 48, Núm. 162, 2006, págs. 241 a 270. Recuperado el 15 de noviembre de 2017 de <https://goo.gl/P6rc2U>
- González Peña, D., Alonso Tristán, C., Díez Mediavilla, M., Varela Díez, F., y Perez Burgos, A. (2014). CLASIFICACIÓN DE LOS PANELES SOLARES HÍBRIDOS (PVT). *Energy Conversion and Management*, 78, 641-651. Recuperado el 10 de junio de 2018 de <https://goo.gl/tg2MQs>

- Goodchild, M. y Haining, R. (2005). SIG y análisis espacial de datos: perspectivas convergentes. *Investigaciones Regionales - Journal of Regional Research*, (6), 175-201. Recuperado el 20 de abril de 2018 de <http://www.redalyc.org/pdf/289/28900609.pdf>
- Google Maps. (2018). [Mapa Quito, Ecuador en Google maps]. Recuperado el 26 de enero de 2018 de <https://goo.gl/NJtjmf>
- Granda-Gutiérrez, E., Orta, O., Díaz-Guillén, J., Jiménez, M., Osorio, M., y González A. (2013). MODELADO Y SIMULACIÓN DE CELDAS Y PANELES SOLARES. Congreso Internacional. Ing. Electrón. Mem. Electro 2013, vol.35, pp. 17-22. Recuperado el 28 de mayo de 2018 de <https://goo.gl/R43i4C>
- Grossi Gallegos, Hugo. (1999). *COMPARACION DE LOS VALORES SATELITALES DEL " SURFACE SOLAR ENERGY (SSE) DATA SET VERSION 1.0 " CON DATOS DE TIERRA DE LA RED SOLARIMETRICA*. Energías Renovables y Medio Ambiente. 6. 1-6. Recuperado el 15 de mayo de 2018 de <https://goo.gl/nntz76>
- Gupta, H. V., Sorooshian, S. y Yapo, P. O. (1999). *Status of automatic calibration for hydrologic models: Comparison with multilevel expert calibration*. *Journal of Hydrologic Engineering*, 4(2),135- 143. Recuperado el 10 de abril de 2018 de DOI: 10.1061/(ASCE)1084-0699(1999)4:2(135)
- Hernández, A. (2003). Geosol: una herramienta computacional para el cálculo de coordenadas solares y la estimación de irradiación solar horaria. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 7(2), 19-24. Recuperado el 20 de mayo de 2018 de <https://www.mendoza-conicet.gob.ar/asades/modulos/averma/trabajos/2003/2003-t011-a004.pdf>
- Hukseflux. (2018). *LP02 pyranometer. Second class pyranometer*. Recuperado el 30 de abril de 2018 de <https://www.hukseflux.com/product/lp02-pyranometer>

- INER. (2017). SOLAR. Recuperado el 08 de abril del 2017 de http://www.iner.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/12/SOLAR_DOSSIER.pdf
- International Energy Agency. (2011). *Renewable Energy Technologies, Solar Energy Perspective*. Paris, Francia. Recuperado el 08 de abril de 2017 de https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar_Energy_Perspectives2011.pdf
- Intergovernmental Panel on Climate Change. (2001), "*The Climate System: an Overview*", in *Climate Change 2001: The Scientific Basis*. Recuperado el 15 de mayo de 2017 de http://pubman.mpdl.mpg.de/pubman/item/escidoc:995493/component/escidoc:995492/WG1_TAR-FRONT.pdf
- Labarta, J. L. V. (2012). Instalaciones solares fotovoltaicas. EDITORIAL DONOSTIARRA SA. Recuperado el 30 de mayo de 2018 de <https://goo.gl/RRuaFx>
- Lujano, E., Obando, O., Lujano, A., y Quispe, J. (2015). Validación de la precipitación estimada por a por satélite TRMM y su aplicación en la modelación hidrológica del río Ramis Puno Perú. *Revista Investigación Altoandina*. Vol 17.2. 221-228. Recuperado el 30 de enero de 2017 de <http://dx.doi.org/10.18271/ria.2015.116>
- Lynn, P. 2010. *Electricity from sunlight - An introduction to photovoltaics*. John Wiley & Sons. West Sussex, Reino Unido. 289p. Recuperado el 20 de mayo de 2017 de <http://biblioteca.inia.cl/medios/biblioteca/informativos/NR40616.pdf>
- Martín, A., y Domínguez, J. (2015). Desarrollo de un modelo geográfico para la evaluación del potencial fotovoltaico en entornos urbanos. Zaragoza: Universidad de Zaragoza. Recuperado el 20 de mayo de 2017 de http://congresoage.unizar.es/eBook/trabajos/074_Martin%20avila.pdf
- Martínez, M. (2016). Radiación Solar - Conceptos y Aplicaciones. Informativo (109) INIA – URURI. Recuperado el 20 de mayo de 2018 <https://goo.gl/QXQ6ZZ>

- Moriasi, D. N., Arnold, J. G., Van Liew, M. W., Bingner, R. L., Harmel, R. D., y Veith, T.L. (2007). *Model Evaluation Guidelines for Systematic Quantification of Accuracy in Watershed Simulation*. American Society of Agricultural and Biological Engineers ISSN 0001-2351. Recuperado el 20 de noviembre de 2017 de <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.532.2506&rep=rep1&type=pdf>
- Muñoz-Vizhñay, J., Rojas-Moncayo, M., y Barreto-Calle, C. R. (2018). Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador. *Ingenius*, (19), 60-68. Recuperado el 10 de junio de 2018 de <https://revistas.ups.edu.ec/index.php/ingenius/article/view/19.2018.06>
- NREL. (2018). National Solar Radiation Database. Recuperado el 29 de abril de 2018 de <https://nsrdb.nrel.gov/nsrdb-viewer>
- Ochoa, J. (1999). La vegetación como instrumento para el control microclimático. Universitat Politècnica de Catalunya. Barcelona, España. Tesis Doctoral. Recuperado el 02 de junio de 2018 de <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/93436/01JMot01de12.pdf>
- Ortega, L., y Cañadas, V. (2015). Energía solar fotovoltaica. Estudios abiertos SEAS grupo San Valero. Recuperado el 20 de mayo de 2018 de ISBN: 987-84-16442-24-9
- Ortíz-Díaz, H., Escobar-Amado, C., y Sepúlveda-Mora, S. (2017). Análisis estadístico de variables climatológicas en la ciudad de Cúcuta. *Respuestas Engineering journal*. Volumen 23, Numero 1 de 2018 Pag 39 – 44. Recuperado el 28 de mayo de 2018 de https://www.researchgate.net/publication/324825840_Analisis_estadistico_de_variables_climatologicas_en_la_ciudad_de_Cucuta
- Paredes, U., Salinas, W., Martínez, X. y Jiménez S. (2013). Evaluación y comparación de métodos de interpolación determinísticos y probabilísticos para la generación de modelos digitales de elevación. *Investigación Geográfica*, UNAM. ISSN 0188-4611, Núm. 82, 2013,

- pp. 118-130. Recuperado el 12 de abril de 2018 de <http://www.scielo.org.mx/pdf/igeo/n82/n82a9.pdf>
- Passamai, V. (2000). Determinación de radiación solar horaria para días claros mediante planilla de cálculo. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 3(2), 08-89. Recuperado el 02 de junio de 2018 de <http://www.unsa.edu.ar/passamai/passam2.pdf>
- Peralta, J., López, Á., Barriga, A., Sosa, I., y Delgado, E. (2013). "Análisis Estadístico de la información meteorológica para la explotación de energías renovables en el Ecuador". Recuperado el 14 de octubre del 2017 de <https://goo.gl/E3sUKQ>
- Perpiñán, O. (2018). *Energía Solar Fotovoltaica*. Recuperado el 10 de junio del 2018 de <http://oscarperpinan.github.io/esf/>
- Piebalgs, A., y Potocnik, J. (2009). *Photovoltaic Solar Energy: Development and current research. European Communities*, ISBN 978-92-79-10644, 6. Recuperado el 02 de abril de 2018 de https://www.ab.gov.tr/files/ardb/evt/1_avrupa_birligi/1_9_politikalar/1_9_6_enerji_politikasi/2009_report-solar-energy.pdf
- Pilco, D. y Jaramillo, J. (2008). *Sistemas fotovoltaicos para iluminación: paneles fotovoltaicos*. Loja, Ecuador: Universidad Técnica Particular de Loja. Recuperado el 13 de abril de 2018 de <https://goo.gl/TXei5x>
- QGIS documentation. (s,f). *Análisis espacial (Interpolación)*. Recuperado el 30 de abril de 2018 de https://docs.qgis.org/2.8/es/docs/gentle_gis_introduction/spatial_analysis_interpolation.html
- Raichijk, C. (2009). Comparación de valores satelitales de irradiación solar global con datos de tierra en la República Argentina. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 13, 11-07. Recuperado el 20 de mayo de 2018 de <https://goo.gl/zeYiTX>
- Ramírez, C., Ponce, C., Ñeco, R., García, L., y Hernández, M. (2016) . Dimensionado de una estación para carga de dispositivos móviles a base de energía solar fotovoltaica. *CULCyT*, (59). Recuperado el 03

de abril de 2018 de
<http://erevistas.uacj.mx/ojs/index.php/culcyt/article/view/1468>

Righini, R. y Aristegui, R. (2016). Plantas fotovoltaicas: perjuicios por no evaluar convenientemente el recurso solar. Buenos Aires, Argentina. ISBN: 978-987-29873-0-5. Recuperado el 03 de abril de 2018 de <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/66137>

Righini, R y Grossi Gallegos, H. (2000). EVALUACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA IRRADIACIÓN SOLAR GLOBAL EN LA REPÚBLICA DEL PARAGUAY EN BASE A DATOS SATELITALES. Energías Renovables y Medio Ambiente. 8. 9-12. Recuperado el 23 de abril de 2018 de <https://goo.gl/TjTVMi>

Romano Armada, M., Suligoy, H., Fernández, C y Salazar, G. (2017). APLICACIÓN DE PROTOCOLOS DE CONTROL DE CALIDAD DE DATOS DE RADIACIÓN SOLAR MEDIDOS EN SALTA (ARGENTINA). Recuperado el 23 de abril de 2018 de <https://goo.gl/mvbnNH>

Romero Castillo, J. (2015). Análisis del funcionamiento de paneles fotovoltaicos y su utilización en las regiones de la costa y sierra del Ecuador. Caso de estudio: Biblioteca Pompeu Fabra de Mataró (Master's thesis, Universitat Politècnica de Catalunya). Recuperado el 03 de mayo de 2018 de <https://upcommons.upc.edu/handle/2099.1/26396>

Salazar, GA., y Checura Díaz, MS (2011). ESTUDIO DE LA VARIACIÓN DE LA IRRADIANCIA SOLAR GLOBAL MEDIANTE ANÁLISIS GRÁFICO Y ESTADÍSTICO. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 15, pp 11.27-11.32. Recuperado el 10 de abril de 2018 de <https://goo.gl/GzzcUF>

Salazar, GA., Hernandez, AL., Echazú, R., Saravia, LR., y Romero, GG. (2013) *Comparison Between Measured Mean Monthly Solar Insolation Data and Estimates from Swera Database for Salta City* (Northwestern Argentina). Electronic Journal of Energy and Environment 1(3), pp 9-20. Recuperado el 10 de abril de 2018 de <https://goo.gl/iTxZmF>

- Sancho Ávila, J. M., Riesco Martín, J., Jiménez Alonso, C., Sánchez de Cos, M. D. C., Montero Cadalso, J., y López Bartolomé, M. (2012). Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT. Recuperado el 13 de abril de 2018 de https://repositorio.aemet.es/bitstream/20.500.11765/2531/1/atlasradiacion_cal2013.pdf
- Sánchez, R., Sánchez, S., Sánchez, R.J., Alcalá, J. y Aguirre, G. (2015). Análisis espacial estimando regiones de riesgo por contaminantes que exceden con más frecuencia la norma en Guadalajara, México. Guadalajara, Jal., México. Recuperado el 02 de abril de 2018 de <http://www.reibci.org/publicados/2015/marzo/0900107.pdf>
- Sayago, S., Bocco, M., Ovando, G., & Willington, E. (2011). Radiación solar horaria: modelos de estimación a partir de variables meteorológicas básicas. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 15, 51-57. Recuperado el 10 de mayo de 2018 de <https://goo.gl/3RweFh>
- Sayago, S., Ovando, G. y Bocco, M. (2016). Radiación solar a partir de datos satelitales. VIII Congreso Argentino de AgroInformática (CAI-2016)- JAIIO 45 Córdoba, Argentina. Recuperado el 08 de abril de 2018 de <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/57310>
- Secretaría de Ambiente del Municipio del Distrito Metropolitano Quito. (2018). Red de Monitoreo Atmosférico. Recuperado el 29 de abril del 2018 de <http://www.quitoambiente.gob.ec/ambiente/index.php/indice-de-calidad-del-aire-2>
- Spokas, K. y Forcella, F. (2006). *Estimating hourly incoming solar radiation from limited meteorological data*. *Weed Science* 54, 182–189. Recuperado el 29 de abril de 2018 de <https://doi.org/10.1614/WS-05-098R.1>
- Secretaría de Energía de Argentina. (2008). Energías Renovables – Energía Solar. Recuperado el 11 de junio del 2018 de https://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro_energia_solar.pdf

