



UNIVERSIDAD
DE PIURA

FACULTAD DE INGENIERÍA

Evaluación de la probabilidad de excedencia P50 /P90 de la radiación solar en Piura con System Advisor Model (SAM)

Tesis para optar el Título de
Ingeniero Mecánico - Eléctrico

Sergio Ricardo Castro Borgo

Asesor:
Dr. Ing. Rodolfo Rodríguez Arisméndiz

Piura, enero de 2023

NOMBRE DEL TRABAJO

**Tesis Sergio Ricardo Castro Borgo final c
orreccion de turnitin.docx**

RECuento DE PALABRAS

14325 Words

RECuento DE CARACTERES

77104 Characters

RECuento DE PÁGINAS

83 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

6.8MB

FECHA DE ENTREGA

Jan 18, 2023 10:11 AM GMT-5

FECHA DEL INFORME

Jan 18, 2023 10:13 AM GMT-5**● 23% de similitud general**

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos

- 21% Base de datos de Internet
- 5% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de Crossref
- Base de datos de contenido publicado de Crossref
- 13% Base de datos de trabajos entregados

**Rodolfo Rodriguez**

A mi madre, quien me enseñó desde pequeño a ser constante y esforzarme por cumplir mis metas.

A mis hermanos y amigos, que siempre estuvieron para apoyarme y aconsejarme frente a las distintas adversidades.





Resumen

El presente trabajo de investigación titulado “Evaluación de la probabilidad de excedencia P50/P90 de la radiación solar en Piura con *System Advisor Model (SAM)*” ha permitido analizar la consistencia de los datos de radiación solar, entre el 2010 y 2019, medidos en la Estación Científica de la Universidad de Piura, utilizando la norma AENOR 500540S, para lograr el objetivo principal de la investigación: encontrar la probabilidad de excedencia del 50% y 90% (P50 y P90) para la ciudad de Piura, información del nivel de confianza que puede ser utilizada en futuros proyectos fotovoltaicos.

Debido la cantidad de datos de radiación, recogida cada 10 minutos durante diez años, se hizo uso de Excel y Matlab para determinar la consistencia de los datos; para ello se generaron códigos de programación que permitieron depurar la información de radiación solar y establecer el formato requerido por el simulador P50/P90 del software SAM. Un paso previo fue el cálculo de la radiación normal directa (del inglés *Direct Normal Irradiance: DNI*); para ello, se utilizó el modelo *Direct Insolation Solar Code (DISC)*, desarrollado por el Laboratorio de Energías Renovables de los Estados Unidos (*National Renewable Energy Laboratory: NREL*).

Con los datos depurados y definiendo los parámetros de entrada al programa como son la ubicación de la Estación Científica en coordenadas geográficas y el tipo de radiación a utilizar, se inicia el proceso de simulación, siguiendo los pasos que se detallan en la presente investigación. Finalmente, se obtuvieron las probabilidades de excedencia P50 y P90 de la zona de estudio; así, para una probabilidad de excedencia P50, en Piura se consigue una irradiancia horizontal global (GHI) de 2 058 750 Wh/m²/año; y para una probabilidad de excedencia P90 la irradiancia horizontal global (GHI) fue de 2 002 090 Wh/m²/año.



Tabla de contenido

Introducción.....	15
Capítulo 1 Importancia de la investigación	17
1.1 Planteamiento del problema.....	17
1.1.1 Caracterización del problema	17
1.2 Justificación del problema.....	18
1.3 Antecedentes de la investigación.....	18
1.4 Delimitación de la investigación.....	20
1.5 Objetivos de la investigación.....	20
1.5.1 Objetivo general.....	20
1.5.2 Objetivos específicos	20
1.6 Beneficios de la investigación	21
Capítulo 2 Marco teórico.....	23
2.1 Aspectos fundamentales de la radiación solar	23
2.2 Importancia del estudio de la radiación solar.....	24
2.3 Radiación solar	25
2.3.1 Magnitudes relativas a la radiación solar	25
2.3.2 Distribución espectral de la radiación solar.....	25
2.3.3 Medida de la radiación solar.....	26
2.4 Importancia del registro de la radiación solar	27
2.5 La constante solar.....	28
2.6 Radiación solar extraterrestre (dG).....	29
Capítulo 3 Validación de los datos de radiación solar	31
3.1 Método de recolección de los datos	31
3.2 Equipo registrador de datos	32

3.2.1 Sensor de radiación solar (piranómetro) para Davis Vantage Pro 2	32
3.2.2 Presentación de la información en la web	33
3.3 Estadística de la información	35
3.3.1 Estadística e incertidumbres	35
3.4 Validación de la coherencia temporal de los datos	36
3.5 Análisis de consistencia de los datos	39
3.6 Preparación de los datos de entrada al SAM	42
3.7 Confiabilidad del modelo SAM	46
3.8 Estadística de los datos en Matlab	46
3.8.1 Importar datos validados	46
3.8.2 Cálculo del promedio mensual	47
3.8.3 Cálculo del promedio multianual	48
Capítulo 4 Probabilidades de excedencia P50 /P90	49
4.1 Probabilidad de excedencia de la energía	49
4.2 El <i>System Advisor Model</i> (SAM)	50
4.3 Pasos a seguir para el cálculo de excedencia P50/P90 con SAM	52
Capítulo 5 Presentación de resultados	59
5.1 Variación estacional de la radiación en Piura	59
5.2 Variación máxima diaria de la radiación	60
5.3 Presentación de resultados de la probabilidad de excedencia P50/P90 con SAM	60
5.3.1 Probabilidad de excedencia de la Irradiancia horizontal global	62
5.4 Discusión de los resultados	64
Conclusiones	65
Recomendaciones	67
Referencias bibliográficas	69
Apéndices	73
Apéndice A. Distribución horaria multianual de la radiación solar por mes registradas en la estación meteorológica de la Universidad de Piura	75
Apéndice B. Variación de la distribución horaria multianual de la radiación solar	79
Apéndice C. Glosario	80
Apéndice D. Códigos de programación	81
Anexos	83

Anexo A. Ejemplos prácticos y acceso a la Norma AENOR (UNE 500540:2004).....	85
--	----





Lista de tablas

Tabla 1. Comparaciones básicas entre el sol y la tierra	23
Tabla 2. Límites físicos de variables meteorológicas según la norma UNE 500540	37
Tabla 3. Cálculo de la energía para diferentes probabilidades de excedencia.....	63





Lista de figuras

Figura 1. Energía radiada por el Sol y por la tierra	24
Figura 2. Espectro electromagnético de la radiación solar.	26
Figura 3. Pirheliómetro de primera clase.....	27
Figura 4. Representación de ángulos solares con respecto al hemisferio sur	29
Figura 5. Presentación de los datos de radiación solar.....	31
Figura 6. Estación meteorológica automática Davis	32
Figura 7. Sensor de radiación solar Vantage Pro-2	33
Figura 8. Portada de presentación de los datos de la Estación Científica en la página web de UDEP.....	34
Figura 9. Ubicación de datos faltantes	40
Figura 10. Comparación de datos de dos estaciones meteorológicas cercanas.....	41
Figura 11. Curva de radiación solar multianual semi horaria	42
Figura 12. Datos iniciales requeridos por el programa SAM.....	43
Figura 13. Programa <i>Disc Model</i>	43
Figura 14. Instrucciones del programa <i>DISC Model</i>	44
Figura 15. Presentación de los datos de <i>Disc Model</i>	45
Figura 16. Conversión de los datos de entrada para SAM	45
Figura 17. Escenarios de probabilidad de una distribución gaussiana	50
Figura 18. Ventana principal del SAM	51
Figura 19. Generación de series de tiempo de SAM	51
Figura 20. Pantalla de inicio de SAM	53
Figura 21. Opciones de energías renovables y de distribución.....	53
Figura 22. Descarga de los datos de radiación.....	54
Figura 23. Interface que inicia la simulación P50/P90	55
Figura 24. Opción para correr el programa de simulación y barra de búsqueda	55
Figura 25. Procesamiento de la data en SAM	56
Figura 26. Formato de archivo de datos	57
Figura 27. Parámetros de SAM.....	57
Figura 28. Distribución horaria mensual del promedio diario de la radiación solar a lo largo del año.....	59
Figura 29. Radiación promedio diaria multianual (periodo 2010-2019).....	60

Figura 30. Distribución anual de la energía solar (kWh) entre 2010 y 2019	61
Figura 31. Distribución anual corregida de la energía solar (kWh) entre 2010 y 2019	61
Figura 32. Distribución anual de la energía solar (kWh) entre 2014 y 2017 en la estación NRG	62
Figura 33. Probabilidad de excedencia de la Irradiancia horizontal global	63



Introducción

Los valores de la radiación solar se utilizan para estudiar la factibilidad de su transformación en otro tipo de energía y sus variaciones en el tiempo y en el espacio, para ello se requieren series periódicas que permitan establecer la climatología de la radiación en un determinado lugar, así como las variaciones interanuales, estacionales y diarias.

Como toda medición sistemática, la radiación solar está sujeta a errores y las incertidumbres en proyectos energéticos de corto plazo pueden ser asumidas partiendo de una base de datos confiable y un conocimiento del diseño de la ingeniería que permita un modelado óptimo del proyecto de energía solar. Si el proyecto es de largo plazo y tiene un horizonte de unos 20 años, se necesita caracterizar la incertidumbre en función de la variabilidad interanual del recurso solar, por lo que se recomienda pasar de P50 a P90. En ese sentido, se plantea este trabajo de investigación denominado “Evaluación de la probabilidad de excedencia P50/P90 de la radiación solar en Piura con *System Advisor Model (SAM)*”, el mismo que se desarrolla en cinco capítulos.

En el capítulo 1 se analiza el problema de la investigación iniciando por el planteamiento y la justificación del problema, además se presentan los antecedentes, la delimitación y los objetivos de la investigación, así como la descripción de los beneficios del tratamiento de los datos de radiación solar para la región y su tratamiento estadístico.

El capítulo 2, denominado “Marco Teórico”, se presentan los aspectos fundamentales del sol y algunos datos importantes para el estudio de la radiación solar. Luego se define radiación solar, su magnitud, distribución y las unidades de medición. Se hace hincapié en la importancia del registro de la radiación solar, incorporando el valor de la constante solar y el concepto de la radiación solar extraterrestre.

El capítulo 3 se ha dedicado a la validación de los datos de radiación solar, poniendo énfasis desde la recolección de los datos, los instrumentos de recolección y finalmente la estadística de los datos y su validación.

El capítulo 4 inicia con el concepto de la probabilidad de excedencia de la energía, específicamente las probabilidades P50 y P90, se introduce en el software *System Advisor*

Model (SAM), se muestra el lenguaje de programación y se describen los pasos a seguir para el cálculo de excedencia P50/P90 con SAM.

En el capítulo 5 se muestran los resultados de la investigación, se hace un análisis de la variación estacional de la radiación y la variación máxima diaria de la radiación. Se calcula la probabilidad de excedencia P50/P90 con SAM y se discuten dichos resultados.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones de la investigación.



Capítulo 1

Importancia de la investigación

1.1 Planteamiento del problema

La recolección, ordenamiento, procesamiento y análisis de los datos radiación solar en Piura es una tarea pendiente en la región. Solo en la Universidad de Piura se cuenta con dos estaciones climatológicas, una de ellas de larga serie de datos que permiten determinar la variabilidad estacional e interanual del parámetro; pero, además se puede evaluar la probabilidad de excedencia P50 /P90, necesaria para fines de explotación energética, considerando que en Piura se registran altas tasas de insolación diaria.

1.1.1 Caracterización del problema

Para Cariño y Medrano (2014), la radiación solar, como cualquier otro parámetro, por su forma de recolección de los datos, posee cierta incertidumbre y dado que este indicador es utilizado para proyectos energéticos, este recurso está directamente vinculado con el riesgo financiero; por ello, para mejorar la rentabilidad de dichos proyectos es necesario reducir al máximo la incertidumbre.

La incertidumbre está relacionada con predicción y surge por los errores de medición (dato mal leído) o por errores de desarrollo, estos últimos incorporan incertidumbres debido a las instalaciones de medición, como la calibración del instrumento, en el montaje, la selección del sitio, la inconsistencia de los datos, la superficie disponible, la topografía del terreno, etc.

Específicamente, las incertidumbres pueden surgir a consecuencia de una mala calibración de los instrumentos de medición, la variabilidad espacial y temporal, y el tiempo de monitoreo (Cariño & Medrano, 2014). De acuerdo con esto, es imprescindible incorporar en los proyectos energéticos un análisis de incertidumbre para financiar cualquier tipo de proyecto energético en la región Piura, porque es exigido por los actores financieros; además, porque el éxito de un proyecto de generación eléctrica está basado en la probabilidad de excedencia: P50, P75, P80 o P90, que se toman como referencia para calcular la producción de energía anual.

1.2 Justificación del problema

Piura tiene gran potencial para la generación de fuentes energéticas no convencionales, porque se cuenta con energía solar, eólica y biomasa, aunque solo se está aprovechando en mayor medida la energía eólica en la zona petrolera de la ciudad de Talara, donde se han instalado aerogeneradores debido a la intensidad de los vientos de superficie.

Dada su cercanía a la línea ecuatorial, Piura cuenta con 12 horas de luz al día la mayor parte del año; esta característica, sumada a la alta estabilidad atmosférica, permite recibir una mayor cantidad de radiación solar diaria que el resto del país. Aunque, excepcionalmente, durante el fenómeno de El Niño, esta condición de estabilidad desaparece y llueve por algunos meses durante el verano, reduciendo la captura de radiación solar.

Por otro lado, la Universidad de Piura es una gran fuente de información en términos meteorológicos, pues, desde 1994 se han recogido datos de la estación científica automática instalada en su campus. Esta estación, entre otras variables, mide radiación solar en kWh; con intervalos de 10 minutos; por ello, para conocer en detalle la potencialidad de esta información se plantea esta investigación, con el propósito de utilizar un software capaz de interpretar las probabilidades de excedencia P50 y P90 de la radiación solar medida en las estaciones automáticas de la Universidad de Piura (UDEP), aplicable a la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos y por ende a su rentabilidad, así como a la elaboración de escenarios que puedan ser requeridos para el financiamiento de proyectos fotovoltaicos a mediana y gran escala.

1.3 Antecedentes de la investigación

El cálculo de las probabilidades P50/P90 no es exclusiva de la radiación solar, también se puede encontrar en investigaciones relacionadas a la energía eólica que pueden hacer o no factible un proyecto energético con energías renovables.

Tras la búsqueda de la información bibliográfica, se ha encontrado los siguientes antecedentes:

Hrafinkelsson, Oddsson, & Unnthorsson (2016), investigaron un método para la estimación anual de la producción de energía usando una simulación Monte Carlo para velocidad del viento; ellos evaluaron el potencial de producción de energía eólica con el enfoque de Monte Carlo basado en datos históricos de viento.

La producción de energía anual (AEP del inglés *Annual Energy Production*) se simula transformando los datos de velocidad del viento simulados a través de la curva de potencia de la turbina eólica. Los valores de AEP simulados se comparan con los valores reales y con los AEP simulados en un enfoque de Weibull del sitio de Burfell en Islandia. La comparación revela que los AEP simulados de Monte Carlo tienen una distribución de acuerdo con el AEP real de dos turbinas eólicas de prueba en el sitio de Burfell, mientras que el AEP simulado del enfoque de Weibull es tal que el P50 y la escala es sustancialmente menor y el P90 es mayor.

Lunacek y otros (2018), en el artículo científico "*Understanding Biases in Pre-Construction Estimates*", evalúa la generación de energía previa a la construcción de un parque eólico (P50) basado en una metodología para medir la precisión de la predicción de P50, llamada *Historical Validation Survey* (HVS), para varios parques eólicos en los Estados Unidos. Los resultados obtenidos indican que existe un sesgo entre la energía predicha y la medida; en el caso más optimista, existe un sesgo general de -5,5% al estimar la generación de energía antes de la construcción.