- Suniva. (2017). *SUNIVA OPTIMUS® SERIES MONOCRYSTALLINE SOLAR MODULES. OPT SERIES: OPT 72 CELL MODULES (SILVER FRAME)*. Recuperado el 29 de mayo del 2018 de <https://goo.gl/SMrPrz>
- Sustainable Energy Authority of Ireland. (2015). *Best Practice Guide Photovoltaics (PV)*. Recuperado el 10 de abril de 2017 de https://www.seai.ie/resources/publications/Best_Practice_Guide_for_PV.pdf
- Tsai, H., Tu, C., y Su, Y. (2008). Development of Generalized Photovoltaic Model using Matlab/Simulink. World Congress on Engineering and Computer Science. San Francisco, USA. Recuperado el 25 de marzo de 2018 de <https://goo.gl/3Mnoxm>
- Vera, F., García, J., y Hernández, G. (2014). Atlas de irradiación solar y temperatura ambiente de la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia. Recuperado el 15 de octubre de 2017 de <http://repositorio.upct.es/handle/10317/304>
- Verdesoto, A. (2009). División parroquial del Distrito Metropolitano de Quito. Recuperado el 07 de mayo del 2018 de goo.gl/QNMvE3
- Whiting, K. E., Carmona, L. G., y Pérez, P. C. (2015). Aplicación de la energía solar fotovoltaica interconectada a la red eléctrica. Caso de estudio Thierhaupten-Alemania. *Revista Ontare*, 2(2), 145-170. Recuperado el 02 de junio de 2018 de <https://journal.universidadean.edu.co/index.php/Revistao/article/view/1245>

ANEXOS

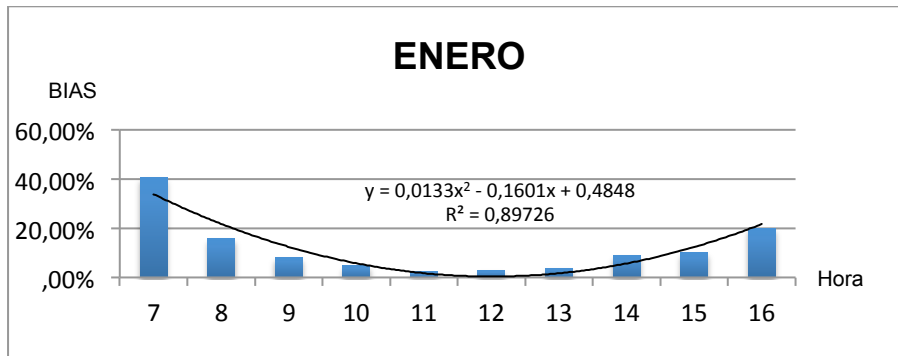
Anexo 1. Análisis horario REMMAQ-NREL.

MES	HORA	Wh/m ²		Error absoluto	Error Absoluto diario	BIAS
		Secretaria	NREL			
ENERO	6	10,32	8,25	-2,06		-20,0%
	7	115,66	162,39	46,72		40,4%
	8	327,37	379,57	52,19		15,9%
	9	527,04	570,16	43,12		8,2%
	10	675,47	708,07	32,60		4,8%
	11	719,73	735,94	16,20	441,45	2,3%
	12	668,46	687,17	18,72		2,8%
	13	632,38	655,77	23,39		3,7%
	14	554,77	604,36	49,60		8,9%
	15	421,33	464,00	42,67		10,1%
	16	237,74	285,42	47,68		20,1%
17	57,65	128,26	70,61		122,5%	
FEBRERO	6	8,53	0,00	-8,53		-100,0%
	7	94,57	126,52	31,96		33,8%
	8	279,70	332,06	52,37		18,7%
	9	500,83	532,58	31,75		6,3%
	10	634,60	655,37	20,77		3,3%
	11	673,17	671,41	-1,76	354,39	-0,3%
	12	647,10	633,91	-13,19		-2,0%
	13	592,31	601,30	8,99		1,5%
	14	514,11	554,45	40,34		7,8%
	15	390,09	446,47	56,37		14,5%
	16	227,20	286,12	58,92		25,9%
17	63,18	139,58	76,40		120,9%	
MARZO	6	12,05	8,47	-3,57		-29,7%
	7	121,60	157,88	36,28		29,8%
	8	332,18	387,85	55,67		16,8%
	9	540,53	571,76	31,22		5,8%
	10	673,58	703,13	29,54		4,4%
	11	695,66	662,89	-32,77	298,18	-4,7%
	12	633,72	595,66	-38,06		-6,0%
	13	552,55	581,13	28,58		5,2%
	14	476,11	509,55	33,44		7,0%
	15	358,79	397,76	38,97		10,9%
	16	208,08	253,39	45,31		21,8%
17	54,76	128,33	73,57		134,3%	
ABRIL	6	16,58	22,15	5,57		33,6%
	7	138,25	181,85	43,59		31,5%
	8	340,20	398,18	57,97		17,0%
	9	532,20	572,25	40,05		7,5%
	10	655,48	688,41	32,92		5,0%
	11	679,00	674,67	-4,33	380,17	-0,6%
	12	611,33	602,01	-9,32		-1,5%
	13	517,88	544,21	26,33		5,1%
	14	436,94	478,96	42,02		9,6%
	15	328,60	364,84	36,24		11,0%
	16	183,73	230,16	46,43		25,3%
17	37,80	100,46	62,66		165,8%	

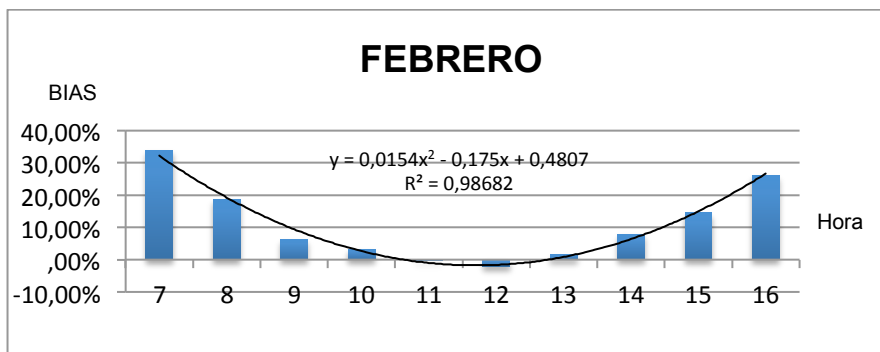
	6	22,15	30,13	7,97		36,0%
	7	158,59	202,35	43,76		27,6%
	8	365,68	421,57	55,89		15,3%
	9	554,26	599,25	44,99		8,1%
	10	676,07	711,08	35,01		5,2%
	11	697,76	720,69	22,93		3,3%
	12	634,28	650,68	16,40	420,17	2,6%
	13	549,83	574,05	24,22		4,4%
	14	463,17	493,34	30,17		6,5%
	15	337,58	385,17	47,60		14,1%
	16	184,29	220,24	35,94		19,5%
	17	36,39	91,68	55,29		151,9%
	6	20,52	24,60	4,09		19,9%
	7	155,00	201,33	46,33		29,9%
	8	361,73	417,24	55,50		15,3%
	9	547,84	593,10	45,27		8,3%
	10	675,25	703,44	28,19		4,2%
	11	708,85	724,27	15,42		2,2%
	12	640,12	641,11	0,99	439,70	0,2%
	13	558,40	593,15	34,74		6,2%
	14	469,69	510,31	40,62		8,6%
	15	353,96	401,27	47,31		13,4%
	16	204,83	263,77	58,94		28,8%
	17	49,57	111,88	62,31		125,7%
	6	16,22	15,44	-0,78		-4,8%
	7	151,57	196,49	44,92		29,6%
	8	362,10	426,64	64,54		17,8%
	9	557,83	605,99	48,16		8,6%
	10	697,01	731,87	34,86		5,0%
	11	729,25	748,42	19,17		2,6%
	12	687,62	687,75	0,14	510,66	0,0%
	13	584,22	611,43	27,20		4,7%
	14	479,22	550,33	71,11		14,8%
	15	370,52	429,69	59,17		16,0%
	16	220,47	293,73	73,27		33,2%
	17	61,74	130,66	68,92		111,6%
	6	19,68	20,11	0,43		2,2%
	7	173,87	218,64	44,77		25,8%
	8	411,34	457,97	46,63		11,3%
	9	627,78	665,66	37,89		6,0%
	10	760,21	779,75	19,54		2,6%
	11	764,95	769,71	4,76		0,6%
	12	694,45	691,62	-2,84	395,11	-0,4%
	13	605,34	626,65	21,31		3,5%
	14	506,65	557,64	50,98		10,1%
	15	376,67	425,04	48,38		12,8%
	16	222,34	283,10	60,76		27,3%
	17	62,98	125,47	62,49		99,2%

SEPTIEMBRE	6	32,33	42,75	10,42		32,2%
	7	220,41	260,21	39,80		18,1%
	8	465,13	505,45	40,32		8,7%
	9	671,41	700,15	28,73		4,3%
	10	792,89	812,92	20,03		2,5%
	11	799,22	786,83	-12,39	332,11	-1,6%
	12	719,40	694,74	-24,66		-3,4%
	13	608,54	622,18	13,63		2,2%
	14	487,77	532,99	45,21		9,3%
	15	355,72	405,13	49,42		13,9%
	16	195,07	258,72	63,65		32,6%
	17	41,51	99,46	57,95		139,6%
OCTUBRE	6	38,21	56,58	18,37		48,1%
	7	205,96	260,54	54,58		26,5%
	8	437,40	493,39	56,00		12,8%
	9	645,73	679,52	33,79		5,2%
	10	759,67	784,29	24,62		3,2%
	11	754,53	770,42	15,89	247,91	2,1%
	12	685,77	675,81	-9,95		-1,5%
	13	586,14	597,03	10,89		1,9%
	14	493,96	483,45	-10,52		-2,1%
	15	343,31	343,68	0,38		0,1%
	16	170,26	187,49	17,23		10,1%
	17	23,29	59,92	36,64		157,3%
NOVIEMBRE	6	34,22	55,14	20,91		61,1%
	7	188,72	242,59	53,86		28,5%
	8	420,19	481,07	60,88		14,5%
	9	623,62	656,76	33,14		5,3%
	10	734,13	753,44	19,30		2,6%
	11	711,91	720,99	9,09	315,24	1,3%
	12	638,97	666,32	27,35		4,3%
	13	579,28	603,97	24,69		4,3%
	14	484,28	496,88	12,60		2,6%
	15	357,77	345,06	-12,72		-3,6%
	16	168,56	193,82	25,26		15,0%
	17	23,07	63,96	40,88		177,2%
DICIEMBRE	6	19,27	31,26	11,98		62,2%
	7	144,86	197,51	52,65		36,3%
	8	354,54	417,84	63,30		17,9%
	9	562,26	603,94	41,68		7,4%
	10	700,98	723,11	22,13		3,2%
	11	720,13	721,00	0,87	255,58	0,1%
	12	656,80	660,19	3,39		0,5%
	13	608,22	611,34	3,12		0,5%
	14	511,95	497,02	-14,93		-2,9%
	15	365,92	372,88	6,96		1,9%
	16	201,54	219,73	18,19		9,0%
	17	41,71	87,94	46,23		110,8%

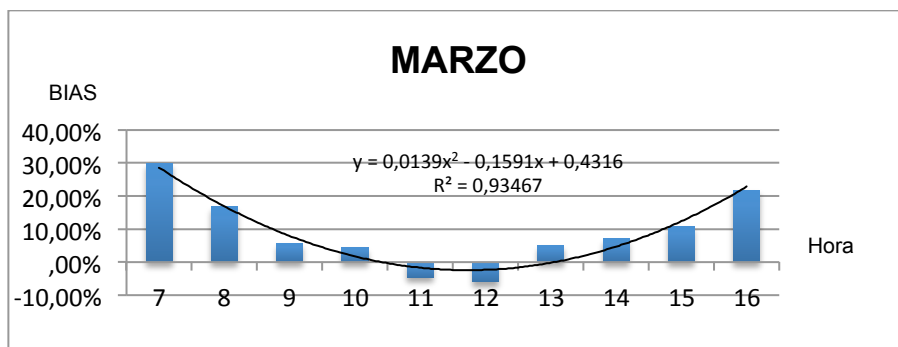
Anexo 2. Sesgo porcentual BIAS horario mes de enero.