Dobos, Kasberg y Gilman (2012) escribieron el artículo científico "Análisis WREF 2012: P50/P90 para los sistemas de energía solar usando el software SAM" donde aseguran la cuantificación del riesgo económico con la variabilidad interanual de la energía solar para desarrollar un proyecto de generación de energía solar. Según los autores, una forma de cuantificar este riesgo es calcular la probabilidad de excedencia de energía que podría producir un proyecto de este tipo; pero, para lograrlo es necesario contar con al menos diez años de registro de datos meteorológicos, solo así se podrán calcular las probabilidades P50 o P90, por ser las más representativas para el sector. Para calcular las probabilidades de excedencia P50 y P90, para proyectos de energía solar, el Laboratorio Nacional de Energía Renovable usa el modelo SAM.

Polo y Tapia (2016) analizaron la variación interanual de la irradiación solar y la producción a largo plazo de una planta solar, datos necesarios para evaluar la viabilidad financiera del proyecto. Para este tipo de evaluación se requiere el uso de probabilidades de excedencia P50, P90 o P95 las cuales han sido utilizadas internacionalmente de la mano del software SAM (System Advisor Model) de manera eficaz; pero, la estimación de estas variables necesita de una data de al menos 10 años.

Por otro lado, Röttingera, Remanna, Meyer y Telsnig (2014) presentan el artículo de investigación "*Calculation of CSP yields with probabilistic meteorological data sets: a case study in Brazil*" donde simulan el rendimiento anual medio utilizando datos de un año meteorológico típico (o TMY del inglés *Typical Meteorological Year*). En la práctica, el pronóstico del rendimiento de las plantas de energía solar térmica representa una probabilidad del 50% de excedencia (P50) de la irradiancia normal directa (DNI) en el área del proyecto. Una evaluación de riesgos más conservadora calcula el nivel de excedencia de rendimiento del 90% (P90) debido a la incertidumbre de la DNI a largo plazo causado por tamaño de la serie de datos y la variabilidad interanual. Un enfoque simple para calcular el rendimiento P90 es asumir una distribución normal para esta incertidumbre y una relación directa 1:1 de los promedios del DNI con los rendimientos. Sin embargo, dado que la relación del DNI con el rendimiento energético en realidad no es lineal, se calculan datos meteorológicos anuales (MY90), que representan promedios de DNI de P90 de los valores reales tal como se hace con el P50 TMY, pero existe el inconveniente de que son sintéticos, mientras que años reales de datos deberían conducir a rendimientos más realistas; por ello,

los autores proponen el uso de múltiples años de información meteorológica para incluir de manera realista la variabilidad anual del DNI, considerando que estos sigan una distribución normal con un ancho 1 sigma equivalente a la incertidumbre del conjunto de datos diagnosticada. Se asumieron varias incertidumbres entre el 3% y el 9%; por lo tanto, para una incertidumbre del 5% del conjunto de datos, el análisis de riesgo da como resultado un rendimiento P90 de un año 11,1% por debajo de P50, mientras que el uso de un conjunto de datos anuales MY90 da como resultado un rendimiento P90 9,7% por debajo de P50.

No se encontraron estudios similares en la región, porque la energía solar no se ha valorado como un bien ambiental que puede generar recursos económicos propios como es el canon energético. Las centrales construidas en el sur se han basado en estimaciones de radiación con relación a informes de empresas privadas, las cuales realizan modelamiento satelital con Solargis, un software de adquisición de datos de radiación solar para proyectos fotovoltaicos en varias regiones, siendo esta una solución complementaria para los informes de rendimiento solar (Solargis, 2021)

1.4 Delimitación de la investigación

Delimitación espacial: el presente trabajo de investigación está focalizado en la ciudad de Piura, específicamente en la estación científica automática ubicada en la Universidad de Piura, cuyas coordenadas son:

Latitud: 5°10'14" S

Longitud: 80°38'18" W

Altitud: 45 m

Delimitación temporal: se cuenta con 10 años de información de radiación solar, con registros los años 2010 al 2019, medida a intervalos de 30 minutos.

1.5 Objetivos de la investigación

1.5.1 Objetivo general

Evaluar las probabilidades de excedencia P50 /P90 de la radiación solar en Piura con System Advisor Model (SAM) obtenidas del procesamiento de los datos de la Estación Científica de la Universidad de Piura.

1.5.2 Objetivos específicos

- Analizar la consistencia de los datos de radiación solar.
- Introducir el uso de un software para tratamiento de datos de radiación solar: System Advisor Model (SAM).
- Evaluar las probabilidades de excedencia P50 /P90 de la radiación solar

1.6 Beneficios de la investigación

Esta investigación representa un gran aporte científico para la región porque se cuenta con los datos reales, tomados in situ, y con una frecuencia de 10 minutos. Esta big data permitirá realizar un análisis detallado de la radiación solar, pues además de encontrar su variabilidad estacional e interanual, se podrá desglosar en variaciones mensuales, semanales, diarias e incluso horarias. El análisis detallado de este trabajo de investigación servirá de base a estudios futuros.

Por otro lado, el uso de SAM (System Advisor Model) no solo facilitará la planificación de programas de investigación, también permitirá la evaluación y estimación económica de energía distribuida, proyectos de centrales de generación y de rendimiento, así como para la investigación científica.

La probabilidad de excedencia P50 /P90 de la radiación solar en Piura abrirá las puertas a nuevas investigaciones, porque se contará con una metodología confiable que puede ser replicada en otras regiones y con otras variables.





Capítulo 2

Marco teórico

2.1 Aspectos fundamentales de la radiación solar

El sol, es el responsable del sistema solar por acción de la fuerza gravitatoria entre él y los planetas que circulan a su alrededor. Contiene alrededor del 99,8% de la materia de este sistema (Astromía, 2020). Comparando el sol con la tierra se observan grandes diferencias, tal como se muestra en la tabla 1.

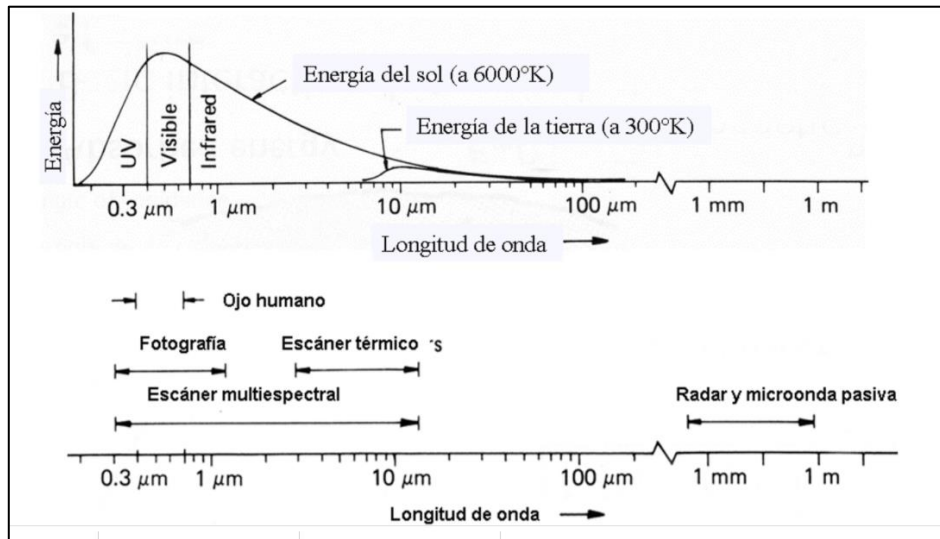
Tabla 1. Comparaciones básicas entre el sol y la tierra

CARACTERÍSTICAS GENERALES	El sol	La tierra
Radio ecuatorial	695.000 km.	6.378 km.
Tiempo de giro sobre su eje	de 25 a 36 días	23,93 horas
Comparación de masas	332.83	1
Temperatura superficial	6000 ° C	15 ° C
Gravedad	274 m/s ²	9,78m/s ²

Nota. El sol nuestra estrella (Astromía, 2020)

Según el IDEAM (2020), el sol posee radiación de onda corta y onda larga. La longitud de onda corta, entre 0,2 μm y 3,0 μm , se representa en el espectro ultravioleta, visible e infrarrojo, y la onda larga se encuentra entre 3,5 μm y 50 μm . El espectro ubicado entre 0,25 μm y 4,0 μm se utiliza en aplicaciones de celdas solares y en la fotosíntesis.

La región visible incluye los colores: violeta (420 nm), azul (480 nm), verde (520 nm), amarillo (570 nm), naranja (600 nm) y rojo (700 nm). La radiación ultravioleta tiene longitud de onda más corta, distribuyéndose de la siguiente forma: 7,2% al ultravioleta; 47,2% al visible y 45,6% al infrarrojo cercano.

Figura 1. Energía radiada por el Sol y por la tierra

Nota. Características de la radiación solar (IDEAM, 2020)

2.2 Importancia del estudio de la radiación solar

Para la Organización Meteorológica Mundial (OMM), las mediciones de radiación solar contribuyen a la toma de decisiones en el sector energético, pues sirve para la proyección de la producción de la energía que se pueda generar en determinada zona antes de invertir en proyectos de energía, pudiéndose calcular la cantidad de electricidad que va a producir una potencial planta de energía, dicha proyección debe incluir la cantidad de energía registrada en días soleados y nublados, en los cambios de estaciones, con días cortos en invierno o días largos en verano.

Para conseguir una alta confiabilidad de los datos de radiación solar es importante registrar datos por un largo periodo de tiempo, que puedan ser comparados con otras estaciones de medición y con instrumentos de precisión calibrados tal como lo recomienda la Organización Meteorológica Mundial (WMO, 2021).

La radiación solar tiene diversas aplicaciones, se utiliza como fuente alternativa de energía en ingeniería, arquitectura, agricultura, ganadería, salud humana y meteorología, ya sea para generar electricidad, diseñar y usar sistemas de calentamiento de agua, diseñar infraestructura, monitorear áreas de vegetación, secado de alimentos, monitoreo en la generación de manchas y cáncer de piel, evapotranspiración de plantas, evaporación en canales de irrigación, etc.

No se puede perder de vista la importancia del impacto de la variabilidad intra estacional e interanual de la radiación solar. Series largas de este parámetro permiten además evaluar su impacto como parte del calentamiento global a consecuencia del cambio climático.

2.3 Radiación solar

Según Romero, M. (2009), la radiación solar es la cantidad de energía que se recibe del sol en un tiempo determinado sobre en una superficie; su intensidad varía según su ubicación: altura (metros sobre el nivel del mar), latitud, fecha y hora del día, así como sus condiciones atmosféricas.

Al llegar a la tierra, la radiación solar se atenúa debido a la reflexión, absorción y difusión de los rayos solares por factores como la presencia de nubes, ozono, aerosoles, partículas en suspensión (Baselga, 2019).

2.3.1 Magnitudes relativas a la radiación solar

Las magnitudes que se utilizan para el diseño de las instalaciones fotovoltaicas son:

- Radiación solar difusa (I_D): aquella que se esparce a lo largo de la atmosfera terrestre.
- Radiación solar directa (I_B): aquella que viene directamente del sol.
- Radiación solar global (I_G): suma la radiación directa y difusa.
- Irradiación (G): en un plano, es energía incidente por unidad de superficie en un período de tiempo (kWh/m^2).
- Irradiancia (I): energía incidente por unidad de superficie (kW/m^2).

La radiación global se calcula según la ecuación 1

$$I_G = I_B \cos \theta_z + I_D \quad (kWh/m^2) \quad (1)$$

La radiación total (I_T) se presenta en la ecuación 2.

$$I_T = I_B \cos \theta + 1/2(1 + \cos \beta) I_D + \rho 1/2(1 - \cos \beta) I_G \quad (kWh/m^2) \quad (2)$$

Dónde:

ρ : es la reflectividad hemisférica total del suelo circundante y es adimensional;

β : ángulo de inclinación.

2.3.2 Distribución espectral de la radiación solar

Para Romero (2009), define radiación solar como “una corriente de energía que el sol irradia uniformemente en todas las direcciones del espacio en forma de ondas electromagnéticas”.

Las ondas electromagnéticas pueden propagarse sin un medio y son capaces de atravesar el espacio interplanetario e interestelar, poseen una longitud de onda (λ) y una frecuencia (μ) relacionados según la siguiente ecuación (IDEAM, 2020):

$$\lambda\mu = C \text{ (km/s)}$$

Donde:

λ = longitud de onda (nanómetros)

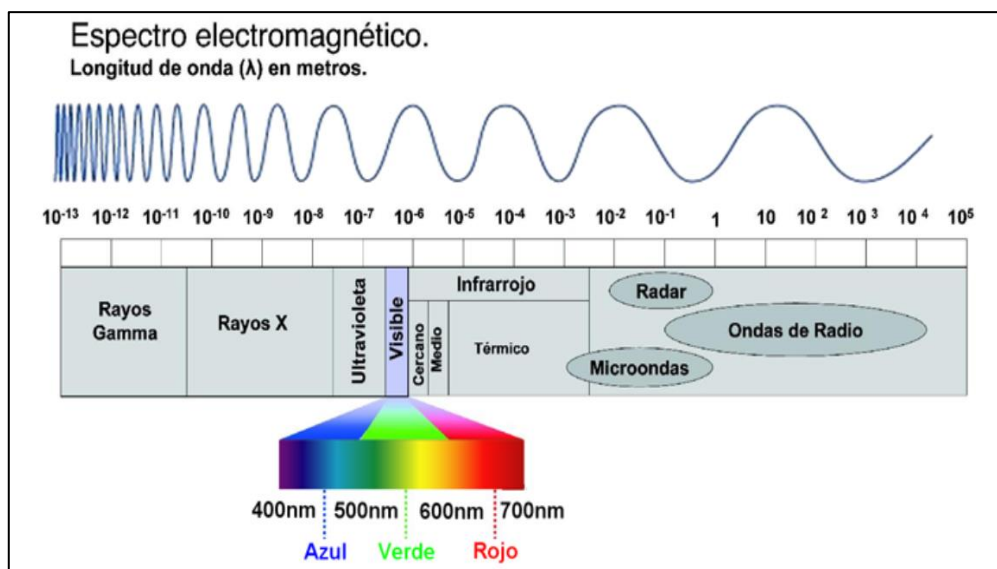
μ : frecuencia (hercios).

C es la velocidad de la luz.

Las ondas electromagnéticas viajan a una velocidad de $C=299,792 \text{ km/s}$.

En la figura 2 se puede observar el espectro electromagnético

Figura 2. Espectro electromagnético de la radiación solar.



Nota. Características de la radiación solar (IDEAM, 2020).

2.3.3 Medida de la radiación solar

Para medir la radiación solar directa procedente del sol se utiliza el pirheliómetro, para lo cual se toma una región anular de cielo cercana al sol en un ángulo de 2.5 grados. Este instrumento se instala en un mecanismo adecuado para el seguimiento del sol de manera que el sensor reciba el punto luminoso de forma perpendicular al haz solar (ver figura 3).

Figura 3. Pirheliómetro de primera clase

Nota. Agencia estatal de meteorología (Aemet, 2021)

Los radiómetros deben ser revisados y calibrados con un patrón de referencia cada cinco años, para ello existe una red de centros radiométricos nacionales encargados de tener la documentación técnica al día y de recoger y almacenar los datos de las estaciones de la red, asegurando su exactitud y fiabilidad (Aemet, 2021). En el Perú, el SENAMHI es el ente encargado de la calibración de los pirheliómetros a nivel nacional.

2.4 Importancia del registro de la radiación solar

La importancia del registro de radiación solar radica en el análisis de las transformaciones de la energía que suceden en la troposfera, su distribución temporal y espacial en el globo terráqueo, las variaciones de la radiación incidente, reflejada y total; sus aplicaciones en las ciencias de la salud, en meteorología, agrometeorología, hidrología, climatología y diversas áreas de las ciencias (Aemet, 2021).