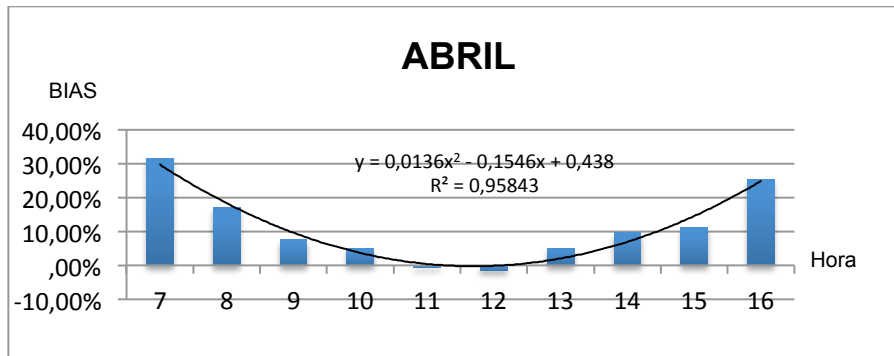
Anexo 3. Sesgo porcentual BIAS horario mes de febrero.



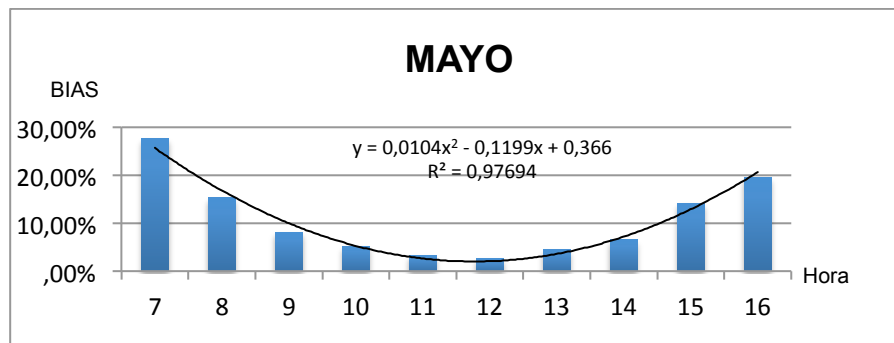
Anexo 4. Sesgo porcentual BIAS horario mes de marzo.



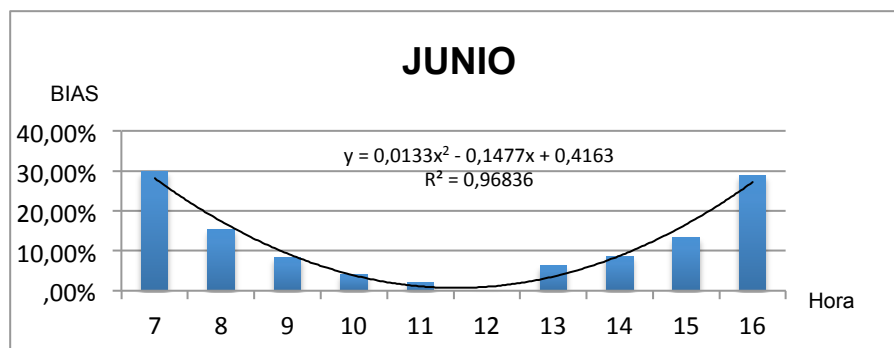
Anexo 5. Sesgo porcentual BIAS horario mes de abril.



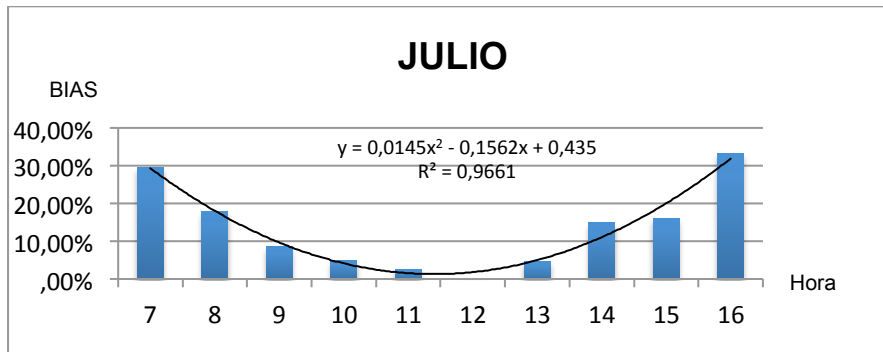
Anexo 6. Sesgo porcentual BIAS horario mes de mayo.



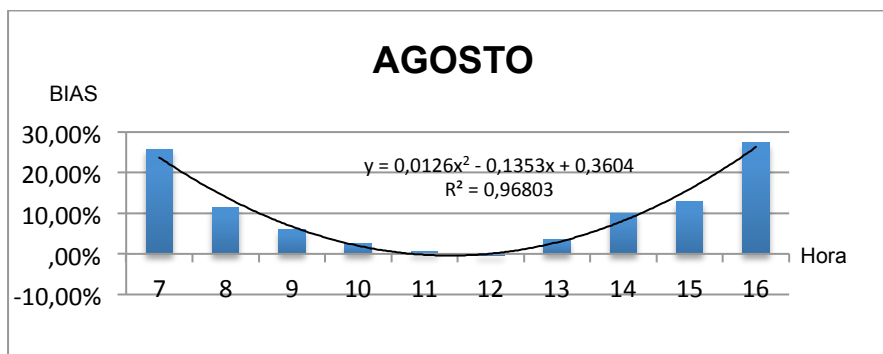
Anexo 7. Sesgo porcentual BIAS horario mes de junio.



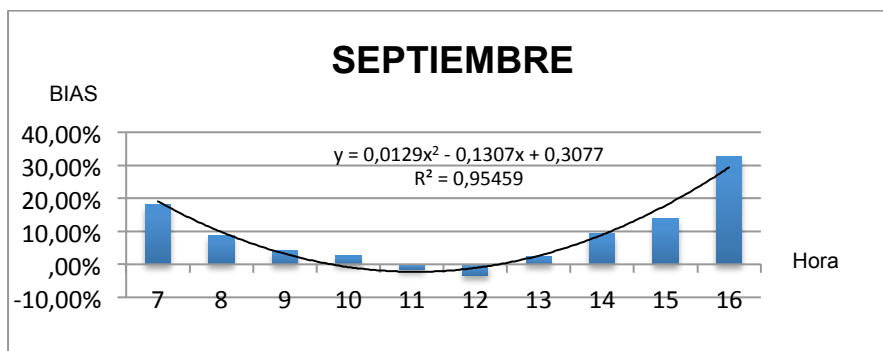
Anexo 8. Sesgo porcentual BIAS horario mes de julio.



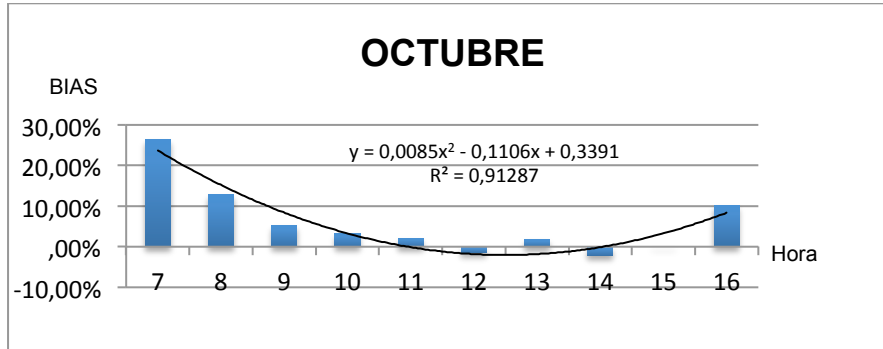
Anexo 9. Sesgo porcentual BIAS horario mes de agosto.



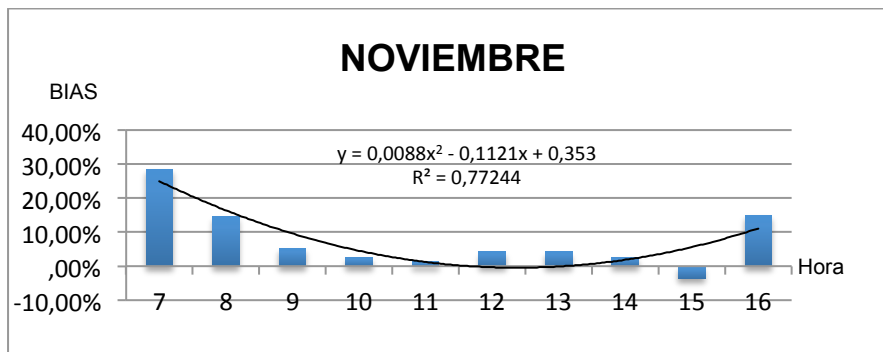
Anexo 10. Sesgo porcentual BIAS horario mes de septiembre.



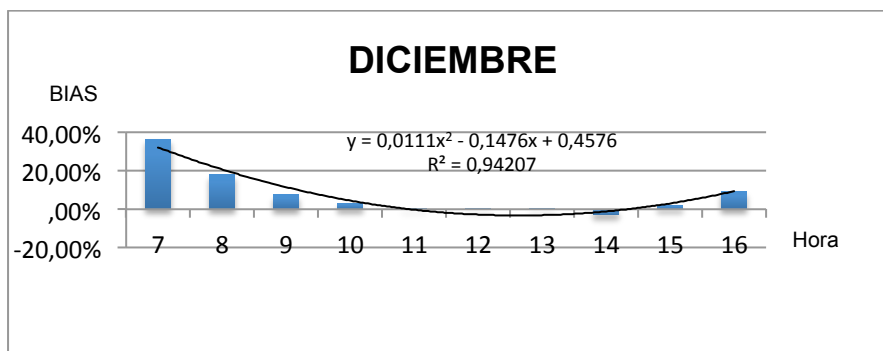
Anexo 11. Sesgo porcentual BIAS horario mes de octubre.



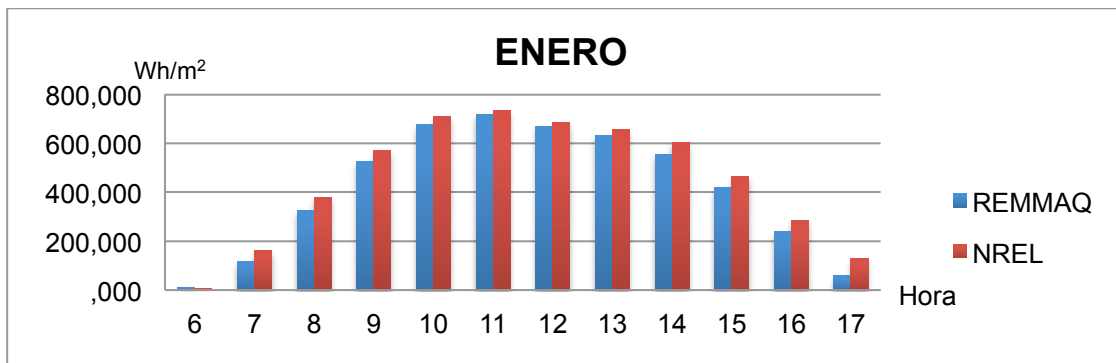
Anexo 12. Sesgo porcentual BIAS horario mes de noviembre.



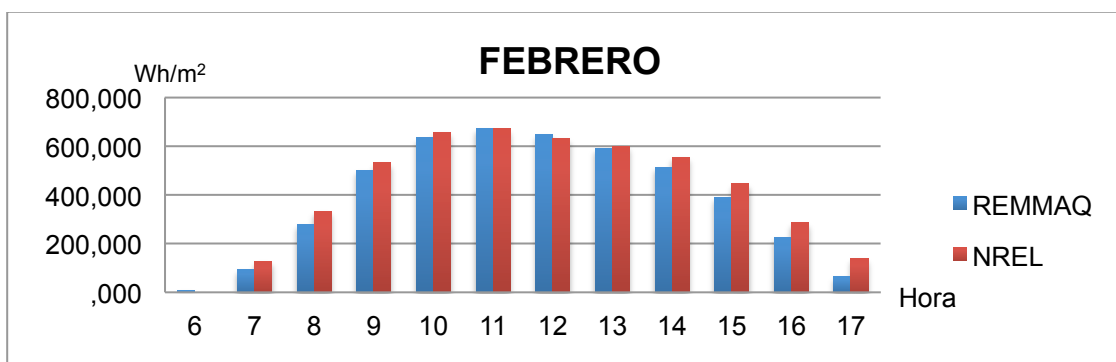
Anexo 13. Sesgo porcentual BIAS horario mes de diciembre.



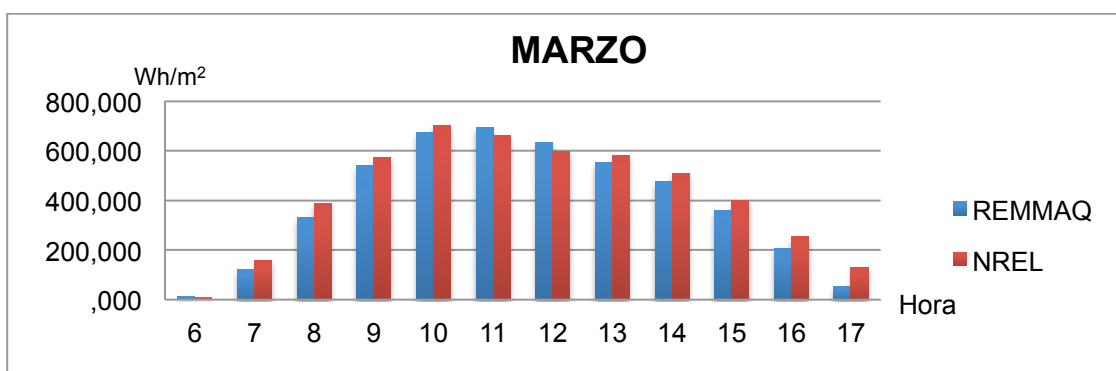
Anexo 14. Irradiancia horaria de un día promedio del mes de enero (Wh/m²).



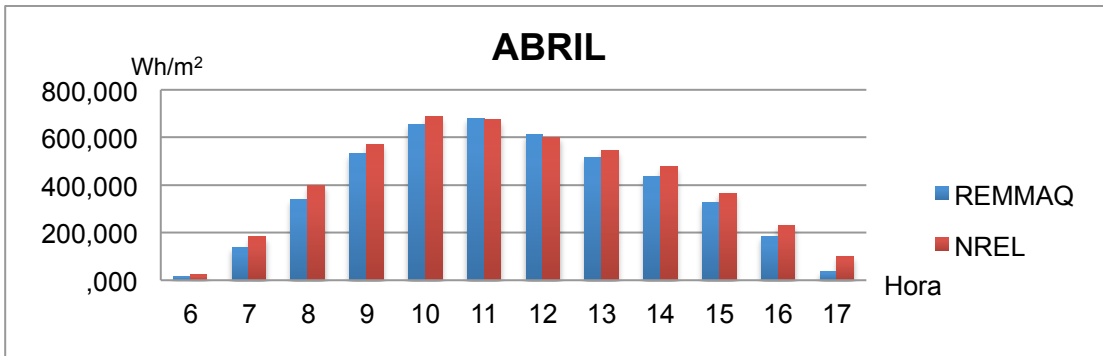
Anexo 15. Irradiancia horaria de un día promedio del mes de febrero (Wh/m²).



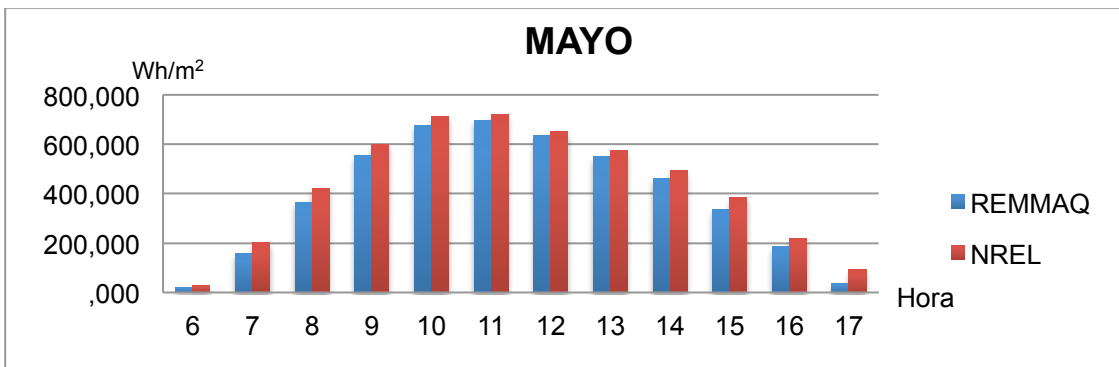
Anexo 16. Irradiancia horaria de un día promedio del mes de marzo (Wh/m²).



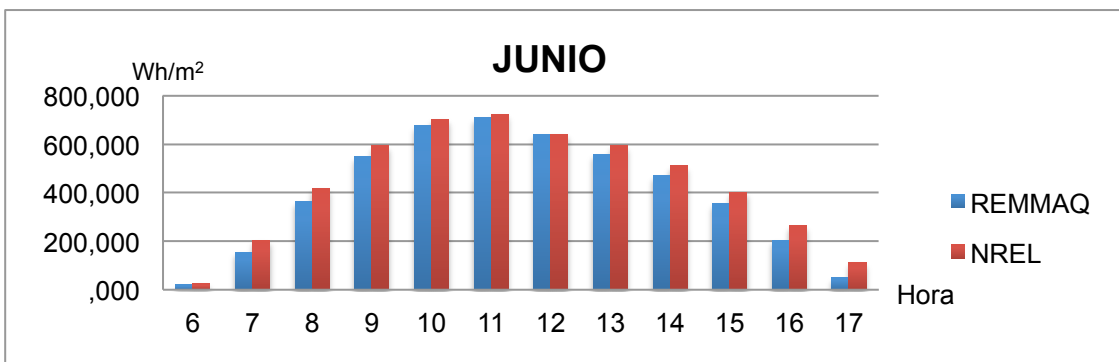
Anexo 17. Irradiancia horaria de un día promedio del mes de abril (Wh/m²).



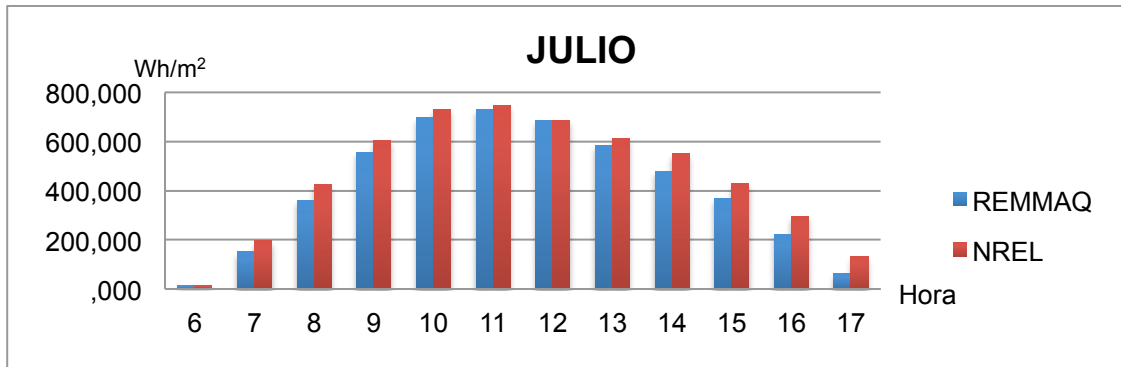
Anexo 18. Irradiancia horaria de un día promedio del mes de mayo (Wh/m²).



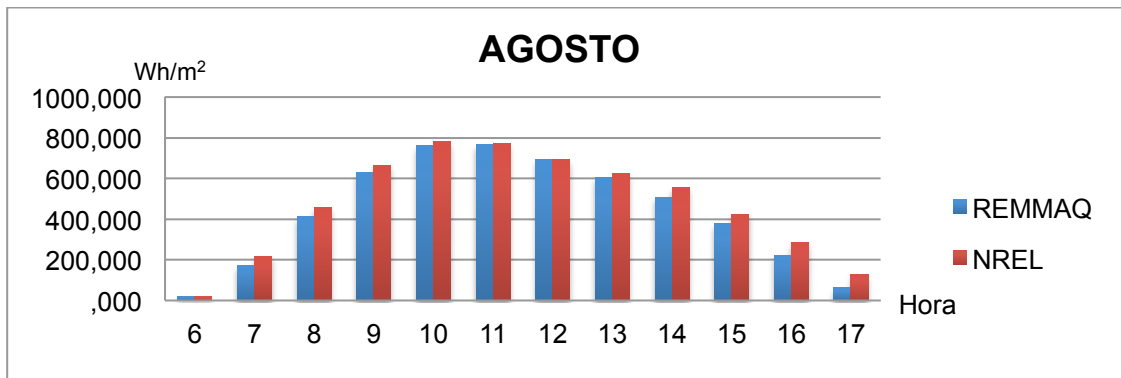
Anexo 19. Irradiancia horaria de un día promedio del mes de junio (Wh/m²).



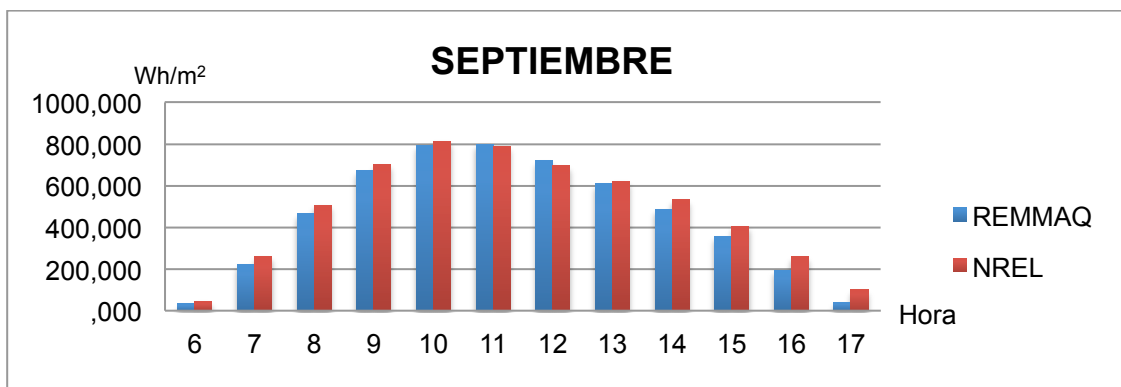
Anexo 20. Irradiancia horaria de un día promedio del mes de julio (Wh/m²).



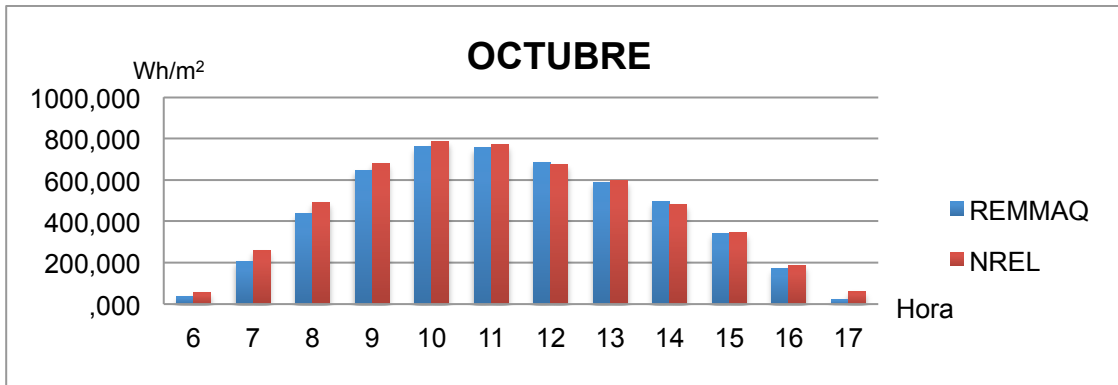
Anexo 21. Irradiancia horaria de un día promedio del mes de agosto (Wh/m²).