Muchos de los proyectos de energía solar que involucran un alto costo de inversión en personal y equipos se hacen con información de radiación proveniente de mapas solares que no son muy confiables por su poca resolución y no contar con las condiciones ambientales y atmosféricas locales, repercutiendo en la producción de energía y el rendimiento de la inversión. Según Asmae et al. (2021) Los datos de radiación local adquiridos por instrumentos de medición en campo son mucho más precisos que los mapas solares generados por simulación (2% vs 5-15%). Para asegurar el éxito de la inversión de este tipo de proyectos es importante contar con un registro permanente de radiación solar, además de asegurar su calidad, con mediciones hechas sobre el terreno donde se proyecta el estudio, de forma que se reduzcan las incertidumbres en torno a la producción de energía.

Dado el avance tecnológico, hoy en día la producción de energía se evalúa en función de la calidad de los datos de radiación solar, los mismos que pueden ser validados con los datos medidos desde el satélite o usando los modernos modelos de predicción solar. Además,

se busca que la incertidumbre de los datos de radiación esté entre 1% o el 2% para predicciones más confiables de producción de energía, por ello existe una mayor demanda de instrumentos de medición (piranómetros y pirheliómetros) de mejor calidad, con certificación ISO y trazabilidad a patrones del Centro Radiométrico Mundial (KippZonen, 2015).

Hoy en día, los proyectos de inversión en energía solar hacen sus estimaciones de producción de energía en base las probabilidades de excedencia, siendo usual calcular P50 y P90: si el valor de P90 se aleja mucho de su valor medio P50 significa que existe una alta variabilidad entre los valores de radiación solar para el área en estudio y por ende en el nivel de producción de energía. La probabilidad de excedencia o nivel de confianza de la producción real de energía para un proyecto, basado en la incertidumbre de la producción de la energía, se verá con mayor detalle en el capítulo cuatro.

2.5 La constante solar

La constante solar (I_{cs}) se define como la irradiancia solar sobre una superficie plana normal al vector de la posición del sol ubicada en el límite superior de la atmósfera terrestre y tiene un valor de $1,36 \text{ kW/m}^2$. Sin embargo, debido a la excentricidad de la órbita terrestre, el valor medio de la constante solar es considerada $1\,372 \pm 3,3 \text{ W/m}^2$ (Romero, 2009).

Su dependencia con el día del año viene dada por la ecuación 3.

$$I_{cs} = 1372(1 + 0,33 \cos(2\pi n/365,25)) \text{ kW/m}^2 \quad (3)$$

Siendo n el día juliano

La energía del sol se distribuye de forma diferente alrededor del globo terráqueo, por ejemplo, en los polos se recibe menor radiación y en los trópicos es mayor porque los rayos del sol llegan con mayor intensidad, debido al grado de inclinación del planeta tierra respecto del suelo (23,5 grados). La intensidad de la radiación es máxima en aquellos lugares donde los rayos del sol caen perpendiculares a la superficie, a diferencia de los polos donde los rayos poseen un ángulo de incidencia más oblicuo y su intensidad es menor; por esta razón, los mayores valores de radiación se observan en latitudes extra tropicales, arriba y abajo de los trópicos de Cáncer y Capricornio, no en el Ecuador como se suele pensar (Romero, 2009).

Un aspecto relevante a momento de calcular radiación solar es la cobertura de nubes, eventos atípicos pueden influir en la extrapolación de datos al momento de calcular la energía potencial de un determinado punto de la superficie terrestre, este es el caso del fenómeno El Niño o el mismo cambio climático que está cambiando los patrones de precipitación asociadas a la cobertura de nubes, afectando el paso de los rayos solares.

2.6 Radiación solar extraterrestre (dG)

Es aquella radiación que se encuentra encima de la atmósfera terrestre. Varía espacial y temporalmente según la posición de un punto en particular sobre la tierra y la posición de esta respecto del sol (Plasencia, Matos, Posadas, & Cabrera, 2007).

La energía solar extraterrestre por unidad de área en un instante de tiempo se puede escribirse según la ecuación 4.

$$dG = I_{cs} \varepsilon \cos\theta_z dt \text{ (kWh/m}^2\text{)} \quad (4)$$

Donde:

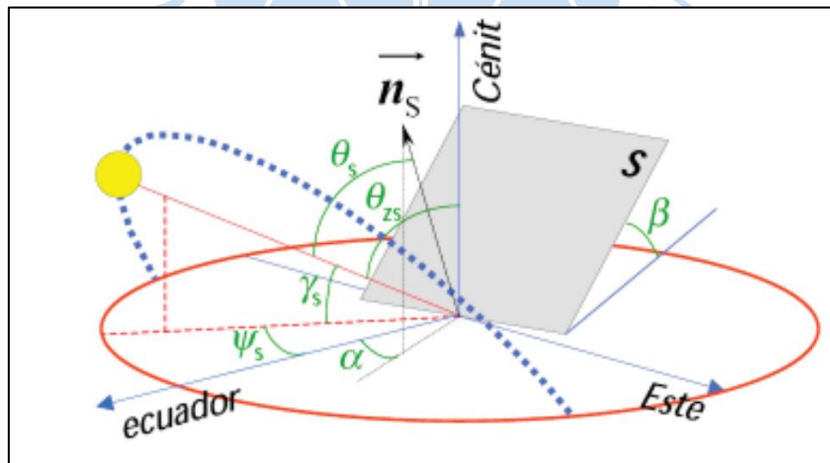
I_{cs} = constate solar (unidades de potencia por unidad de área).

ε = factor de corrección (modulación) de I_0 debido a la excentricidad de la órbita terrestre.

θ_z = ángulo cenital (ángulo de observación del Sol).

Para ello se debe definir un sistema de coordenadas desde el sol a cualquier punto de la superficie terrestre, tal como se observa en la figura 4.

Figura 4. Representación de ángulos solares con respecto al hemisferio sur



Nota. Revista del Instituto de Investigaciones (Plasencia, Matos, Posadas, & Cabrera, 2007)



Capítulo 3

Validación de los datos de radiación solar

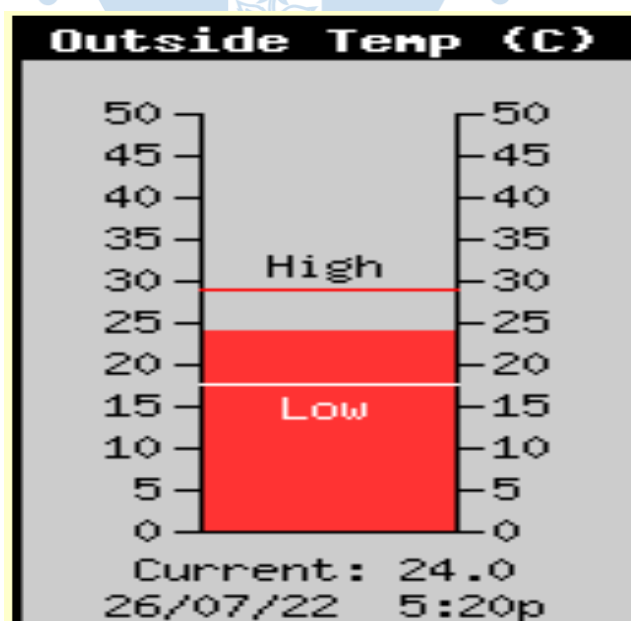
3.1 Método de recolección de los datos

Los datos de radiación solar son recogidos de la Estación Científica automática del radar de la Universidad de Piura, ubicada a una latitud de 5°10'14" sur, una longitud de 80°38'18" oeste y a 55 msnm.

Los datos se almacenan con intervalos de 10 minutos, las 24 horas del día, pero son descargados periódicamente y almacenados en una sola base de datos en el Laboratorio de Física de la Facultad de Ingeniería.

Los datos de radiación solar están calculados por el software Weatherlink de la estación automática y los presenta en Watt/m², tal como se muestra en la figura 5.

Figura 5. Presentación de los datos de radiación solar



Nota: Estación Científica UDEP (Rodríguez, 2021)
<https://2020.udep.edu.pe/met/>.

3.2 Equipo registrador de datos

El equipo de recolección de datos es una estación marca Davis que mide temperatura, humedad, presión, velocidad y dirección del viento, radiación solar, entre otros (ver Figura 6).

Figura 6. Estación meteorológica automática Davis



Nota. Interfase tres (Interfase 3, 2021)

La estación Davis posee una unidad de adquisición externa de datos, con transmisión inalámbrica de datos de hasta 300 metros. Utiliza un software WeatherLink con una interfase USB o RS232 y un data logger programable desde 1 a 120 minutos (Interfase 3, 2021).

3.2.1 Sensor de radiación solar (piranómetro) para Davis Vantage Pro 2

A continuación, se presentan las especificaciones generales, eléctricas y mecánicas del sensor. Una muestra del sensor de radiación solar Vantage Pro-2 de la Estación Científica se visualiza en la figura 7.

Especificaciones del sensor

- Respuesta espectral: 400 a 1.100 nm
- Rango: 0 a 1.800 W/m²
- Precisión: ±5%

- Deriva: 2% por año (máx.)

Especificaciones eléctricas

- Voltaje de alimentación: 3 VDC
- Consumo: 1 mA
- Señal de salida: 0 a 3 VDC

Especificaciones mecánicas

- Temperatura de funcionamiento: -40°C a 65°C
- Material: plástico ABS resistente a los rayos UV
- Dimensiones: 51 x 70 x 57 mm
- Peso: 75 g

Figura 7. Sensor de radiación solar Vantage Pro-2

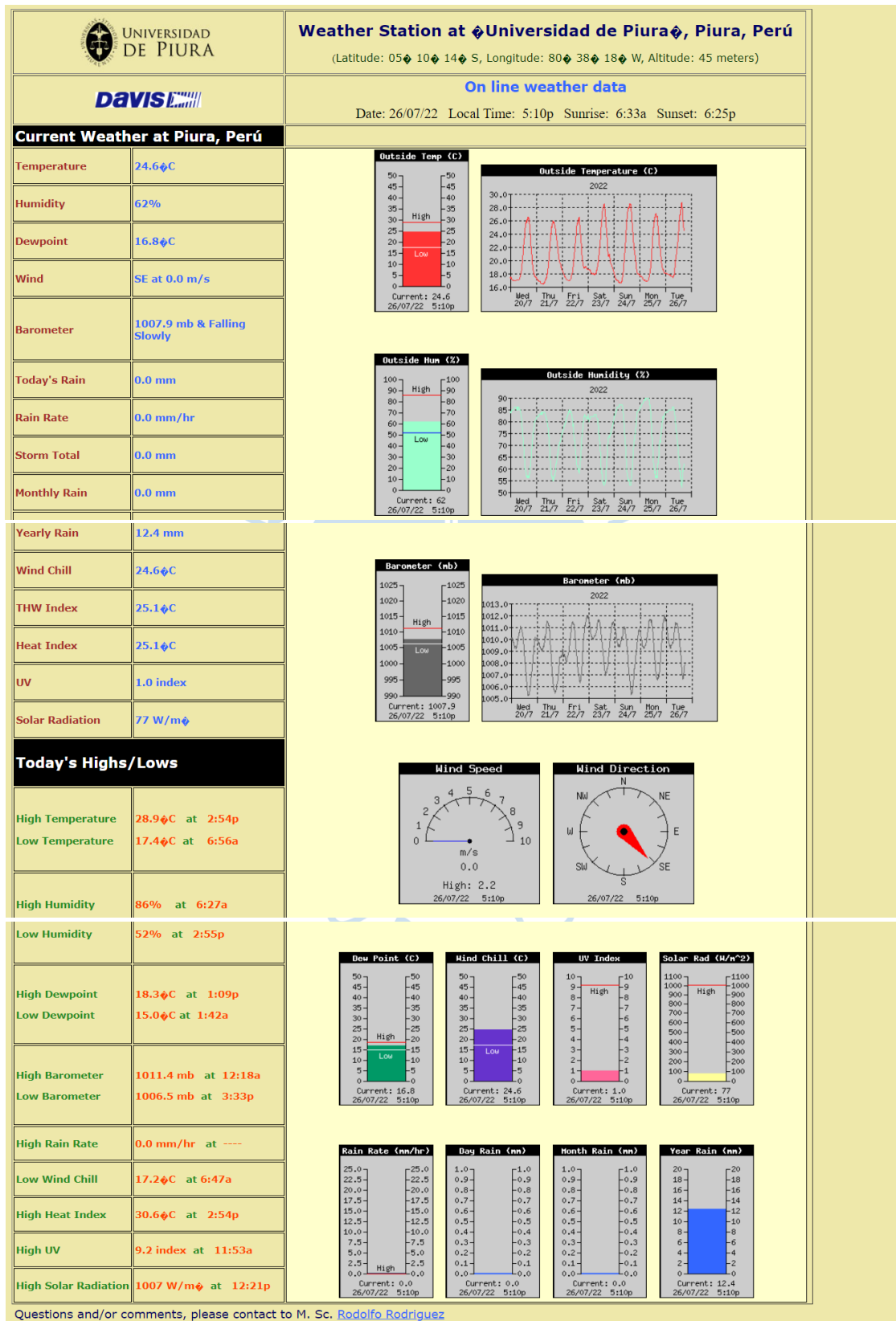


Nota. Piranómetro de Estación meteorológica Davis

3.2.2 Presentación de la información en la web

La información meteorológica de la Estación Científica de la Universidad de Piura es de acceso público, esta se actualiza cada diez minutos en su página web (<https://2020.udep.edu.pe/met/>), tal como se muestra en la figura 8.

Figura 8. Portada de presentación de los datos de la Estación Científica en la página web de UDEP



Nota. Actualización en la web cada diez minutos. Universidad de Piura (Rodríguez, 2021)

3.3 Estadística de la información

Un proyecto energético que garantice su confiabilidad en las simulaciones de producción, debe tener una base de datos hidrometeorológicos con las siguientes características deseables (Fonroche, 2015):

- La incertidumbre no debe ser mayor a $\pm 15\%$, para cualquier punto geográfico.
- Se necesita un historial de datos mínimo de diez años.
- Una resolución temporal horaria de los datos como mínimo, aunque sería preferible una base de datos a menores intervalos de tiempos.
- La información mínima que se debe consignar en un proyecto energético es la radiación global horizontal, la radiación difusa y la temperatura ambiente.
- Debe tener una resolución espacial de cinco kilómetros como máximo.
- Se debe medir la temperatura media del aire a dos metros de altura respecto del suelo.
- Se debe permitir probabilidades de excedencia superiores al 50% en el cálculo de las series de datos.

En el caso de los datos de radiación solar, estos deben contener valores de probabilidad de excedencia típicas de la radiación del 50% y 90% (P50 y P90). Un valor con una probabilidad de excedencia del 50% (P50) comprende a la mitad de los valores reales por encima de ese valor. Una probabilidad de excedencia del 90% (P90) corresponde a valores reales que se encuentran 90% por encima de ese valor (Fonroche, 2015).

3.3.1 Estadística e incertidumbres

La cuantificación de la generación de energía anual y las incertidumbres asociadas a ella involucran un riesgo en los proyectos fotovoltaicos, dicho riesgo tiene un impacto económico negativo cuando se trata de la producción energética en la planta, es por ello importante cuantificar la cantidad de incertidumbre asociada y las probabilidades de excedencia de dicha producción.

Para el estudio de producción de energía solar se deben tener en cuenta las siguientes etapas:

- Seleccionar una base de datos de irradiación,
- Calcular la variabilidad interanual de la radiación solar,
- Calcular la radiación a partir de la radiación horizontal, y radiación difusa
- Calcular la producción energética a partir de la radiación en el plano.

La incertidumbre en la estimación del recurso solar es una de las más importantes y va a depender de una adecuada selección de los datos, este primer paso es importante porque

tener pleno conocimiento de cuál es la fuente de los datos aumenta la confianza en la estimación de la energía calculada.

La incertidumbre de la radiación solar se puede dividir en dos categorías: la primera es la incertidumbre en los datos, esta puede variar entre el 3% y el 15% y debe tomarse en cuenta porque de la base de datos depende el cálculo de un año meteorológico promedio necesario para el modelamiento a través de softwares de simulación. La segunda categoría es la caracterización de la radiación solar en una determinada ubicación, necesaria para determinar la variabilidad interanual de la radiación global horizontal a consecuencia de las variaciones de nubosidad, los aerosoles y los cambios de circulación atmosférica en relación con las condiciones climáticas típicas de la zona. Normalmente; en regiones áridas, la variabilidad interanual de la radiación solar se encuentra entre el 1% y 2%, y en zonas húmedas entre el 2.5%-4.5%.

El modelo de transposición permite calcular la radiación solar que llega a la superficie de los módulos fotovoltaicos; para ello, es necesario desglosar la radiación en sus componentes difusa y directa. La incertidumbre del modelo de trasposición está en la calidad de los datos meteorológicos y la configuración de la planta. Esta incertidumbre podrá aproximarse a 1.5% para estructuras fijas, y a 2% para seguidores solares. Es importante considerar que, adicional es estas incertidumbres se debe incorporar un 4% de incertidumbre por el modelado de los parámetros.

3.4 Validación de la coherencia temporal de los datos

La validación de la información meteorológica es un paso previo para cualquier proyecto, porque permite asegurar una correcta utilización de los datos generados, permite detectar registros erróneos y problemas como ausencia de datos, mala calibración, etc., permitiendo hacer las correcciones oportunas, ya sea estadísticamente o físicamente a través de programas de mantenimiento de los equipos que puede involucrar la calibración de los sensores, reparación del instrumento o tomar la decisión de remplazarlo por uno nuevo (Estévez & Gavilán, 2008).

Un sistema de control de calidad exige las siguientes actividades:

- Verificar que la información está siendo generada adecuadamente.
- Identificar los registros erróneos y corregirlos oportunamente, si esto fuera posible.
- Detectar problemas que puedan solucionarse con prácticas de mantenimiento, reparación y/o calibración de los sensores.

Para Estévez y Gavilán (2008), existen diferentes métodos para asegurar la calidad de la información, entre ellos está el mantenimiento periódico de las estaciones, la verificación in situ de la información generada por los sensores, la validación de los datos registrados mediante procedimientos estadísticos, y la calibración de los sensores de forma periódica.

Según la norma UNE 500540 (AENOR, 2004) existen siete niveles de validación que deben seguir una secuencia establecida; sin embargo, también es válido saltar al nivel 6 después del nivel 1, porque la inspección visual es de gran utilidad en el tratamiento de los datos. Es importante mencionar que los datos que no superen los dos primeros niveles, esto es, el nivel 0 referida a la estructura de los datos o el primer nivel del test de límites rígidos, deben considerarse sospechosos, enfrentando el dilema de decidir si el dato es válido o no aplicando el nivel 6: inspección visual.

- **Nivel 0: Validación de la estructura del registro de datos**

En este nivel previo se verifica la estructura del registro empezando por cuestionar si el número de datos es correcto. Cuando un dato no se ha extraído correctamente resulta inválido; de la misma forma, si hay error en la fecha y/u hora del registro, todos los datos de ese momento serían no válidos.

- **Nivel 1. Validación de los datos según límites**

En el primer nivel de validación se verifica el rango de los valores meteorológicos, para ello se somete el dato a comparación con los límites superior e inferior entre los regularmente debe oscilar, si el valor se ubica entre esos límites es considerado válido.

Existen dos tipos de límites: los físicos o instrumentales (ver Tabla 2), y los límites flexibles (efemérides meteorológicas) que compara el dato con los valores extremos registrados históricamente en la misma base de datos, correspondiente a la misma estación meteorológica. Todo registro que supere los límites establecidos deben generar una alerta, el administrador debe validarlo y puede incorporarlo como nueva efeméride de ser compatible con eventos similares sucedidos anteriormente.

Tabla 2. Límites físicos de variables meteorológicas según la norma UNE 500540

Variable	Unidad	Rango
Temperatura del aire	°C	-35/55
Humedad relativa	%	0/100
Velocidad del viento	m/s	0/75
Dirección del viento	Grados	0/360
Presión atmosférica	hPa	700/1080
Radiación solar global	W/m ²	-1/1400
Precipitación en diez minutos	mm	0/50

Nota: Los datos no válidos estarán fuera de los límites establecidos (AENOR, 2004)

- **Nivel 2. Validación de la coherencia temporal del dato**

En el segundo nivel se verifica que dos registros consecutivos no tengan mucha variabilidad, si existe mucha diferencia entre ambos datos el sistema de validación genera una alerta y por lo tanto el dato no ha superado el test de validación.

- **Nivel 3. Validación de la coherencia interna de los datos**

En el tercer nivel se verifican los valores medidos al mismo tiempo y en el mismo lugar, estos datos deben guardar coherencia entre sí. Si los datos difieren es difícil decidir por el dato correcto porque no se conoce la causa responsable de dicha discrepancia, por lo que ambas observaciones no superarían el test de validación. En esta categoría están aquellos datos que cumplen con la coherencia interna del propio sistema; por ejemplo, si el valor promedio es menor que el registro instantáneo máximo, entonces el dato es correcto; también existe coherencia cuando se observa el dato de la precipitación acumulada durante número de horas, esta deberá ser siempre menor que la acumulada durante 24 horas.

- **Nivel 4. Validación de la coherencia temporal de la serie**

El cuarto nivel de validación está dirigida a las series temporales de datos (series diarias, por ejemplo) donde se calcula la media y la desviación típica de la variable. Si la desviación típica resulta menor a un mínimo aceptable, se genera una alerta y se consideran sospechosos todos los datos de esa serie.

- **Nivel 5. Validación de la coherencia espacial.**

En el quinto nivel de validación verifica que los valores de una misma variable medidos en estaciones correlacionadas, en el mismo periodo de tiempo, no deben diferir mucho entre ellos. Para llevar a cabo este test se aplican técnicas de interpolación.

Para validar la coherencia espacial entre datos de estaciones cercanas correlacionadas se estima un valor para cada observación a través de una expresión que establezca la diferencia entre el valor medido y el valor estimado, considerando además que esta diferencia no exceda cierto umbral establecido previamente en función de la precisión que se necesite (puede ser una o dos veces la desviación típica de los datos). Si el dato no se encuentra en ese rango entonces no ha superado este nivel.

- **Nivel 6. Inspección visual**

El último y sexto nivel es la inspección visual es muy importante cuando se quiere determinar si un dato considerado sospechoso resulta válido o no. Una forma de determinar la confiabilidad del dato es representando la evolución temporal de la variable y confrontándolo con los valores máximos, mínimos o acumulados.

En el campo meteorológico se recomienda hacer un análisis de valores promedio a determinadas horas específicas del día (0, 6, 12 y 18 horas) para identificar problemas en los registros de temperatura, la velocidad y dirección del viento y la presión. Así, por ejemplo, en

el caso de la temperatura y la humedad interesan los promedios de los extremos (máximos y mínimos); en el caso de la precipitación y la irradiación son útiles los valores acumulados.

Dependiendo de la cantidad de los datos se pueden aplicar análisis estadísticos más sofisticados, como el método de doble masa, necesitando para ello series largas de las variables en estudio.

3.5 Análisis de consistencia de los datos

Para establecer la consistencia de los datos primero se validó la radiación solar por niveles, según la norma UNE 500540. Es importante mencionar que los datos fueron recolectados por intervalos de 30 minutos los primeros siete años; pero, en febrero del 2017 se modificó el registro, a partir de aquí la radiación solar se guardó cada 10 minutos. Dado que hay siete años de información distanciada media hora, se toma la decisión de reducir los tres últimos años al mismo estándar, así se conforma una base de datos de radiación solar con periodos de media hora para los 10 años.

Luego de la estandarización temporal de la serie de datos se cuenta una data uniforme. A partir de esta, se realizó una validación de los datos por año mediante una inspección visual, así se encontraron discontinuidades tal como se muestra en la figura 9.

Para ubicar los espacios en blanco, con ayuda de Matlab se desarrolló un código de programación para la representación visual de los datos durante los 30 días, por cada mes del año, generándose la curva característica de la radiación solar que tiene forma de campana, estas se unirían con otras 10 para analizar el comportamiento de cada mes durante los 10 años que contiene el presente análisis. Se obtuvieron 12 gráficas superpuestas en forma de campanas para los 10 años, si una de estas no se mostraba significaba que había valores erróneos. Cuando eso sucedía, se revisaba el código del programa y se buscaba el símbolo de error, para revisar los datos guardados en la variable hasta ese momento, esto facilitó mucho encontrar datos faltantes, datos con valor no numérico, entre otros.

Ubicado el error en el programa, se abrió el archivo en Excel para revisar y analizar la data fuente (ver Figura 9) y plantear la técnica de relleno de datos.

Figura 9. Ubicación de datos faltantes

2010 ▾	2011 ▾	2012 ▾	2013 ▾	2014 ▾	2015 ▾	2016 ▾	2017 ▾	2018 ▾	2019 ▾
502	359	538	167	444	---	505	582	579	574
441	425	646	405	549	---	614	677	682	540
440	518	722	706	646	---	712	765	768	421
540	649	816	769	734	---	799	842	841	782
635	872	898	840	804	---	866	900	898	874
902	900	777	892	861	---	914	916	935	908
920	990	957	924	901	---	942	1030	953	930
935	987	967	937	920	---	951	970	947	927
934	1007	955	931	921	---	947	865	922	915
909	880	942	904	900	---	916	1016	893	878
864	954	905	859	862	---	863	409	839	812

Nota. Se presentan los datos fuente en una matriz de Excel para estimar el dato de radiación faltante.

Un primer método de relleno es el cálculo del promedio del mismo registro en los nueve años restantes y se asignó al blanco, esta fue una forma de aproximación a la realidad.

Se debe tener en cuenta que en la década estudiada existen 2 años bisiestos (2012 y 2016), por esta razón en ambos se elimina el día 29 de febrero ya que significaría un error en el cálculo porque no encontraría datos en la misma posición el resto de años. Con este proceso de verificación se cumple el nivel 0 de validación de datos, tal como se explica en el marco teórico.

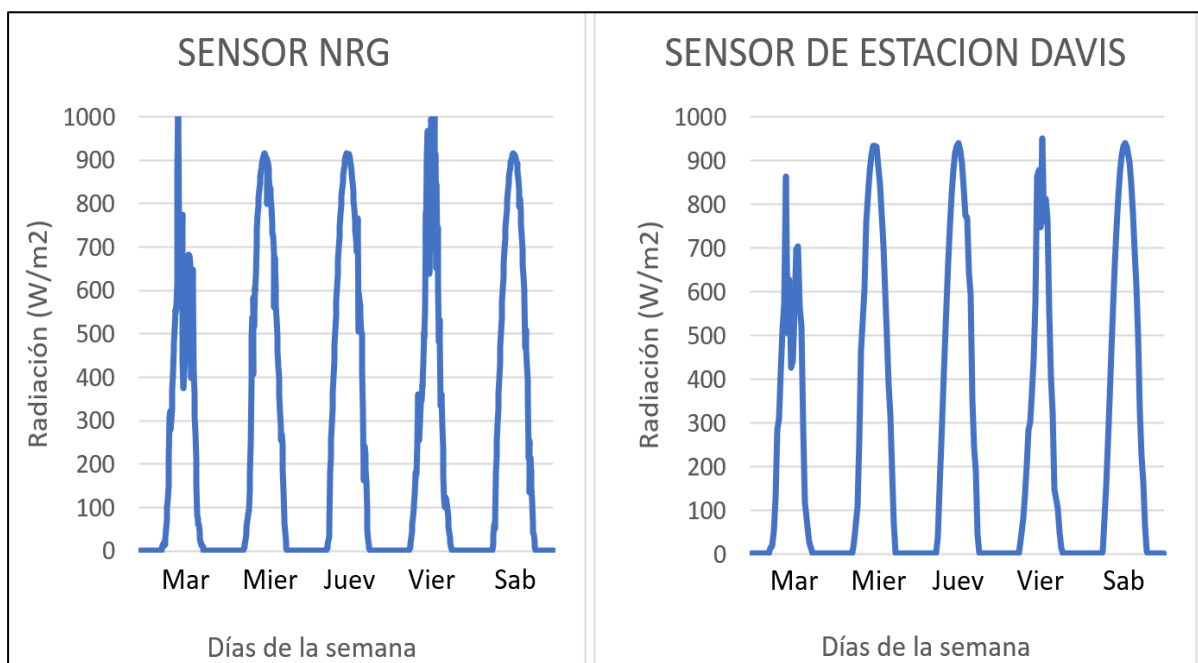
Para alcanzar el nivel 1 de la validación de datos se verificó que todos los datos de radiación solar estén comprendidos entre los rangos mínimos y máximos ($1/1400$), esto se logró con la función =MAX de Excel que permitió encontrar el valor máximo en un rango de datos, en este caso el valor más alto fue 1458 kWh/m^2 , pero al ser una data recolectada por un sensor, existe la probabilidad de contener un error del instrumento.

Antes de eliminar el dato se hace una segunda validación, se calculó la desviación estándar y se observó que ese valor entra en el rango definido como válidos, esto es, según la teoría, los datos meteorológicos son válidos si oscilan alrededor de una desviación estándar; por lo tanto, al no superar el límite superior se considera prescindible. Se puede decir que se cumple el nivel 2 de validación. No obstante, se deja constancia que el valor de $1,458 \text{ kW/m}^2$ es superior al de la constante solar ($1,367 \text{ kW/m}^2$) y ha sido validado porque representa un valor real. Este registro fue medido el día 23 de marzo de 2017, al medio día, fue un día parcialmente nublado con una precipitación acumulada de 1,26 mm, lo que indica que se sumaron la radiación incidente y la reflejada por las nubes. Es interesante mencionar que el día anterior Piura registró la mayor tormenta caída durante el Niño Costero del 2017 (90.6 mm).

Por otro lado, se recogieron los datos de radiación solar del sensor NRG de la Universidad de Piura, verificándose que dicha data tenía mayor dispersión que los datos utilizados en esta investigación, proveniente de la estación Davis. A pesar de que la data del sensor NRG presentó una elevada desviación estándar, estos no se descartaron inicialmente porque se podían utilizar en el relleno de datos faltantes estimando el error. En la figura 10 se puede observar que los gráficos mantienen la misma forma, permitiendo verificar el nivel 3 de validación.

A continuación, con ayuda del código desarrollado en Matlab (mostrado en el siguiente apartado), se calculó el promedio diario multianual de la radiación solar medidos durante 10 años; así se obtuvieron diez filas de 365 datos. Luego, con la ayuda de la función =MAX() se obtuvo el valor máximo de cada día durante todo esos 365 días, estos valores alcanzaron un buen nivel de correlación para superar así el nivel de validación 4. Se calculó además la desviación estándar, la media, y los límites superior e inferior.