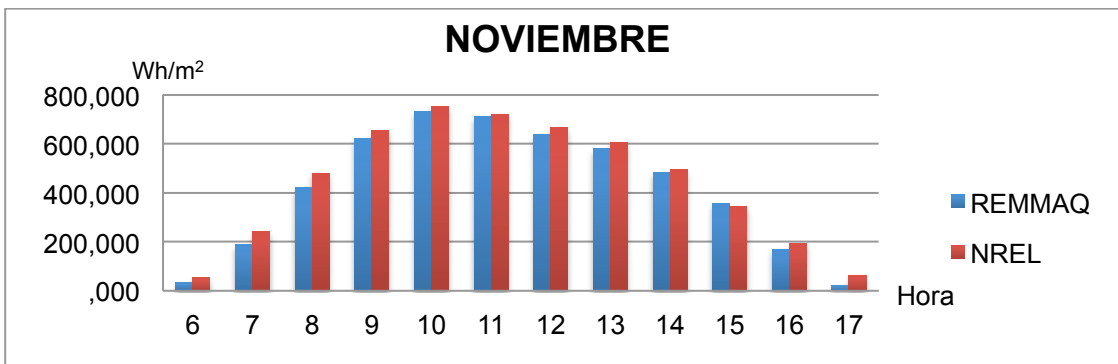
Anexo 22. Irradiancia horaria de un día promedio del mes de septiembre (Wh/m²).



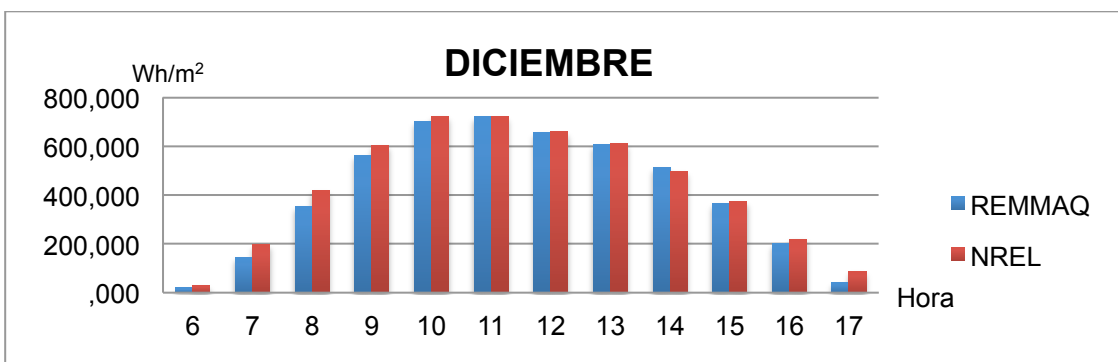
Anexo 23. Irradiancia horaria de un día promedio del mes de octubre (Wh/m²).



Anexo 24. Irradiancia horaria de un día promedio del mes de noviembre (Wh/m²).



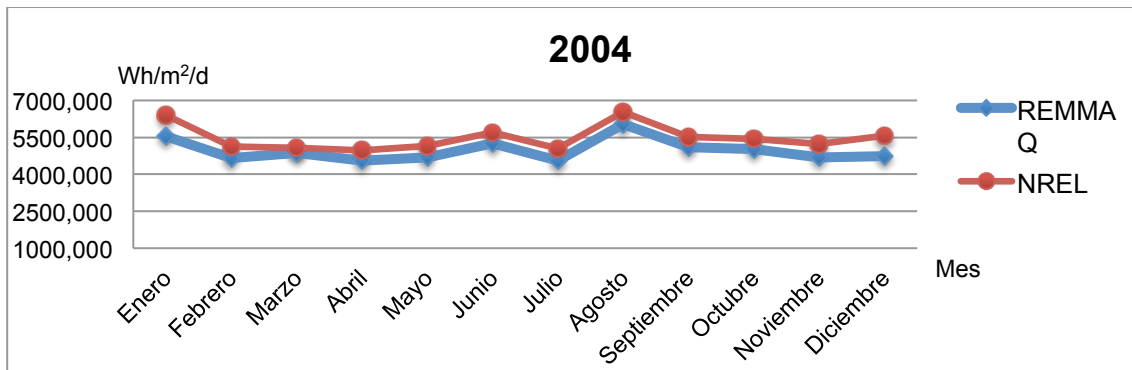
Anexo 25. Irradiancia horaria de un día promedio del mes de diciembre (Wh/m²).



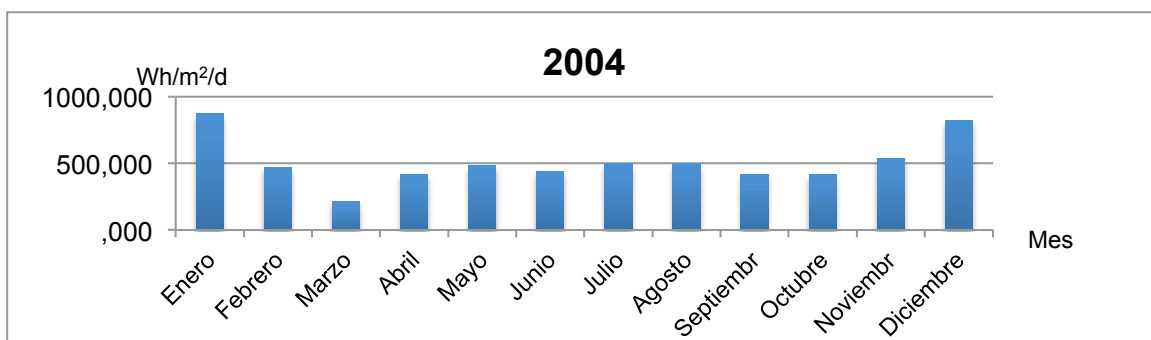
Anexo 26. Análisis mensual año 2004 REMMAQ-NREL (Wh/m²/d).

2004			
	REMMAQ	NREL	E. ABSOLUTO
Enero	5534,23	6405,49	871,26
Febrero	4651,24	5122,52	471,27
Marzo	4866,47	5078,98	212,51
Abril	4544,51	4961,69	417,18
Mayo	4674,06	5155,43	481,37
Junio	5259,45	5697,83	438,37
Julio	4556,41	5053,29	496,88
Agosto	6020,99	6516,48	495,49
Septiembre	5100,56	5519,47	418,91
Octubre	5030,41	5443,88	413,46
Noviembre	4691,60	5231,43	539,83
Diciembre	4744,28	5563,81	819,54
PROM	4972,85	5479,19	506,34
Pearson		0,94	

Anexo 27. Relación REMMAQ-NREL año 2004 (Wh/m²/d).



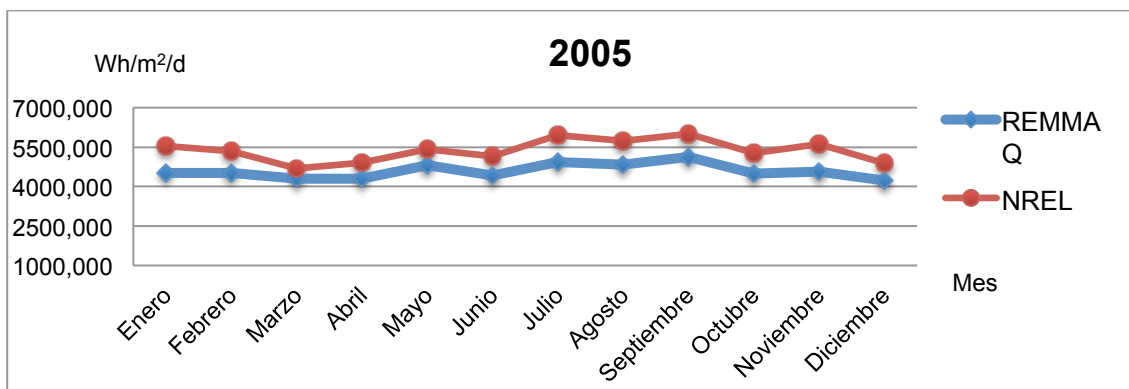
Anexo 28. Error Absoluto mensual año 2004 (Wh/m²/d).



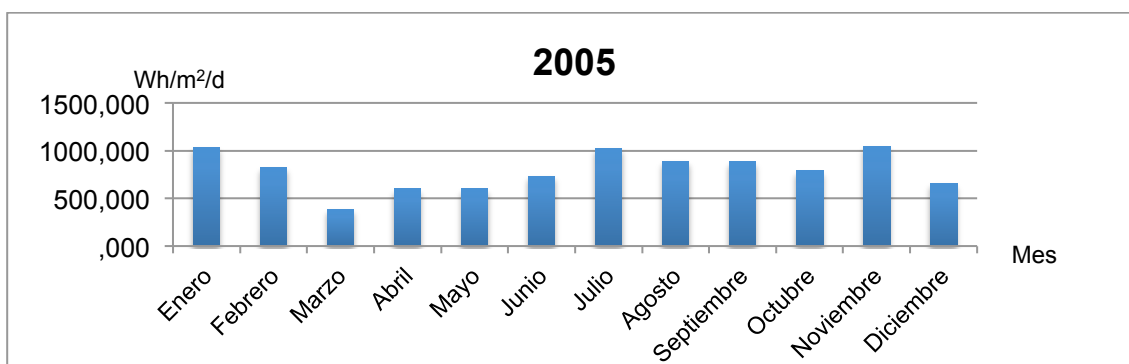
Anexo 29. Análisis mensual año 2005 REMMAQ-NREL (Wh/m²/d).

2005			
	REMMAQ	NREL	E. ABSOLUTO
Enero	4510,20	5546,60	1036,39
Febrero	4531,88	5351,50	819,62
Marzo	4301,54	4687,60	386,06
Abril	4304,84	4904,14	599,30
Mayo	4810,18	5412,21	602,03
Junio	4421,80	5153,07	731,27
Julio	4926,57	5950,43	1023,86
Agosto	4835,17	5725,27	890,10
Septiembre	5125,58	6010,55	884,97
Octubre	4491,44	5281,35	789,90
Noviembre	4570,22	5613,80	1043,58
Diciembre	4231,28	4890,42	659,14
PROM	4588,39	5377,24	788,85
Pearson		0,91	

Anexo 30. Relación REMMAQ-NREL año 2005 (Wh/m²/d).



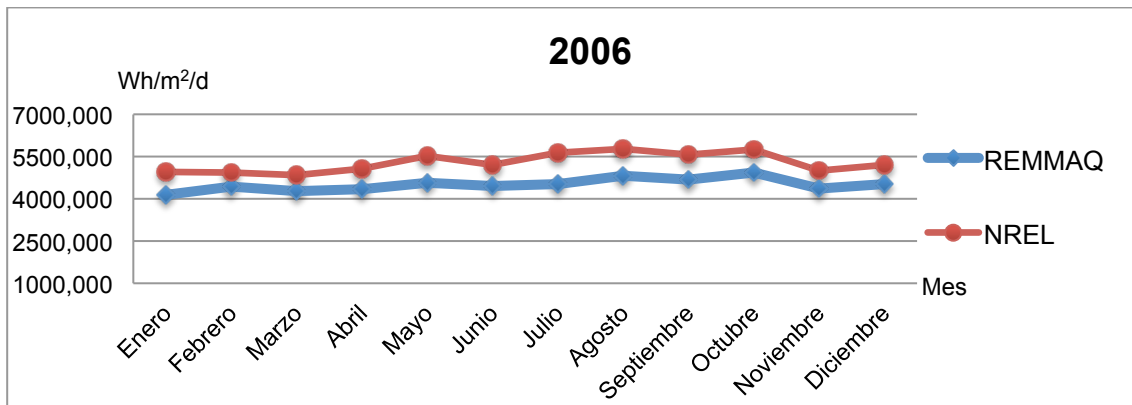
Anexo 31. Error Absoluto mensual año 2005 (Wh/m²/d).



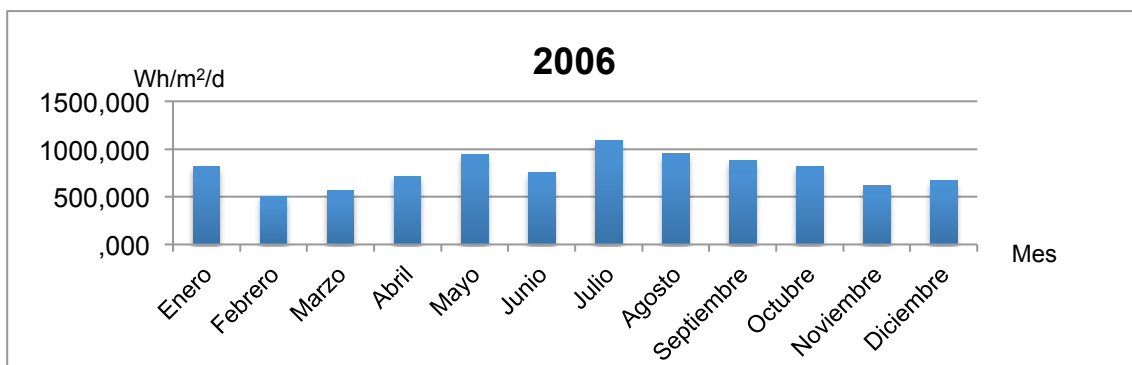
Anexo 32. Análisis mensual año 2006 REMMAQ-NREL (Wh/m²/d).