Figura 10. Comparación de datos de dos estaciones meteorológicas cercanas

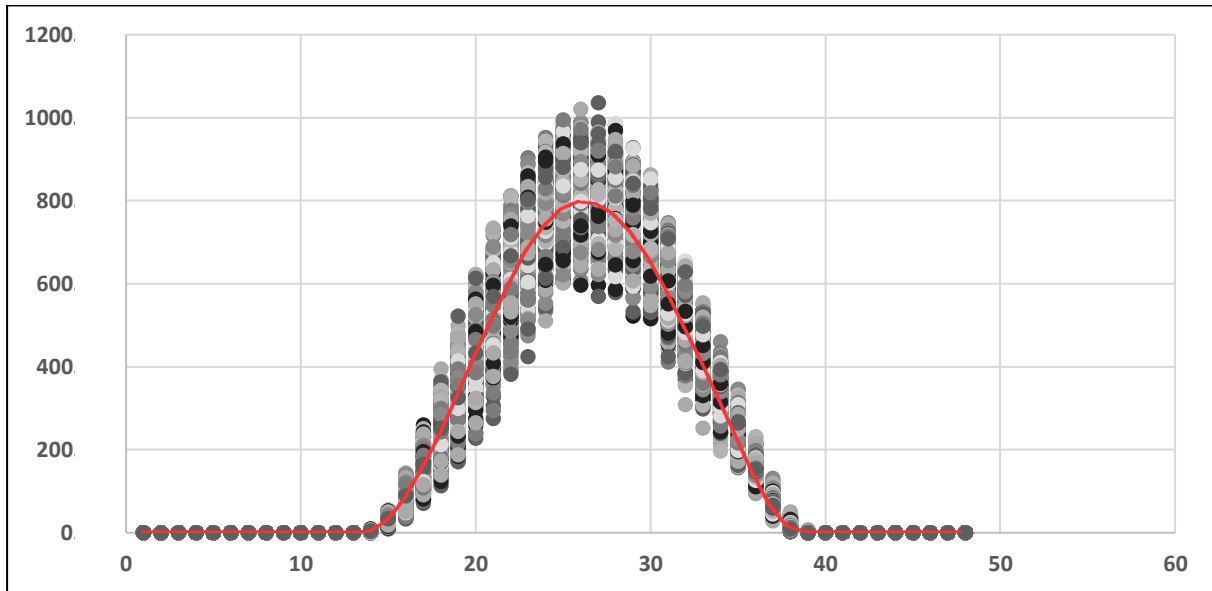


Nota. Representación gráfica de la variación horaria de la radiación solar medidas en dos estaciones cercanas: Davis y NGR. La muestra corresponde a cinco días de la primera semana del mes enero del 2015.

Con el cálculo de la media multianual de los 365 días se elaboró un gráfico de dispersión, en el que se colocaron los valores de todos los años. El promedio multianual horario aparece en color rojo, también en forma de campana.

Con una simple inspección visual, en la figura 11, se verifica que los datos se encuentran en un rango limitado por una desviación estándar a ambos lados de la curva (límites superior e inferior).

Figura 11. Curva de radiación solar multianual semi horaria



Nota. El promedio multianual horario aparece en rojo. El eje de las abscisas de indica la radiación cada media hora. El día está compuesto por 48 medias horas.

Finalmente, el nivel 6 de la norma UNE 500540 referido a la inspección visual se ve superado con éxito debido a que las gráficas muestran una elevada correlación y muy baja dispersión. A manera de ilustración, en el anexo 1 se presentan ejemplos prácticos para del uso de la norma en distintos campos.

3.6 Preparación de los datos de entrada al SAM

Superada la prueba de validación de datos, se procede a la preparación de los datos para ser ingresada al software *System Advisor Model* (SAM). Es importante mencionar que en toda investigación se debe asegurar una serie de datos confiables.

SAM necesita el ingreso de radiación normal directa (DNI) o radiación horizontal difusa (DHI) en W/m^2 (ver Figura 12), pero la estación DAVIS solo registra la radiación horizontal global (GHI): por ello se buscó que el proveedor de SAM resuelva la duda.

Figura 12. Datos iniciales requeridos por el programa SAM

Weather Data Element	PV	PVW	HCPV	CSP	SWH	GP	BP	WP ⁵
Latitude (decimal degrees)	•	•	•	•	•			
Longitude (decimal degrees)	•	•	•	•	•			
Elevation above sea level (m)	•		•	•	•			•
Hour of the day	•	•	•	•	•		•	
Diffuse horizontal irradiance (W/m ²)	• ²	•	•	•	•			
Direct normal irradiance (W/m ²)	•	•	•	•	•			
Global horizontal irradiance (W/m ²)	• ²				•			
Albedo	• ³	• ³						
Atmospheric pressure (mbar)(1)				•		•	•	•
Dry bulb temperature (°C)	•	•	•	•	•	•	•	•
Dew point temperature (°C)				• ⁶				
Wet bulb temperature (°C)				• ⁷		•	•	
Relative humidity (%)				•		•	•	
Wind velocity (m/s)	•	•	•	•			•	•
Wind direction (degrees)								•
Snow depth (cm)	• ⁴	• ⁴						

Nota. En la tabla se ingresan las coordenadas geográficas y los elementos del clima de la zona de estudio.

A través de un foro con el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los Estados Unidos (*National Renewable Energy Laboratory: NREL*), empresa proveedora de SAM, se encontró un programa denominado “*DISC Model*” (de las siglas en inglés *Direct Isolation Code*) con el que se calculó el DNI, basado en relaciones empíricas entre los índices de radiación global y radiación directa.

El modelo *DISC* requiere de los valores de GHI, datos de longitud, latitud, zona horaria y presión de la estación científica, y mediante cálculos de geometría solar se calcula la radiación normal directa o DNI. Una imagen del modelo se presenta en la figura 13.

Figura 13. Programa *Disc Model*

USER INPUTS Lat 40 Long -75	TZ -5 Pressure 840 Pstn/P0 0.829016
--	--

Nota. Datos de entrada

Como *DISC Model* tiene un formato para valores horarios, se adecuaron los datos de radiación solar que fueron registrados por la estación Davis cada media hora.

Para obtener los valores de DNI se modificaron las instrucciones del programa de la figura 14, para adecuar el formato, tal como se muestra en la figura 15. *DISC Model* para el cálculo de 10 años de datos recogidos cada media hora.

Con los datos de radiación global (GHI) y la radiación normal directa (DNI), además de los datos geográficos y climatológicos, necesarios para el cálculo de las probabilidades de excedencia con SAM, se preparan los datos de entrada al programa, para ello se transforman las celdas de datos (formato de la hoja de cálculo) en formato texto, porque el programa solo reconocerá los datos separados por comas y no por celdas. Dicha transformación se consigue fácilmente con la herramienta de Excel "Kutools" como se puede observar en la figura 16.

Figura 14. Instrucciones del programa *DISC Model*

le Energy	Move mouse	
to INSTRUCTIONS		
Hr	Obs. Hour	D
1	1	1
1	2	2
1	3	3
1	4	4
1	5	5
1	6	6
1	7	7
1	8	8
1	9	9
1	10	10
1	11	11
1	12	12
1	13	13
1	14	14
1	15	15
1	16	16
1	17	17
1	18	18
1	19	19
1	20	20
1	21	21
1	22	22
1	23	23
2	0	24
2	1	25
2	2	26
2	3	27
2	4	28
2	5	29
2	6	30
2	7	31
2	8	32
2	9	33
2	10	34
2	11	35

This is the Direct Insolation Code (DISC) Model developed by Dr. E.L. Maxwell of the National Renewable Energy Laboratory (NREL). The Model development, description, and validation is found in *"A Quasi-Physical Model for Converting Hourly Global Insolation to Direct Normal Insolation"* SERI TR-215-3087, August, 1987, Solar Energy Research Institute (National Renewable Energy Laboratory), 1617 Cole Blvd, Golden CO. 80401.

DISC converts HOURLY Global Horizontal Data, inserted by the user in column N, into direct normal insolation (column U) based upon a quasi-physical relationship between the global clearness index (Kt) and the direct normal clearness index (Kn).

Mean Bias errors in derived results are on the order of -50 W/m² and RMS errors on the estimated DNI are on the order of +/- 150 W/m².

This is an abbreviated version of the model spreadsheet, for economical electronic transmission. It consists of the first two days of a YEAR of 8760 hours of example data. See **"TO EXPAND"** below for instructions on expanding the data set size.

To use, PASTE into column N the hourly (including nighttime) Global Horizontal data for one year, or the period of interest. Note the Month, Day, and Day of year columns to the left to make sure the data is synchronized with the date. Enter the Latitude, Longitude, Time zone, and station Pressure under USER INPUTS in column A.

IF the user has MEASURED data, columns V to Y can be used to COMPARE model and measured DNI data. Paste the data into the properly labeled column.

TO EXPAND: Copy Row 51 from column G to Column Y:

Highlight the row, from Col G to Col Y:
Go to Col G of row 51
Click and HOLD left mouse button
Drag to COL Y, highlighting the row elements in inverse video
Release the left mouse button at COL Y
Click on **Edit**, and **Copy** on the tool bar.

PASTE the copied row to the remaining rows to accommodate a year of data. (Down to 8762 for 1 year of data) as follows:

Move pointer to row 52, col G
Click and HOLD left mouse button
Drag DOWN to final row needed to accommodate data (8762 for 1 year) highlighting the row elements in inverse video
Continue Drag (do not release left mouse button) to COL Y, highlighting the column elements in inverse video
Release the left mouse button at COL Y
Click on **Edit**, and **PASTE** on the tool bar.

0.02	1416.04	-22.96	-3.39	-35.34	72	2.1	213.7	0.4366	0.0270	0.8437	-0.02
0.02	1418.04	-22.98	-3.35	-23.34	66.6	2.1	301	0.5352	-0.0087	0.8849	-0.36

Nota. *Disc model* es el programa de NREL proveedor del software SAM. Obtenido de (NREL, 2012).

Figura 15. Presentación de los datos de *Disc Model*

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W																																																
	NREL Center for Renewable Energy										Move mouse to F2 for instructions										DISCLAIMER																																																	
	Resources "DISC" DNI Model										INSTRUCTIONS										Intermediate Parameters										User										COMPUTED PARAMETERS										RESULT										VALIDATION DATA INSERT									
AUTHOR	Month	Day	DOY	Hr	Obs. Hour	Day Angle	ETR	DEC	EQT	Hour Angle	Zenith Ang	Alt	Global	Kt	A	B	C	JKn	Knc	Est. DNI	Global	Diff	Dir																																															
	1	1	1	1	1	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	-173.23	162.1	0.0	-2.3	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
	1	1	1	2	2	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	-158.23	155.0	0.0	-2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
USER	1	1	1	3	3	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	-143.23	144.7	0.0	-3.2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
INPUTS	1	1	1	4	4	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	-128.23	133.5	0.0	-3.3	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
Lat	1	1	1	5	5	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	-113.23	122.0	0.0	-3.2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
Lon	1	1	1	6	6	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	-98.23	110.6	0.0	-4.2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
	1	1	1	7	7	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	-83.23	99.7	0.0	-3.2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
TS	1	1	1	8	8	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	-68.23	89.4	0.0	20.6	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
TZ	1	1	1	9	9	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	-53.23	80.2	0.0	86.1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
S	1	1	1	10	10	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	-38.23	72.4	2.7	262.4	0.6129	-0.0652	0.9273	-0.5136	0.1645	0.6315	662.2																																																		
Pressure	1	1	1	11	11	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	-23.23	66.7	2.1	391.2	0.6967	-0.0100	1.6896	-1.4749	0.0685	0.6789	865.5																																																		
B40	1	1	1	12	12	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	-8.23	63.5	1.9	462.4	0.7314	-0.0031	2.5443	-2.1659	0.0431	0.6977	928.2																																																		
PstnP0	1	1	1	13	13	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	6.77	63.4	1.8	462.1	0.7271	-0.0036	2.4213	-2.0725	0.0497	0.6985	920.0																																																		
0.829016	1	1	1	14	14	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	21.77	66.2	2.0	410.6	0.7189	-0.0049	2.1978	-1.8983	0.0403	0.6817	909.4																																																		
	1	1	1	15	15	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	36.77	71.8	2.6	301.3	0.6792	-0.0163	1.3802	-1.1871	0.0450	0.6380	841.0																																																		
	1	1	1	16	16	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	51.77	79.4	4.4	162.6	0.6219	-0.0557	0.9231	-0.5637	0.0228	0.5344	725.6																																																		
	1	1	1	17	17	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	66.77	88.5	0.0	19.1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																		
	1	1	1	18	18	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	81.77	98.7	0.0	-4.4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
	1	1	1	19	19	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	96.77	109.6	0.0	-3.4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
	1	1	1	20	20	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	111.77	120.9	0.0	-4.8	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
	1	1	1	21	21	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	126.77	132.4	0.0	-4.8	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
	1	1	1	22	22	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	141.77	143.7	0.0	-3.8	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
	1	1	1	23	23	0.00	1418.02	-23.06	-2.90	156.77	154.1	0.0	-3.8	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
	1	2	2	0	24	0.02	1418.04	-22.98	-3.35	-188.34	161.6	0.0	-3.8	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
	1	2	2	1	25	0.02	1418.04	-22.98	-3.35	-173.34	162.1	0.0	-2.1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
	1	2	2	2	26	0.02	1418.04	-22.98	-3.35	-158.34	155.0	0.0	-2.9	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
	1	2	2	3	27	0.02	1418.04	-22.98	-3.35	-143.34	144.8	0.0	-2.4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
	1	2	2	4	28	0.02	1418.04	-22.98	-3.35	-128.34	133.5	0.0	-2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
	1	2	2	5	29	0.02	1418.04	-22.98	-3.35	-113.34	122.0	0.0	-2.1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
	1	2	2	6	30	0.02	1418.04	-22.98	-3.35	-98.34	110.7	0.0	-3.4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	
	1	2	2	7	31	0.02	1418.04	-22.98	-3.35	-83.34	99.7	0.0	-4.6	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0																																																	

Nota. La franja de color amarillo muestra los valores de GHI. Obtenido de (NREL, 2012).

Figura 16. Conversión de los datos de entrada para SAM

1998	1	1	0	0	30	226	7	8	990	100	0.6
1998	1	1	0	30	0	0	7	8	990	100	0.5
1998	1	1	1	0	0	0	7	8	990	100	0.5
1998	1	1	1	30	0	0	7	8	990	100	0.5
1998	1	1	1	2	0	0	7	8	990	100	0.6

Year,Month,Day,Hour,Minute,DHI,DNI,Dew Point,Temperature,Pressure,Relative Humidity,Wind Speed,Wind Direction,Surface Albedo											
1998,1,1,0,0,30,226,7,8,990,100,0.6000000000000001,194.8,0.099											
1998,1,1,0,30,0,0,7,8,990,100,0.5,194.8,0.099											
1998,1,1,1,0,0,0,7,8,990,100,0.5,199.8,0.099											
1998,1,1,1,30,0,0,7,8,990,100,0.5,199.8,0.099											
1998,1,1,2,0,0,0,7,8,990,100,0.6000000000000001,200.9,0.099											
1998,1,1,2,30,0,0,7,8,990,100,0.6000000000000001,200.9,0.099											

Nota. Los datos del recuadro superior corresponden a formato celda y loa del recuadro inferior a formato texto.

Dispuestos los datos en el formato de texto, se ejecutó el programa y obtuvo como resultado la energía producida por año. Al visualizar los resultados obtenidos se evidenció un valor muy bajo respecto a la tendencia de los demás años; precisamente, en el año 2015 la radiación solar resultó menor que el año 2017 que fue atípico. Los bajos valores, en comparación a otros años, pudo deberse a la nubosidad o incluso a una mala calibración del

sensor. Como no hay forma de verificar el motivo de la falla, se tomó la decisión de asumir que 2015 fue un año climatológicamente normal, por lo que aplica el promedio; por lo tanto, se sustituyeron los datos dudosos con el valor promedio de los 10 años, en base a eso se corrió nuevamente el programa y analizar los nuevos resultados.

3.7 Confiabilidad del modelo SAM

Según NREL (2012), en el año 2010 se recopilaron datos y se hizo un análisis comparativo entre la salida del modelo SAM y los datos de cuatro sistemas fotovoltaicos reales. Los resultados de este caso de estudio mostraron buena correlación, entre los datos de los sistemas y un error mensual menor a 6 % entre los datos reales y los simulados. Esto quiere decir que el programa brinda una confiabilidad del 94%, todo ello gracias a los ajustes que incluyeron la eliminación de períodos de datos defectuosos o faltantes y la eliminación de días en época de invierno cuando hubo gran cantidad de nieve por ser difícil de modelar. Como tal, los estudios señalan problemas sistémicos con tales comparaciones.