2006			
	REMMAQ	NREL	E. ABSOLUTO
Enero	4144,17	4964,27	820,11
Febrero	4443,87	4944,97	501,11
Marzo	4271,36	4836,01	564,65
Abril	4345,41	5062,49	717,08
Mayo	4573,39	5520,27	946,89
Junio	4454,61	5204,48	749,87
Julio	4536,73	5630,35	1093,61
Agosto	4821,34	5772,81	951,47
Septiembre	4685,35	5566,18	880,82
Octubre	4925,06	5746,54	821,48
Noviembre	4375,39	4996,12	620,72
Diciembre	4533,90	5200,21	666,31
PROM	4509,21	5287,06	777,84
Pearson		0,89	

Anexo 33. Relación REMMAQ-NREL año 2006 (Wh/m²/d).



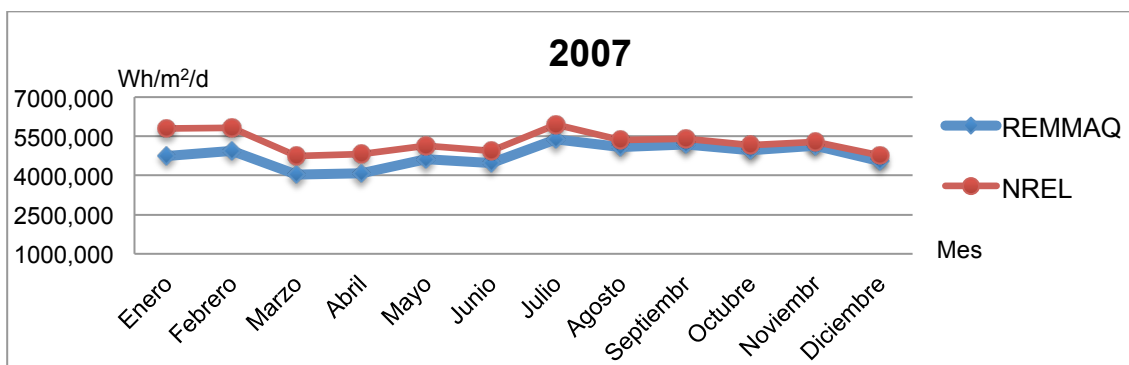
Anexo 34. Error Absoluto mensual año 2006 (Wh/m²/d).



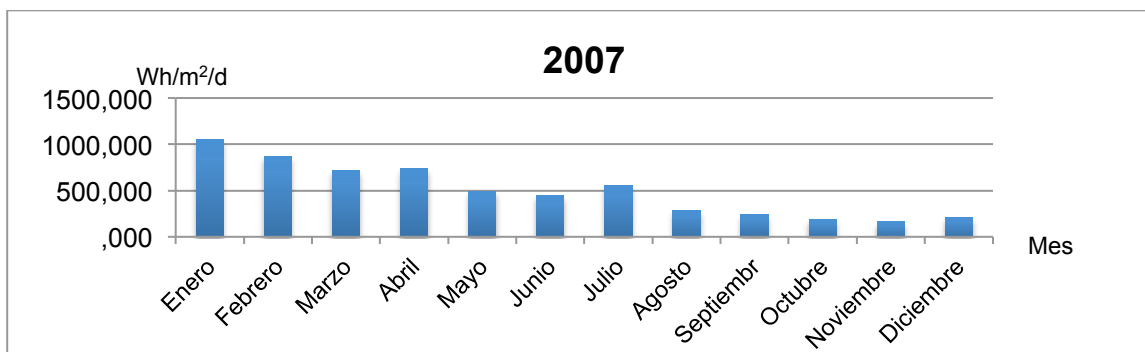
Anexo 35. Análisis mensual año 2007 REMMAQ-NREL (Wh/m²/d).

2007			
	REMMAQ	NREL	E. ABSOLUTO
Enero	4735,15	5788,94	1053,79
Febrero	4943,85	5816,63	872,77
Marzo	4024,66	4743,85	719,19
Abril	4078,40	4816,19	737,79
Mayo	4633,13	5123,77	490,65
Junio	4482,15	4931,28	449,14
Julio	5380,68	5939,37	558,69
Agosto	5081,00	5366,20	285,21
Septiembre	5172,46	5411,80	239,34
Octubre	4966,54	5152,98	186,44
Noviembre	5132,81	5292,99	160,18
Diciembre	4556,00	4763,03	207,03
PROM	4765,57	5262,25	496,68
Pearson		0,75	

Anexo 36. Relación REMMAQ-NREL año 2007 (Wh/m²/d).



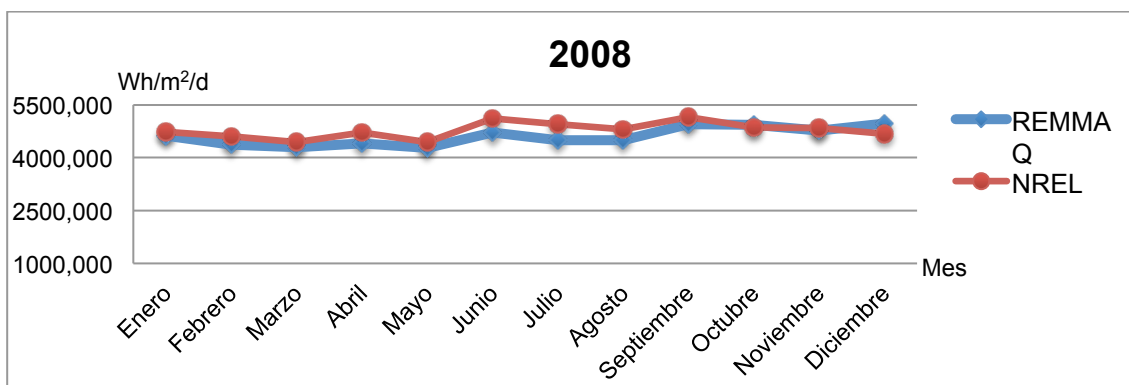
Anexo 37. Error Absoluto mensual año 2007 (Wh/m²/d).



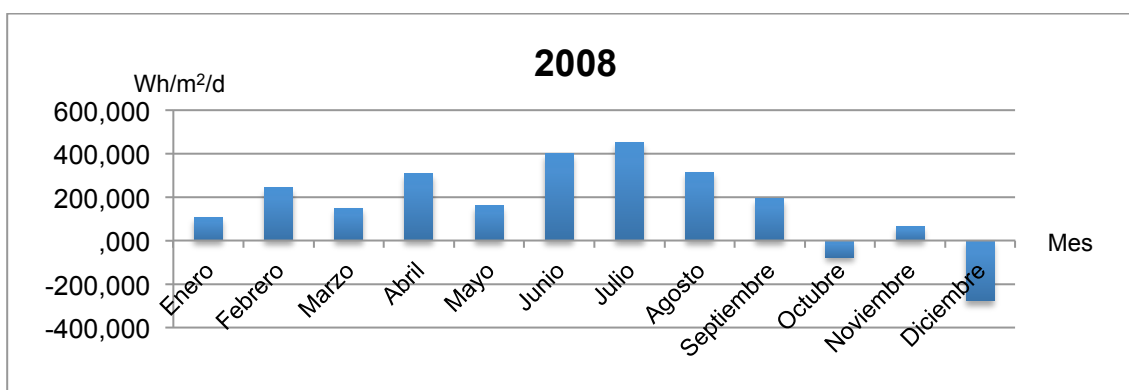
Anexo 38. Análisis mensual año 2008 REMMAQ-NREL (Wh/m²/d).

2008			
	REMAQ	NREL	E. ABSOLUTO
Enero	4627,86	4732,83	104,97
Febrero	4362,56	4604,26	241,70
Marzo	4296,32	4444,14	147,82
Abril	4411,03	4717,63	306,60
Mayo	4277,28	4436,58	159,30
Junio	4715,36	5113,27	397,90
Julio	4499,44	4951,52	452,08
Agosto	4498,90	4813,73	314,82
Septiembre	4955,31	5147,04	191,73
Octubre	4929,45	4853,60	-75,85
Noviembre	4777,81	4841,69	63,88
Diciembre	4962,21	4685,76	-276,45
PROM	4609,46	4778,50	169,04
Pearson		0,65	

Anexo 39. Relación REMMAQ-NREL año 2008 (Wh/m²/d).



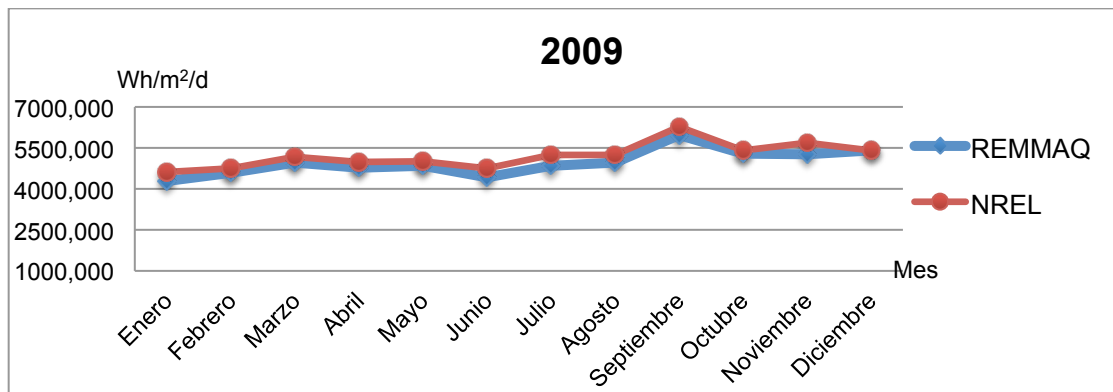
Anexo 40. Error Absoluto mensual año 2008 (Wh/m²/d).



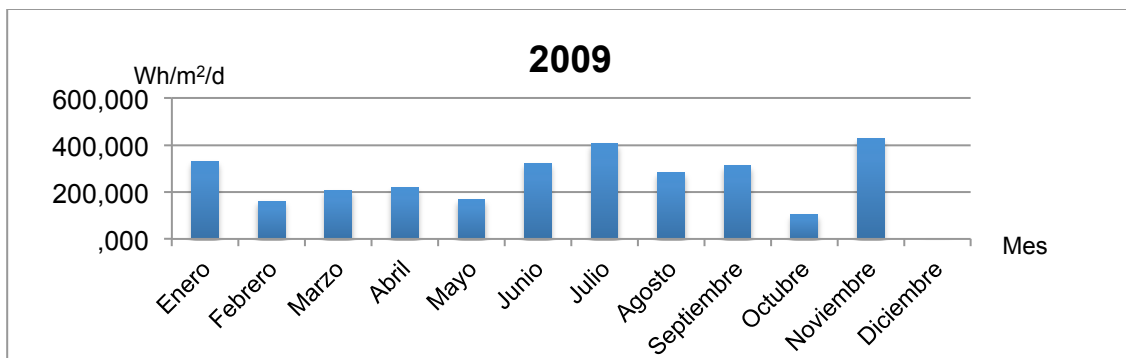
Anexo 41. Análisis mensual año 2009 REMMAQ-NREL (Wh/m²/d).

2009			
	REMMAQ	NREL	E. ABSOLUTO
Enero	4291,03	4621,12	330,09
Febrero	4586,99	4748,42	161,43
Marzo	4963,58	5170,34	206,76
Abril	4777,20	4996,50	219,30
Mayo	4844,76	5012,51	167,75
Junio	4436,94	4758,73	321,80
Julio	4848,71	5255,60	406,89
Agosto	4972,74	5255,44	282,69
Septiembre	5967,76	6279,08	311,31
Octubre	5300,81	5406,05	105,24
Noviembre	5267,51	5697,13	429,63
Diciembre	5420,99	5422,04	1,05
PROM	4973,25	5218,58	245,33
Pearson		0,96	

Anexo 42. Relación REMMAQ-NREL año 2009 (Wh/m²/d).