3.8 Estadística de los datos en Matlab

Una vez que se ha hecho un análisis de consistencia de los datos de radiación solar recogidos en hoja de cálculo de Excel es procesado en Matlab. A continuación, se detallan los pasos a seguir para encontrar la distribución diaria, mensual, anual y multianual de los datos. La presentación gráfica de los datos se verá en el capítulo 5.

3.8.1 Importar datos validados

Los datos validados en Excel fueron procesados en Matlab; para ello, se importan los datos usando un pequeño programa que lee los datos de radiación solar de un archivo Excel y lo convierte en formato de fácil lectura para Matlab.

A continuación, se presenta el código fuente:

```
clc
clear all
datos=xlsread('radiacion solar.xlsx','C2:L17521');
datos=xlsread('valor promedio de todos los datos.xlsx','A2:A17522');
datos=xlsread('valores mensuales.xlsx','A1:A576');
datos=xlsread('valores maximos promedio.xlsx','B2:F377');
datos=xlsread('valores maximos promedio multianuales.xlsx','A1:D365');
datos=xlsread('Radiacion solar valores validados.xlsx','L2:L17522');
datos=xlsread('Valor acumulado promedio por dia.xlsx','E2:E366');
datos=xlsread('Radiacion solar valores validados por
hora.xlsx','G2:J8762');

for i=1:48
    x(i,1)=i*(24/48);
end

%         q(i,1)=0;
%         z=datos(i,1);
%         q(i,1)=q(i,1)+z;
% end
```

Para los distintos niveles de validación, el programa busca el nombre del archivo y las celdas que se van a importar, esta matriz se guarda en una variable llamada “datos”.

Con ayuda de la función “for” se crea un bucle para guardar los 48 valores que representaran los datos de un día, medidos cada media hora.

3.8.2 Cálculo del promedio mensual

Para el cálculo del promedio se crearon dos bucles, uno para la variable “j” y otro para la variable “i”, generando una matriz de 48x10.

A continuación, se presenta el código en Matlab que calcula el promedio:

```
codigo para promedio de cada mes de los 10 años segun datos colocados
for j=1:10
for i=1:48
    p(i,j)=0;
    for n=334:364
        y=datos(i+48*n,j);
        p(i,j)=p(i,j)+y;
    end

    prom(i,j)=p(i,j)/30;

end
end
```

- **Definición de la variable promedio**

Generada la matriz de tamaño “ixj”, se crea un bucle para guardar los valores de “n”, el mismo que recorrerá los días del mes (que serán 30 días). Luego, se crea la variable “y” que guardara los valores recorridos en la variable “datos” según la posición especificada en el código, por cada día del mes se creara una matriz de 48x10 (48 datos por día durante 10 años). Esta matriz sirvió para calcular la curva de radiación promedio por mes y por año, obteniéndose la variable “prom” que representan las 10 campanas para cada mes de la data trabajada, tal como se muestra en el apéndice 1.

3.8.3 Cálculo del promedio multianual

Para calcular la curva promedio multianual se crearon dos bucles nuevos, el primero para guardar valores en la variable “q” (48 valores); el segundo bucle recorre la matriz “prom”, del apartado anterior, y se toman los valores de los 10 años del mismo mes y los suma, este valor lo guarda en una variable nueva denominada “prompt”, se grafican los datos y se muestra la curva promedio multianual por cada mes. El código del programa para este cálculo se presenta a continuación.

```
for i=1:48

    q(i,1)=0;
    for j=1:10
        z=prom(i,j);
        q(i,1)=q(i,1)+z;
    end
    prompt(i,1)=q(i,1)/10;
end
```

Finalmente, se presentan los datos en forma de gráfico, para ello se preparan unas rutinas que se muestran a continuación.

```
Configuracion para Gráficas
plot(datos)
grid on
datetick('x','mmm')
xticks([17 45 77 110 143 173 203 236 267 297 328 359])
xticklabels({'enero','febrero','marzo','abril','mayo','junio','julio','agosto','septiembre','octubre','noviembre','diciembre'})
axis([0 366 0 15000])
ylabel('Radiación solar (W/m2)')
xlabel('Meses del año')
```

Manualmente se adecúan los detalles de cada gráfico al formato de tesis para su presentación final, como es el tamaño de las letras del título y las leyendas.

Capítulo 4

Probabilidades de excedencia P50 /P90

4.1 Probabilidad de excedencia de la energía

Para cuantificar el riesgo en la cantidad de energía necesaria para viabilizar un proyecto se utiliza la probabilidad de excedencia, que no es otra cosa que el nivel de confianza necesario para lograr una producción de energía deseada, esta probabilidad está basada en la incertidumbre de dicha producción. La estimación P50 está referida a un nivel de confianza del 50%, que representa una buena estimación en la producción de energía esperada de una planta fotovoltaica (Fonroche, 2015).

El resultado del análisis de probabilidad de excedencia es una distribución probabilística que se ajusta a una distribución gaussiana de la producción anual de energía de donde se obtiene la producción media de energía estimada (P50) y su desviación estándar.

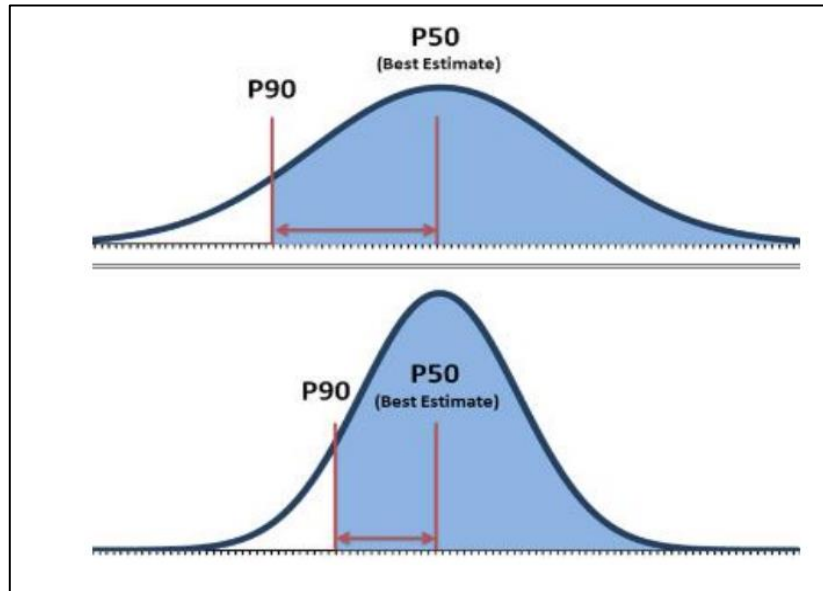
A partir del cálculo se la P50 se pueden calcular otros escenarios probabilísticos más conservadores como el P90, esto significa que se puede esperar un valor de la energía con una confianza del 90%.

En la figura 17 se muestra la relación entre el P90 y el P50, la misma que será diferente dependiendo del nivel de incertidumbre. Se puede observar en la parte superior de la figura que una curva de distribución más amplia se relaciona con una mayor incertidumbre y se genera una mayor distancia entre las estimaciones P90 y P50; pero, a menor incertidumbre las diferencias entre las estimaciones P90 y P50 son menores y por lo tanto tiene un nivel de confianza más alto (distribución inferior de la figura 17). Lo más importante en un proyecto fotovoltaico es conocer las incertidumbres porque solo así estas pueden ser asumidas por el ingeniero diseñador del proyecto energético

Para hacer estos cálculos de probabilidad, existen herramientas informáticas eficientes para el pronóstico de la demanda que permiten trabajar en forma rápida la planificación de un proyecto energético; aquí lo importante es contar con una base de datos confiable para que se realice un modelado óptimo del software. El uso de esta herramienta ayuda a gestionar los recursos de la demanda futura.

En esta investigación, para el cálculo de los diferentes escenarios de probabilidad de excedencia se hará uso de un software de pronóstico conocido como SAM, un software muy versátil utilizado en proyectos de energía renovable.

Figura 17. Escenarios de probabilidad de una distribución gaussiana



Nota: Tipos de curvas normales. Obtenido de Fonroche (2015)

4.2 El System Advisor Model (SAM)

El SAM es software gratuito muy útil en la toma de decisiones para las personas y por lo general es utilizado por gerentes y analistas de la industria de energías renovables (NREL, 2012). Con este software se pueden hacer predicciones de rendimiento y estimaciones de costos de energía, tal como lo presenta en su ventana principal (ver Figura 18).

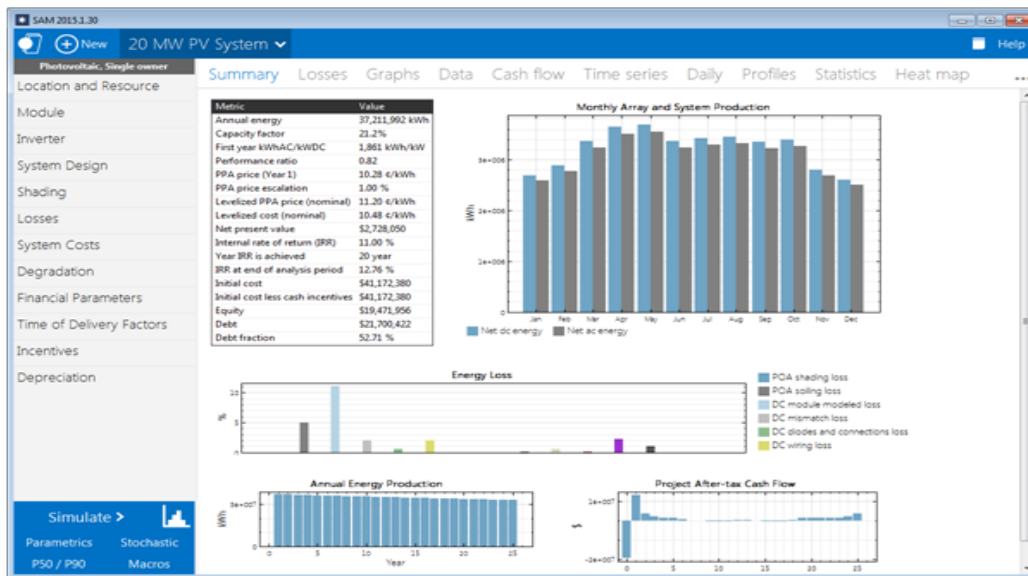
Cuando se trata de proyectos energéticos, SAM necesita un archivo meteorológico confiable con la información del recurso de energía renovable que describa las condiciones meteorológicas en la zona donde se ubicará el proyecto. Se puede elegir un archivo de datos de recursos de una lista según el tipo de sistema energético que esté modelando, usar datos propios o descargando información de Internet (SAM-NREL, 2020).

SAM posee una herramienta de gráficos incorporada, se pueden generar tablas y gráficos personalizados o se exportarlos en diferentes formatos para hacer informes o presentaciones, o para trabajarlos a criterio en hojas de cálculo, diferentes softwares, etc.

Los modelos de rendimiento de SAM permiten realizar cálculos de series temporales (cada hora o partes de hora) generando datos de series de tiempo tal como se aprecia en la figura 19.

SAM permite visualizar tablas y gráficos de los datos de rendimiento de series de tiempo para tomar conocimiento de las características del sistema, pudiendo ser comparados con el rendimiento estándar en función de unas métricas establecidas, como la producción anual total del sistema y el factor de capacidad (SAM-NREL, 2020).

Figura 18. Ventana principal del SAM



Nota. Adaptado de la guía de introducción del SAM (SAM-NREL, 2020)

Figura 19. Generación de series de tiempo de SAM



Nota. Adaptado de la guía de introducción del SAM (SAM-NREL, 2020)

La última versión de SAM incluye modelos de rendimiento para (SAM-NREL, 2020):

- Sistemas fotovoltaicos.
- Almacenamiento de batería.
- Energía solar de concentración cilindro-parabólica.
- Torre de energía solar de concentración (sal fundida).
- Concentrador lineal Fresnel (fluido térmico y vapor directo).
- Modelos de calor de procesos industriales para colectores cilindro-parabólicos y lineales.
- Térmica convencional de combustibles fósiles.
- Calentamiento solar de agua para edificios residenciales o comerciales.
- Energía eólica (grande y pequeña).
- Energía marina.
- Energía geotérmica.
- Combustión de biomasa.

SAM también genera modelos financieros como:

- Proyectos residenciales y comerciales que usan energía renovable, con el fin de bajar los costos de la factura de electricidad de los clientes.
- Proyectos de compra de energía (PPA) interconectando la energía renovable a la red y generando ingresos por venta de energía. Este tipo de proyectos pueden ser operados los propietarios o por una asociación.
- Propiedad de terceros: en este tipo de proyecto debe haber un desarrollador y hospedador (host) que por lo general es el cliente; en este caso, la energía se genera a través de un PPA o un contrato de arrendamiento.

Con SAM se pueden hacer simulaciones trabajando con los módulos de simulación, análisis de impactos de las variaciones e incertidumbres, rendimientos, costos y estados financieros.

Es importante resaltar que en esta investigación solamente se hará uso de la función de la simulación P50 / P90 aplicado a la radiación solar

4.3 Pasos a seguir para el cálculo de excedencia P50/P90 con SAM

En esta investigación se utilizará la versión 2020.44.29 de SAM (revisión 2), una versión gratuita del software de modelamiento de simulación de concentración solar, muy útil para el cálculo de probabilidades de excedencia P50/P90 de cualquier energía renovable. En este caso se modelará la información de radiación solar de los datos recogidos por la estación

Nota. Detalle del menú de SAM. Obtenido del programa (NREL, 2012)

Como se puede observar del lado izquierdo se tienen los modelos de rendimiento y del lado derecho se tienen los modelos financieros, estos se escogen tomando en cuenta el sistema requerido y la data recolectada.

En esta investigación se escoge el modelo **Detailed PV Model** ya que permite hacer una estimación razonable y detallada de la producción eléctrica de un sistema fotovoltaico que es lo que se busca. En este caso se hará un análisis con el costo nivelado de energía (LCOE) residencial, medida útil para comparar y clasificar las opciones tecnológicas del proyecto. El LCOE representa el costo de la compra, financiamiento, impuestos y operación de un sistema de energía durante su vida útil, además toma el precio por unidad de energía y lo multiplica por la energía total producida para aproximar el costo total del ciclo de vida del proyecto.

Escogido el modelo **Detailed PV Model**, en la sección **Location and Resource** se puede escoger el tipo de datos de irradiancia del archivo meteorológico, la estación Davis registra GHI y los datos DNI se obtienen con el modelado DISC, así que se especifican en el software (ver Figura 22).

Se procede a la simulación P50/P90, para ello se busca en la parte inferior izquierda de la interfaz el ícono que simula la probabilidad de excedencia requerido y que se indica en el recuadro rojo (ver Figura 23).

En esta interfaz en el menú de la simulación P50/P90 se procede a buscar los datos históricos obtenidos por la estación Davis en la barra de búsqueda. Los datos se recogen en la carpeta SAM.data, también se ingresan las coordenadas de la ubicación de la estación científica del Campus Piura: latitud, longitud, elevación, zona horaria, identificación de la estación, etc. Finalmente se corre el programa seleccionando la opción **Run P50/P90 simulations** (ver Figura 24).

Figura 22. Descarga de los datos de radiación

Nota. Detalle del menú de SAM. Obtenido del programa (NREL, 2012)

Figura 23. Interface que inicia la simulación P50/P90

The following information describes the data in the highlighted weather file that SAM will use when you click Simulate.

Weather file: C:\SAM\2020.11.29\solar_resource\phoenix_az_33.450

-Header Data from Weather File-

Latitude	33.45	DD	Station ID	78208
Longitude	-111.98	DD	Data Source	NSRDB
Time zone	GMT -7			
Elevation	358	m		
Time step	60	minutes		

For NSRDB data, the NSRDB grid cell closest to the requested location is used.

-Annual Averages Calculated from Weather File Data-

Global horizontal	5.79	kWh/m ² /day
Direct normal (beam)	7.34	kWh/m ² /day
Diffuse horizontal	1.35	kWh/m ² /day
Average temperature	21.9	°C
Average wind speed	1.8	m/s

Simulate >

Parametrics Stochastic

P50 / P90 Macros

Nota. Detalle del menú de SAM. Obtenido del programa (NREL, 2012)

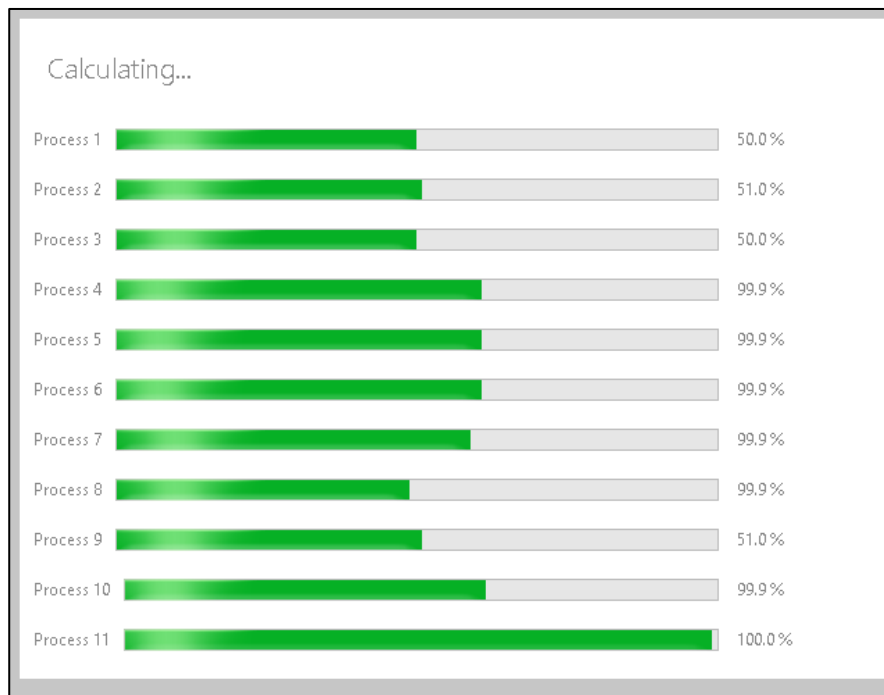
Figura 24. Opción para correr el programa de simulación y barra de búsqueda

Run P50/P90 simulations >

Select weather file folder: ...

Nota. Detalle del menú de SAM. Obtenido del programa (NREL, 2012)

Inmediatamente el programa empieza a procesar la data que se encuentra en la carpeta y se observa la imagen de la figura 25.

Figura 25. Procesamiento de la data en SAM

Nota. Detalle del procesamiento de SAM. Obtenido del programa (NREL, 2012)

Es importante aclarar que para procesar esta data los archivos de Excel deben estar separados por años y guardados en el formato “Archivo de valores separados por comas de Microsoft Excel (.csv)” además los datos deben estar separados en comas uno a continuación de otro y no en celdas como se aprecia en la figura 26.

[illegible]

de tomar en cuenta que se está usando el modo de simulación en la figura 27 y los datos necesarios para este análisis se presentó en el capítulo 3 (ver figura 12).

Para los parámetros de ubicación, se anotan las horas de simulación y la global (GHI); y parámetros meteorológicos (temperatura, humedad, etc.).

de tomar en cuenta que se está usando el modo de simulación en la figura 27 y los datos necesarios para este análisis se presentó en el capítulo 3 (ver figura 12).

Para los parámetros de ubicación, se anotan las horas de simulación y la global (GHI); y parámetros meteorológicos (temperatura, humedad, etc.).

de tomar en cuenta que se está usando el modo de simulación en la figura 27 y los datos necesarios para este análisis se presentó en el capítulo 3 (ver figura 12).

Para los parámetros de ubicación, se anotan las horas de simulación y la global (GHI); y parámetros meteorológicos (temperatura, humedad, etc.).

de tomar en cuenta que se está usando el modo de simulación en la figura 27 y los datos necesarios para este análisis se presentó en el capítulo 3 (ver figura 12).

Para los parámetros de ubicación, se anotan las horas de simulación y la global (GHI); y parámetros meteorológicos (temperatura, humedad, etc.).

de tomar en cuenta que se está usando el modo de simulación en la figura 27 y los datos necesarios para este análisis se presentó en el capítulo 3 (ver figura 12).

Para los parámetros de ubicación, se anotan las horas de simulación y la global (GHI); y parámetros meteorológicos (temperatura, humedad, etc.).

de tomar en cuenta que se está usando el modo de simulación en la figura 27 y los datos necesarios para este análisis se presentó en el capítulo 3 (ver figura 12).

Para los parámetros de ubicación, se anotan las horas de simulación y la global (GHI); y parámetros meteorológicos (temperatura, humedad, etc.).

de tomar en cuenta que se está usando el modo de simulación en la figura 27 y los datos necesarios para este análisis se presentó en el capítulo 3 (ver figura 12).

Para los parámetros de ubicación, se anotan las horas de simulación y la global (GHI); y parámetros meteorológicos (temperatura, humedad, etc.).



Capítulo 5

Presentación de resultados

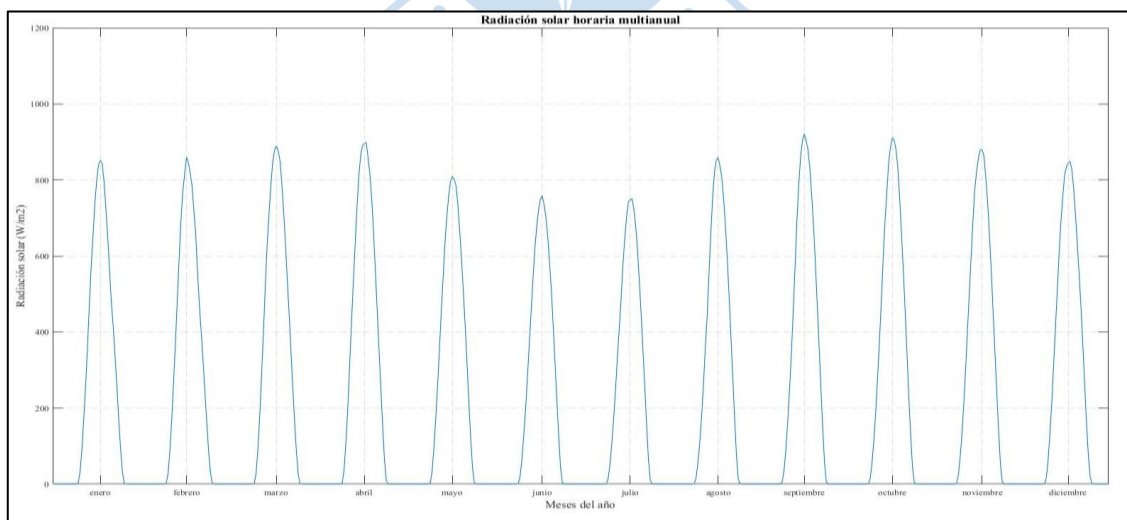
5.1 Variación estacional de la radiación en Piura

Para realizar esta investigación se han recogidos datos de radiación solar de la estación automática de la Universidad de Piura, entre los años 2010 y 2019. Fueron diez años de información previamente consolidada y validada.

El procesamiento de la información se hizo en Matlab, un software matemático y de programación, donde se graficaron los datos mes a mes. En el apéndice 1 se presenta en forma detallada la distribución de la radiación solar horaria durante todos los meses de cada año.

Tomando como referencia las figuras del apéndice 1, se tomaron los valores promedios de cada mes (línea en rojo de los gráficos del apéndice) y se elaboró la distribución horaria promedio mensual, resultando la figura 28.

Figura 28. Distribución horaria mensual del promedio diario de la radiación solar a lo largo del año



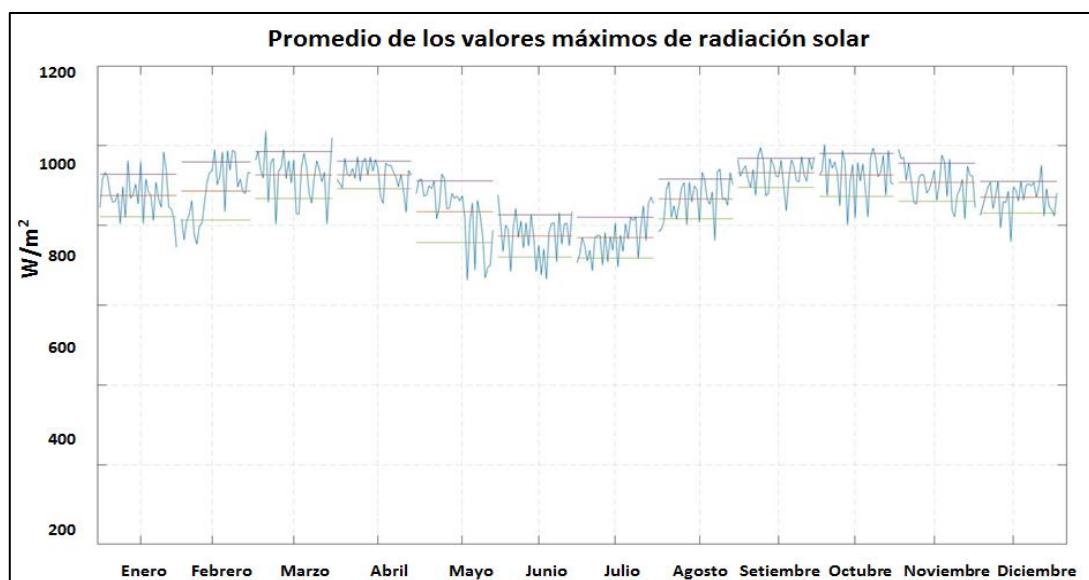
Nota. La gráfica es el resultado multianual de la radiación diaria promedio para cada mes.

Según la figura 28, se puede afirmar que en la ciudad de Piura la radiación solar horaria tiene dos máximos, en abril y entre setiembre y octubre, estos datos son de suma importancia para el diseño de un proyecto de radiación solar.

5.2 Variación máxima diaria de la radiación

La figura 29, mostrada anteriormente muestra los valores máximos (promedios diarios multianuales entre 2010-2019). Se observa que entre mayo y julio los valores de radiación se encuentran por debajo de una desviación estándar, con promedios menores a 800 W/m^2 .

Figura 29. Radiación promedio diaria multianual (periodo 2010-2019)



Nota. La gráfica es el resultado multianual de la radiación diaria promedio para cada mes.

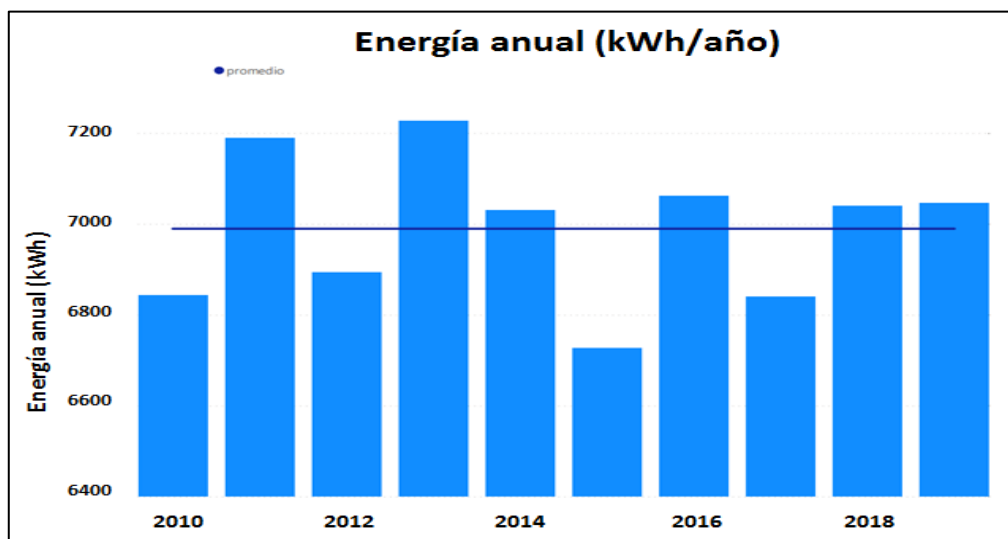
5.3 Presentación de resultados de la probabilidad de excedencia P50/P90 con SAM

Con los datos energía de la estación científica de la Universidad de Piura, la plataforma SAM presenta la cantidad de energía anual sobre la ciudad de Piura medida en kWh, tal como se muestra en la figura 30. Se observa que existe una alta variabilidad interanual de energía entre 2010 y 2017, siendo el 2015 un año atípico por la menor cantidad de energía recibida.

Analizando los datos no se encuentra justificación alguna para que el año 2015 presente un acumulado de radiación solar por debajo de los valores normales, porque climatológicamente correspondería a un año normal, por lo que quedan dos opciones: asumirlo como un error y corregirlo, o tomar los datos sin mayor análisis. Una reducción drástica de radiación solar también se observó en el año 2017; pero, esta se justifica por ser

un año atípico debido al Niño Costero cuyos niveles de radiación solar descendieron 2,2 % respecto a los valores normales durante el verano de ese año.

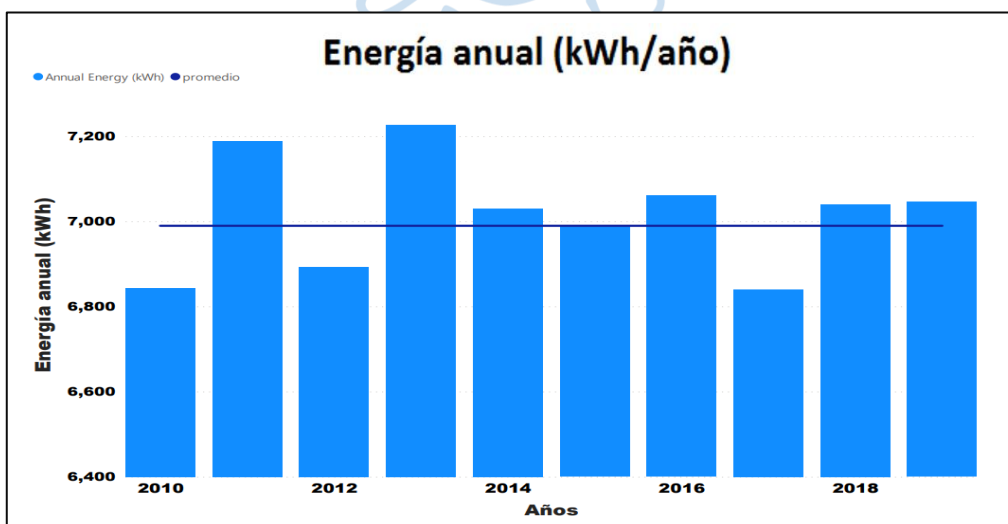
Figura 30. Distribución anual de la energía solar (kWh) entre 2010 y 2019



Nota. La gráfica corresponde al total anual de energía medida en la estación Udep.

En esta investigación se asumió que las mediciones de radiación solar del 2015 corresponden a un error sistemático; por lo tanto, se eliminó el valor de radiación de estación y se sustituyó por el promedio, tal corrección se muestra en la figura 31.