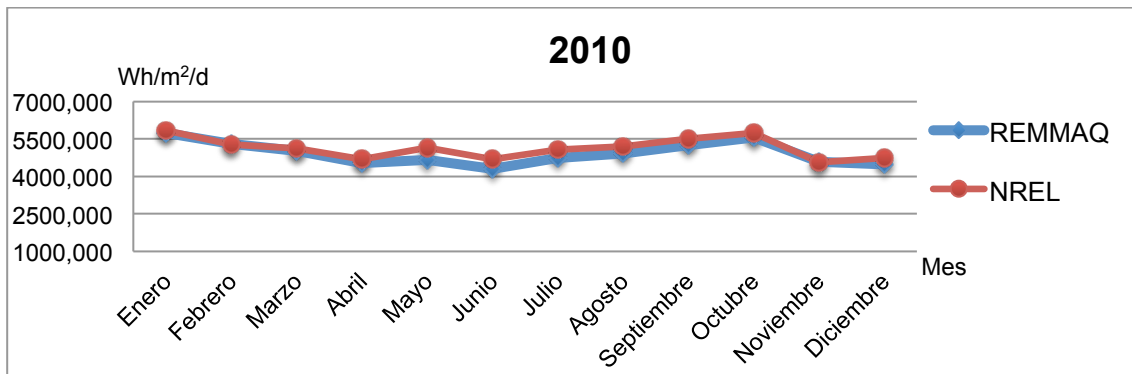
Anexo 43. Error Absoluto mensual año 2009 (Wh/m²/d).



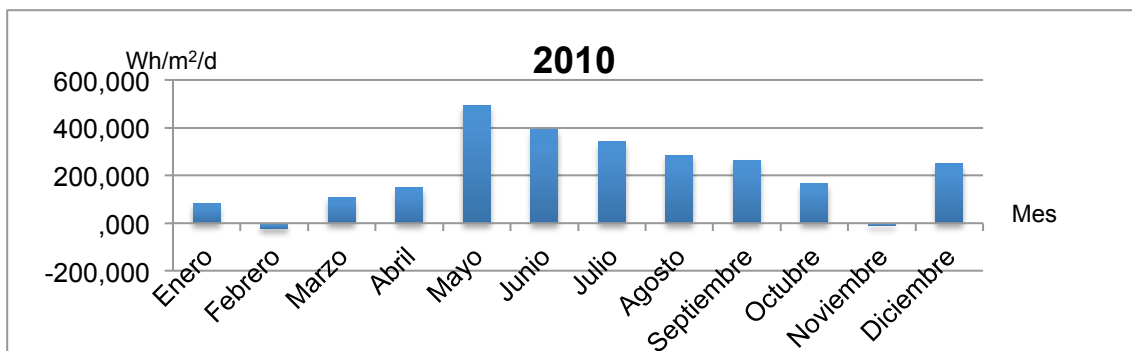
Anexo 44. Análisis mensual año 2010 REMMAQ-NREL (Wh/m²/d).

2010			
	REMMAQ	NREL	E. ABSOLUTO
Enero	5750,81	5831,77	80,96
Febrero	5294,81	5272,09	-22,72
Marzo	5020,75	5129,24	108,49
Abril	4531,01	4678,59	147,58
Mayo	4651,90	5144,25	492,35
Junio	4301,93	4694,52	392,59
Julio	4733,10	5074,83	341,73
Agosto	4910,82	5195,25	284,43
Septiembre	5255,92	5518,07	262,15
Octubre	5566,24	5730,52	164,28
Noviembre	4578,24	4568,63	-9,60
Diciembre	4481,29	4731,80	250,50
PROM	4923,07	5130,80	207,73
Pearson		0,94	

Anexo 45. Relación REMMAQ-NREL año 2010 (Wh/m²/d).



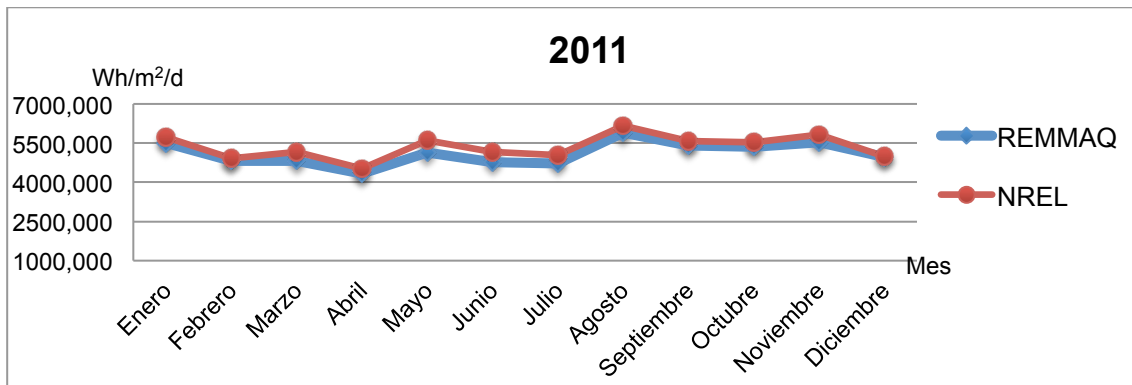
Anexo 46. Error Absoluto mensual año 2010 (Wh/m²/d).



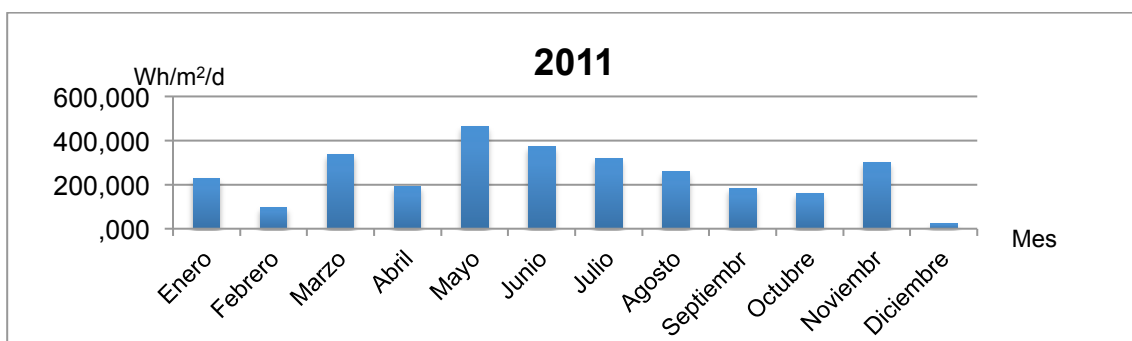
Anexo 47. Análisis mensual año 2011 REMMAQ-NREL (Wh/m²/d).

2011			
	REMMAQ	NREL	E. ABSOLUTO
Enero	5497,51	5727,06	229,56
Febrero	4810,07	4907,99	97,92
Marzo	4821,54	5157,99	336,45
Abril	4333,05	4524,55	191,50
Mayo	5133,61	5597,75	464,14
Junio	4778,77	5151,08	372,31
Julio	4713,19	5030,37	317,18
Agosto	5908,55	6167,53	258,99
Septiembre	5404,81	5587,47	182,66
Octubre	5363,38	5522,74	159,37
Noviembre	5522,24	5823,91	301,67
Diciembre	4962,90	4987,69	24,80
PROM	5104,13	5348,84	244,71
Pearson		0,96	

Anexo 48. Relación REMMAQ-NREL año 2011 (Wh/m²/d).



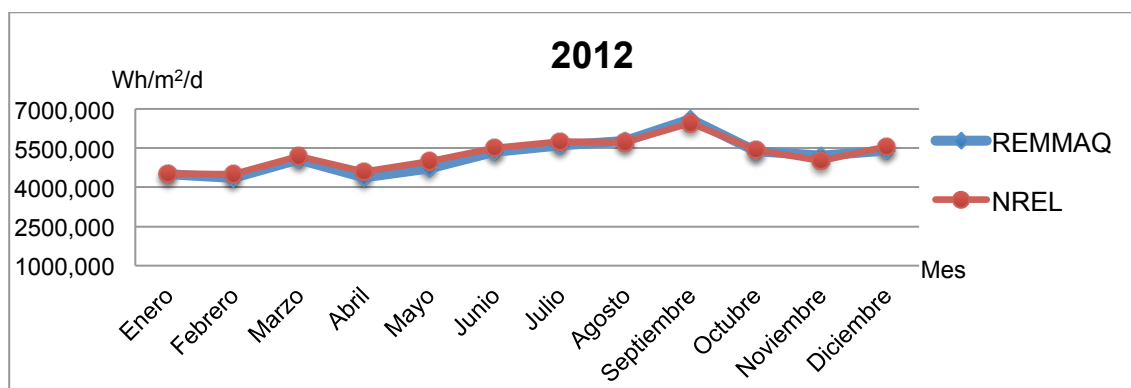
Anexo 49. Error Absoluto mensual año 2011 (Wh/m²/d).



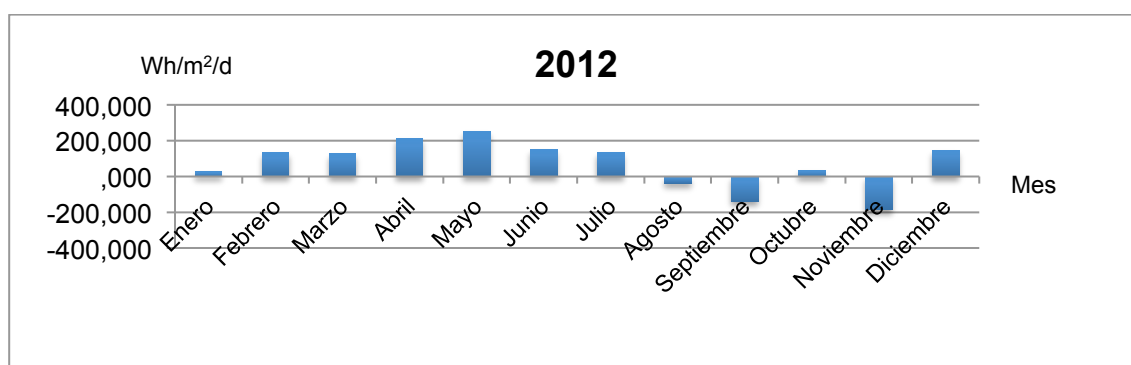
Anexo 50. Análisis mensual año 2012 REMMAQ-NREL (Wh/m²/d).

2012			
	REMMAQ	NREL	E. ABSOLUTO
Enero	4510,45	4537,75	27,30
Febrero	4360,04	4492,25	132,21
Marzo	5054,39	5180,94	126,55
Abril	4377,54	4592,64	215,11
Mayo	4727,62	4979,40	251,79
Junio	5360,87	5510,13	149,27
Julio	5608,89	5743,83	134,94
Agosto	5773,26	5736,65	-36,61
Septiembre	6603,63	6465,31	-138,32
Octubre	5392,37	5428,37	36,00
Noviembre	5200,60	5015,75	-184,85
Diciembre	5406,23	5552,65	146,42
PROM	5197,99	5269,64	71,65
Pearson		0,98	

Anexo 51. Relación REMMAQ-NREL año 2012 (Wh/m²/d).



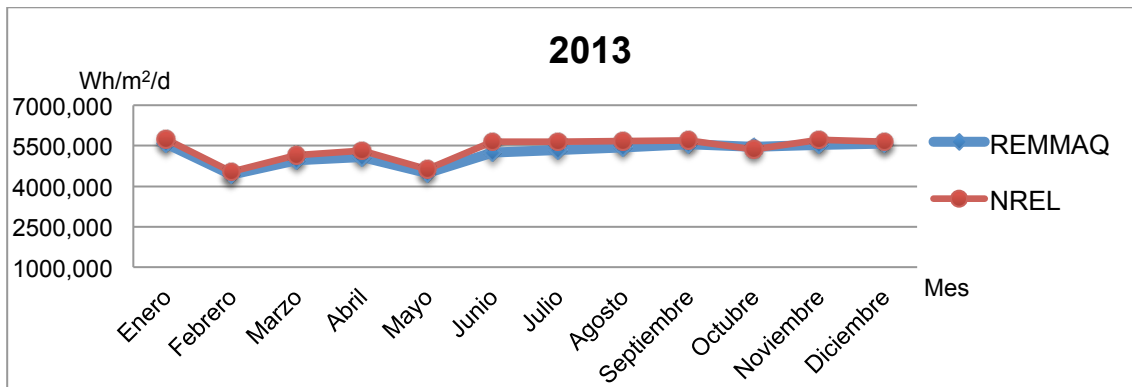
Anexo 52. Error Absoluto mensual año 2012 (Wh/m²/d).



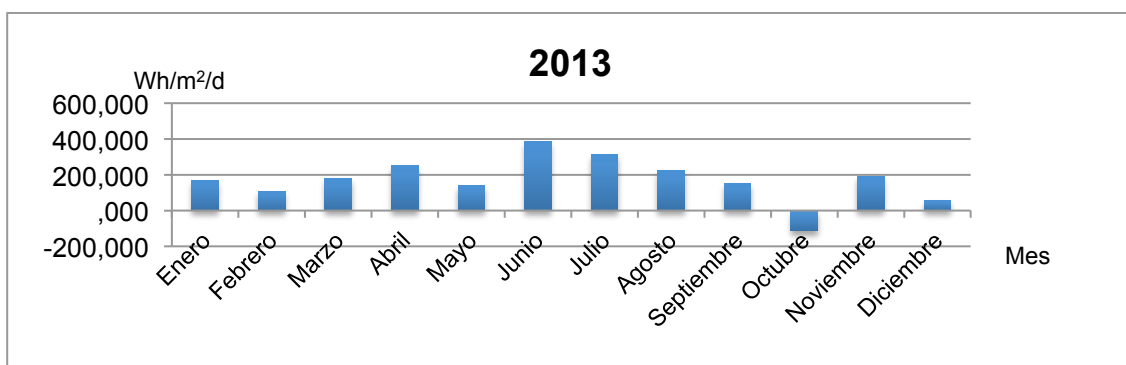
Anexo 53. Análisis mensual año 2013 REMMAQ-NREL (Wh/m²/d).

2013			
	REMMAQ	NREL	E. ABSOLUTO
Enero	5568,87	5737,89	169,02
Febrero	4427,65	4536,99	109,34
Marzo	4970,57	5148,85	178,28
Abril	5074,03	5327,01	252,97
Mayo	4480,98	4620,00	139,02
Junio	5253,74	5640,26	386,52
Julio	5339,43	5654,78	315,36
Agosto	5438,53	5664,35	225,82
Septiembre	5559,91	5710,33	150,42
Octubre	5468,91	5355,26	-113,65
Noviembre	5528,14	5718,33	190,19
Diciembre	5582,56	5640,12	57,56
PROM	5224,44	5396,18	171,74
Pearson		0,95	

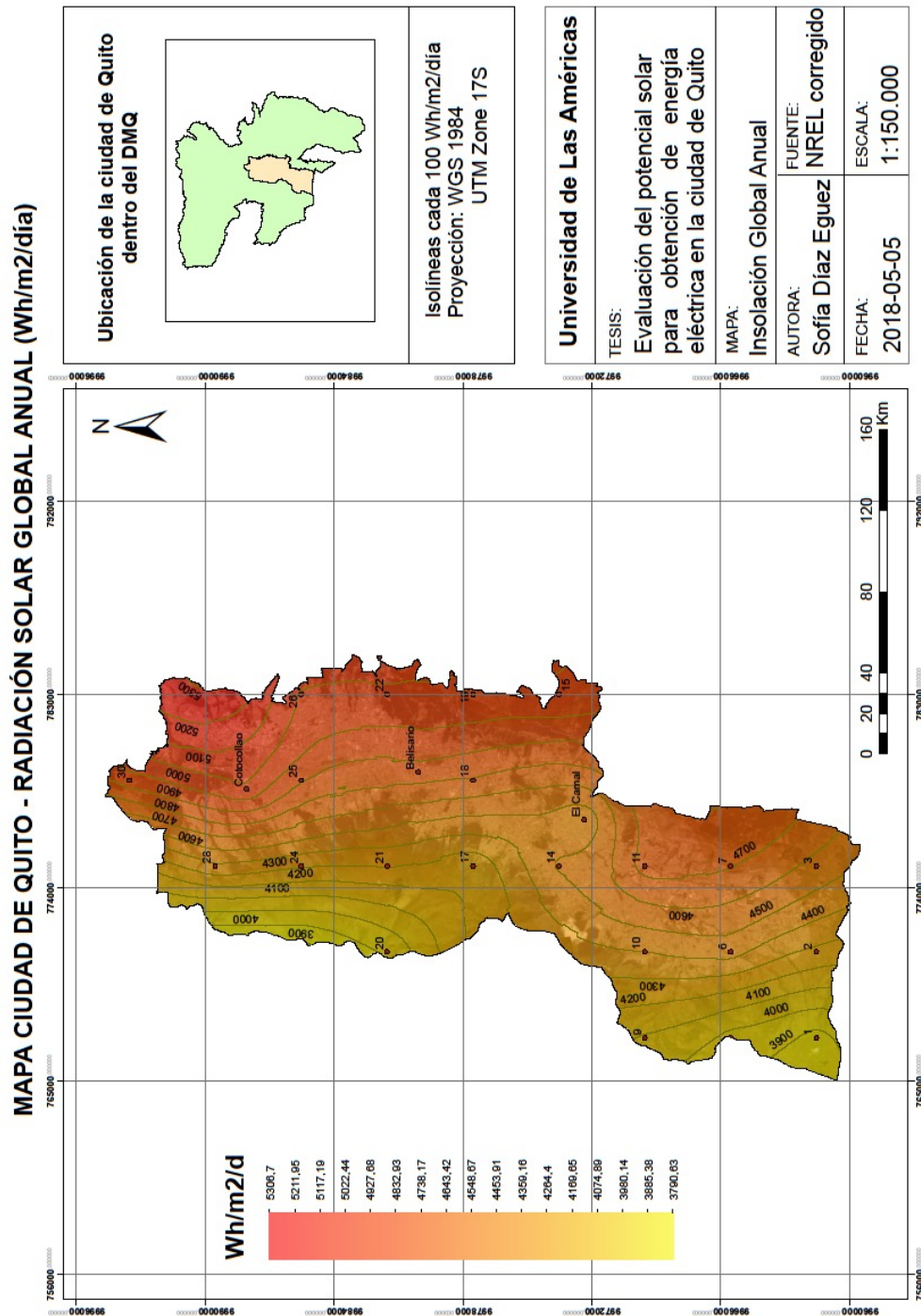
Anexo 54. Relación REMMAQ-NREL año 2013 (Wh/m²/d).



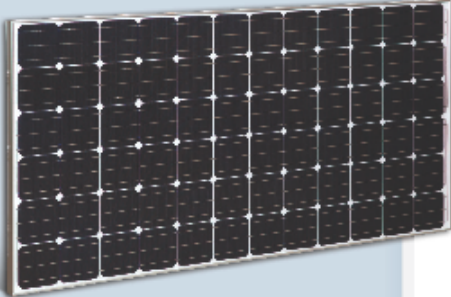

Anexo 55. Error Absoluto mensual año 2013 (Wh/m²/d).



Anexo 56. Mapa de radiación solar global anual para la Ciudad de Quito (Wh/m²/d).



Anexo 57. Ficha técnica panel solar Suniva (Suniva, 2017).




ENGINEERING EXCELLENCE

- Built exclusively with Suniva's premium ARTisun Select cells, providing one of the highest power outputs per square meter at an affordable price
- The leading US-born, US-operated crystalline silicon cell and module manufacturer, spun out of Georgia Tech's University Center of Excellence in Photovoltaics; one of only two such research centers in the U.S.
- Suniva's state-of-the-art manufacturing and module lab facilities feature the most advanced equipment and technology

QUALITY & RELIABILITY

- Suniva Optimus modules are manufactured and warranted to our specifications assuring consistent high performance and high quality.
- Rigorous in-house quality management tests beyond standard UL and IEC standards
- Performance longevity with advanced polymer backsheets
- UL1703 listed Type 2 PV module
- Passed the most stringent salt spray tests based on IEC 61701
- Passed enhanced stress tests¹ based on IEC 61215 conducted at Fraunhofer ISE²
- PAN files are independently validated

2016 GEORGIA Manufacturer of the Year




SUNIVA OPTIMUS® SERIES MONOCRYSTALLINE SOLAR MODULES

OPT SERIES: OPT 72 CELL MODULES (SILVER FRAME)





Optimus® modules are known for their superior quality and long-term reliability. These high-powered modules consist of Suniva's premium ARTisun® cell technology, designed and manufactured in the U.S.A. using our pioneering manufacturing processes. Suniva's high power-density Optimus modules provide excellent performance and value.

FEATURES

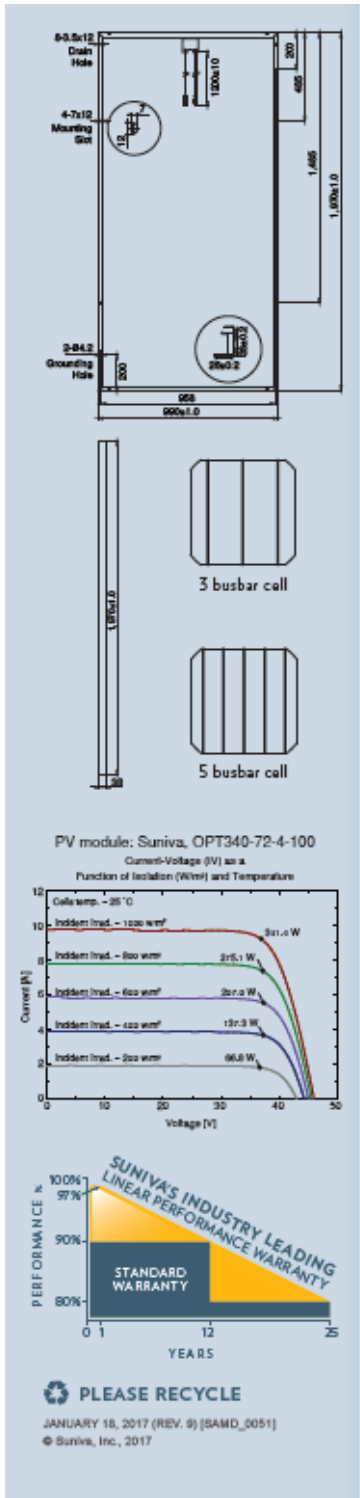
- 1 Utilizes our premier American-made cell technology, ARTisun Select®
- 2 Superior performance and reliability; enhanced stress tests conducted at Fraunhofer ISE
- 3 Module families ranging from 325-340W
- 4 Positive only power tolerance
- 5 Marine grade aluminum frame with hard anodized coating
- 6 Certified PID-free by PV Evolution Labs (PVEL)
- 7 BAA and TAA compliant
- 8 Qualifies for Ex-Im Financing
- 9 1000VDC UL
- 10 25 year linear power warranty; 10 year product warranty



CERTIFICATIONS



www.suniva.com



OPTIMUS SERIES: OPT 72 CELL MODULES

ELECTRICAL DATA (NOMINAL)

The rated power may only vary by $-0/+10W$ and all other electrical parameters by $\pm 5\%$

Module Type	OPT325-72-4-100	OPT330-72-4-100	OPT335-72-4-100	OPT340-72-4-100
Power Classification (Pmax)	325 W	330 W	335 W	340 W
Module Efficiency (%)	16.66%	16.92%	17.18%	17.43%
Voltage at Max. Power Point (Vmp)	37.5 V	37.6 V	37.7 V	37.8 V
Current at Max. Power Point (Imp)	8.67 A	8.78 A	8.89 A	8.99 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.8 V	45.9 V	45.9 V	46.0 V
Short Circuit Current (Isc)	9.42 A	9.54 A	9.66 A	9.78 A

The electrical data apply to standard test conditions (STC): irradiance of 1000 W/m² with AM 1.5 spectra at 25°C.

CHARACTERISTIC DATA

Type of Solar Cell	High-efficiency ARTisun Select cells, 3 and 5 busbar options available
Frame	Silver anodized aluminum alloy
Glass	Tempered (low-iron), anti-reflective coating
Junction Box	NEMA IP67 rated; 3 internal diodes
Cable & Connectors	12 AWG (4 mm ²) PV Wire with multiple connector options available; cable length 1200 mm +/-10mm including connector

MECHANICALS

Cells / Module	72 (6 x 12)
Module Dimensions	1970 x 990 mm (77.6 x 39 in.)
Module Thickness (Depth)	38 mm (1.5 in.)
Approximate Weight	23 kg (50.7 lbs.)

TEMPERATURE COEFFICIENTS

Voltage	β , Voc (%/°C)	-0.335
Current	α , Isc (%/°C)	+0.047
Power	γ , Pmax (%/°C)	-0.420
NOCT Avg	(+/- 2 °C)	46.0

LIMITS

Max. System Voltage	1000 VDC for IEC, 1000 VDC for UL
Max Series Fuse Rating	15 Amps
Operating Module Temperature	-40°C to +85°C (-40°F to +185°F)
Storm Resistance/Static Load	Tested to IEC 61215 for 5400Pa positive and 2400Pa negative loads; hail and wind resistant

Suniva® reserves the right to change the data at any time. View manual at suniva.com.

¹UV 90 kWh, TC 400, DH 2000. ²Tests were conducted on module type OPT 60 silver frame.

Please read installation manual before installing or working with module.

Product	Modules per pallet:	Modules per full 53 ft. truck load, double stacked
OPT - 72 cell	22	600

HEADQUARTERS
5785 Peachtree Industrial Blvd.,
Norcross, Georgia 30092 USA
Tel: +1 404 477 2700
www.suniva.com

Suniva
America's Leading Solar Manufacturer