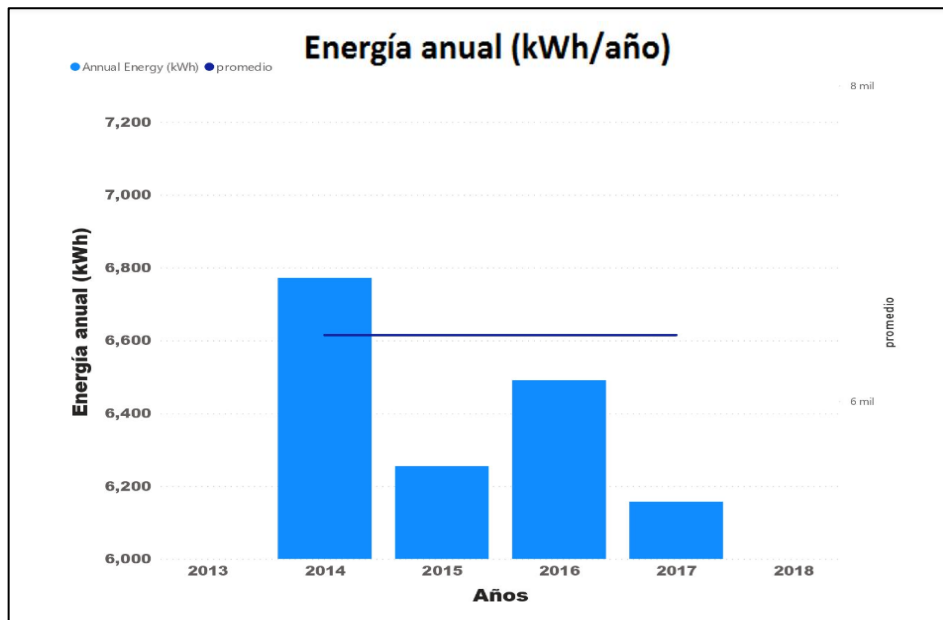
Figura 31. Distribución anual corregida de la energía solar (kWh) entre 2010 y 2019



Nota. Datos obtenidos de la estación Davis del campus UDEP.

En la búsqueda de información que permita verificar el posible error sistemático de medición de la Estación Científica en el 2015, se recuperaron los datos de la estación NRG, también instalada en el campus UDEP y se encontró la siguiente distribución (ver Figura 32).

Figura 32. Distribución anual de la energía solar (kWh) entre 2014 y 2017 en la estación NRG



Nota. Datos obtenidos de la estación NRG del campus UDEP.

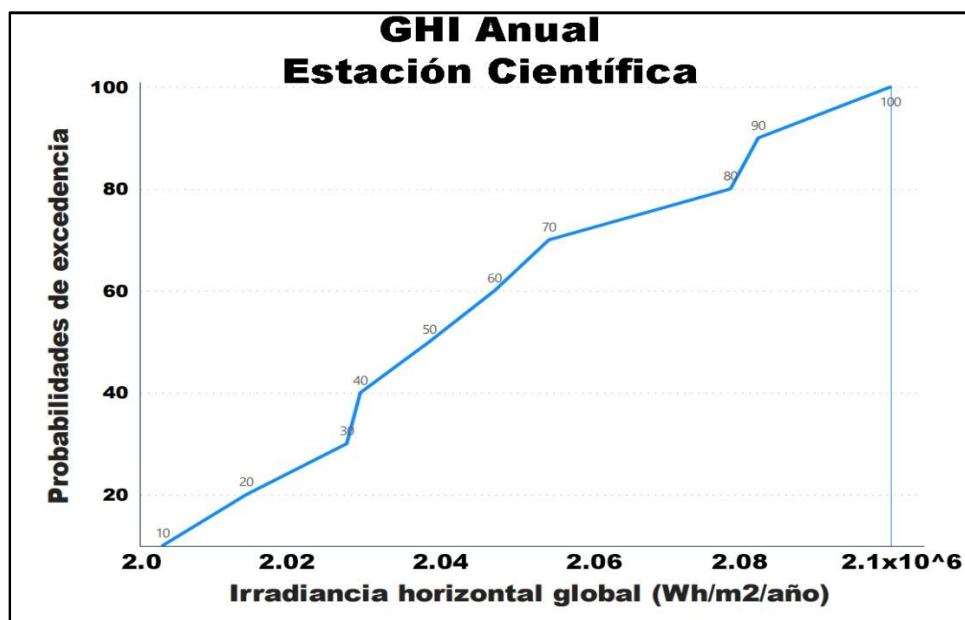
Se puede observar en la figura 32 que los datos de radiación solar de la estación NRG difieren sustancialmente de los datos de la Estación científica; pero para fines de esta investigación solo se analizará el comportamiento anual de la radiación solar; basado en ello se concluye que la radiación solar en el año 2015 fue mayor que en el 2017, pero menor que el resto de los registros anuales, verificándose que la Estación Científica no es consistente con la información del año 2015, esto permite validar el haber reemplazado el valor acumulado anual del año 2015 por el promedio multianual para conseguir una menor desviación en la probabilidad de excedencia.

5.3.1 Probabilidad de excedencia de la Irradiancia horizontal global

La irradiancia horizontal global, del inglés *Global Horizontal Irradiance* (GHI), medido en kWh/m², es la cantidad total cantidad de radiación de onda corta recibida encima de una superficie horizontal sobre el suelo. Este valor es particularmente importante para proyectos de instalaciones fotovoltaicos (Vaisala, 2021)

Con los valores de radiación solar corregidos se genera la irradiancia media anual a partir del promedio de los diez años analizados (ver Figura 33). Se puede observar en el eje de las abscisas la probabilidad de excedencia y en el eje de ordenadas la irradiancia horizontal global (Wh/m²/año)

Figura 33. Probabilidad de excedencia de la Irradiancia horizontal global



Nota. La probabilidad de excedencia aumenta en función de la irradiancia horizontal global.

Un resumen de los datos de probabilidad de excedencia obtenidos con SAM se presenta en la tabla 3.

Tabla 3. Cálculo de la energía para diferentes probabilidades de excedencia.

	P10	P50	P90	P70.5	Min	Max	StdDev
GHI (Wh/m2/yr)	2,128,630	2,058,750	2,002,90	2,040,140	2,002,90	2,156,710	50.113
Energy Yield (kWh/kV)	1,532	1,498	1,433	1,458	1,433	1,540	0.034

Nota. El cuadro muestra la probabilidad de excedencia, sus valores extremos y su desviación.

5.4 Discusión de los resultados

Analizando los resultados, se observó que la distribución anual de la energía solar (kWh) entre 2010 y 2019 presenta cuatro años atípicos, con energía acumulada menor que la normal. Los dos valores más bajos se presentaron los años 2015 y 2017. El año 2017 recibió menor radiación por ser un año del Niño costero, cuyo verano estuvo mayormente nublado; pero, inexplicablemente, el año 2015 recibió menor radiación que el 2017, lo cual hace suponer que hay problemas con esos datos porque climatológicamente correspondería a un año normal. Para mejorar la performance de la curva se asignó el promedio multianual.

La producción anual de energía para las diferentes probabilidades de excedencia mostradas en la tabla 3, y su desviación estándar, representan valores similares a los encontrados por NREL usando SAM en la investigación *"P50/P90 Analysis for solar energy systems using the System Advisor Model"* (NREL, 2012), esto confirma la correcta validación de los datos.

Piura, denominada "la ciudad del eterno calor", cuenta con doce horas de iluminación diaria, dada sus coordenadas y su cercanía a la línea ecuatorial; no obstante, los valores de GHI no son muy altos como se esperaba, aunque lo positivo de esto es que todo el año hay similares valores de radiación solar.

SAM permite conocer las probabilidades de excedencia P50/P90 de energía producida como se aprecia en la tabla 3, un P90 de 1433 kWh/kW es un valor adecuado para un proyecto energético, lo cual confirma nuevamente la validez de los datos.

Conclusiones

En este trabajo se describen las bases de los procedimientos de validación, de acuerdo con la norma AENOR 500540, Los primeros resultados obtenidos ponen de manifiesto la existencia de registros meteorológicos potencialmente erróneos, como fue el caso de los datos del año 2015, por lo que se procedió a hacer las correcciones correspondientes y volver a correr el programa para conseguir probabilidades de excedencia fiables.

Un factor importante para el éxito de la investigación fue validar los datos antes de empezar la investigación, verificándose la coherencia temporal de los datos, para ello se eliminaron registros potencialmente erróneos.

Los datos de radiación solar diarios, mensuales y anuales, en su mayoría, superaron satisfactoriamente el test de persistencia. Los datos del año 2015, individualmente pasó la validación sin ningún problema, pero comparativamente no. Dada la imposibilidad de encontrar la fuente de error se sustituyeron los datos por el promedio multianual. No obstante, analizando los datos de radiación solar se puede inferir de que el sensor de radiación de la estación automática presentó un error sistemático, asociado a la calibración del instrumento.

Después de validar la serie los diez años de datos, se ingresaron los valores anuales acumulados de radiación solar al SAM para calcular la probabilidad de excedencia P50 y P90. Como resultado de la corrida del modelo se obtuvo para una probabilidad de excedencia P50 una irradiancia horizontal global (GHI) de 2 058 750 Wh/m²/año; mientras que para una probabilidad de excedencia P90 la irradiancia horizontal global (GHI) fue de 2 002 090 Wh/m²/año. Asimismo, el simulador SAM calculó una P90 de 1433 kWh/kW, un valor adecuado para un proyecto energético, comparado los valores de simulados por NREL, lo cual confirma nuevamente la validez de los datos

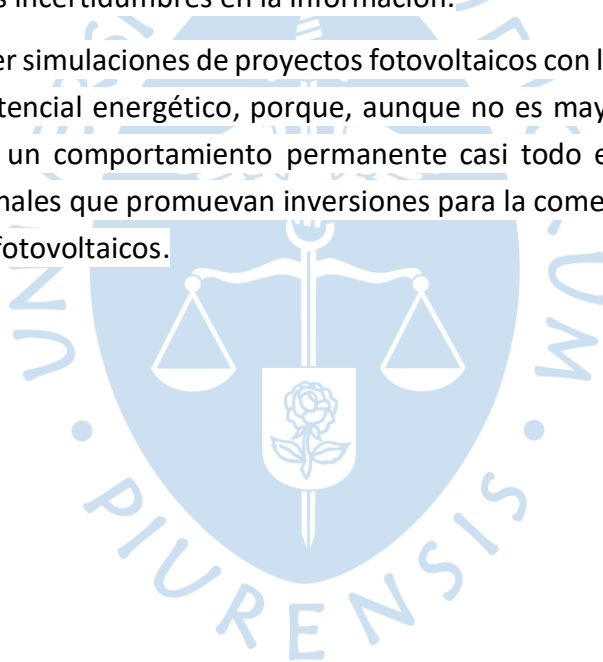
En este trabajo de investigación se presenta paso a paso la forma de utilizar el modelo SAM, pero los resultados dependerán de la calidad de los datos. Bajo esa premisa, se pasaron varios filtros a los datos crudos, de manera que se consiguió una base de datos homogénea y consistente.



Recomendaciones

El análisis temporal de la radiación solar permitió detectar algunas inconsistencias, por ello se recomienda un análisis exhaustivo de la información antes de ser usada en cualquier tipo de investigación; en base a dicho análisis se podrán tomar decisiones como la calibración de los sensores o la depuración de registros, lo importante es conseguir datos confiables que permitan minimizar las incertidumbres en la información.

Se pueden hacer simulaciones de proyectos fotovoltaicos con los datos de Piura debido a que hay un gran potencial energético, porque, aunque no es mayor que otros lugares, la radiación solar posee un comportamiento permanente casi todo el año; sin embargo, no existen políticas nacionales que promuevan inversiones para la comercialización de energía a partir de los sistemas fotovoltaicos.





Referencias bibliográficas

- Aemet. (2021). *Agencia Estatal de Meteorología*. Recuperado el 30 de enero de 2021, de Raddiación solar:
http://www.aemet.es/documentos/es/eltiempo/observacion/radiacion/Radiacion_Solar.pdf
- AENOR. (2004). *Norma Española UE 500540*. Asociación Específica de Normalización y Certificación, Madrid.
- Asociación Española de Normalización y Certificación. (2004). *UNE 500540: redes de estaciones meteorológicas automáticas : directrices para la validación de registros meteorológicos procedentes de redes de estaciones automáticas : validación en tiempo real*. AENOR.
- Astromía. (2020). *El sol es nuestra estrella*. Obtenido de <https://www.astromia.com/solar/sol.htm>
- Azzioui, A., Bouhamidi, M., Mouadine, M., & Mohammed, E. (2021). *Innovative Approach for a Reliable Mapping of the Morocco's Solar Resource*. Morocco. Obtenido de https://www.fig.net/resources/monthly_articles/2020/10291.pdf
- Baselga, M. (2019). *Instalaciones solares fotovoltaicas: Radiación solar, parámetros característicos*. Madrid, España: Editex S.A.
- Cariño, M., & Medrano, M. (Julio-Setiembre de 2014). Factores de la incertidumbre en la evaluación financiera de proyectos de energías renovables; casos de proyectos eólicos y de energía solar. *IEEE*.
- Dobos, P., Kasberg, M., & Gilman, P. (13 de Mayo de 2012). WREF 2012: P50/P90 analysis for solar energy systems using the system advisor model. (E. U. D. Energy, Ed.) *National Energy Laboratory*.
- Estévez, J., & Gavilán, P. (Diciembre de 2008). *Researchgate*. Recuperado el 3 de Febrero de 2021, de II Jornadas de gestores y usuarios de redes agrometeorológicas - procedimientos de validación de datos de estaciones meteorológicas automáticas.

aplicación a la red de información agroclimática de Andalucía:

https://www.researchgate.net/publication/280665071_Procedimientos_de_validacion_de_datos_de_estaciones_meteorologicas_automaticas_Aplicacion_a_la_Red_de_Informacion_Agroclimatica_de_Andalucia

Fonroche. (2015). *Fonroche Renewable Energies*. (CREG, Editor) Obtenido de Consultoría para establecer una metodología para el cálculo de energía firme de una planta solar: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/502f1965690c521e05257e8c0076887e/\\$FILE/Circular083-2015%20Anexo.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/502f1965690c521e05257e8c0076887e/$FILE/Circular083-2015%20Anexo.pdf)

Hrafnkelsson, B., Oddsson, G., & Unnthorsson, R. (13 de Abril de 2016). A method for estimating annual energy production using Monte Carlo wind speed simulation. *Energy*, 9(4).

IDEAM. (2020). *Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales*. Obtenido de Características de la radiación solar: <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/caracteristicas-de-la-radiacion-solar>

Interfase 3. (3 de febrero de 2021). Obtenido de <http://www.interfasetres.com.ar/producto/instrumental-de-meteorologia/estacion-davis-vantage-pro-2>

KippZonen. (8 de Enero de 2015). *Medición de la radiación solar: la importancia de la precisión*. Obtenido de <https://www.kippzonen.es/News/566/Medicion-de-la-radiacion-solar-la-importancia-de-la-precision#.YBUHhTEzblU>

Lunacek, M., Fields, J., Craig, A., Lee, J., Meissner, J., Philips, C., . . . King, J. (2018). Understanding Biases in Pre-Construction Estimates. *Journal of Physics: Conference Series*, 1037(6).

NREL. (2012). *Case Studies Comparing System Advisor Model (SAM) Results to Real Performance Data*. Obtenido de U.S. Department of Energy: <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54676.pdf>

Plasencia, E., Matos, L., Posadas, A., & Cabrera, C. (2007). *Revista del Instituto de Investigación FIGMMG*. Obtenido de Estimación horaria de la irradiancia solar total extraterrestre: https://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/publicaciones/geologia/vol10_n19/a07.pdf

Rodríguez, R. (2021). *Estación Meteorológica en Universidad de Piura*. Obtenido de <http://udep.edu.pe/met/>

Romero, M. (2009). *Monografías de la construcción: Energía solar térmica*. Barcelona, España: CEAC.

- Röttinger, N., Remanna, F., Meyer, R., & Telsnig, T. (2014). Calculation of CSP yields with probabilistic meteorological data sets: a case study in Brazil. *Elsevier. International Conference on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems*.
- SAM-NREL. (Diciembre de 2020). *Guía de Introducción del System Advisor Model*. Recuperado el Julio de 2021, de https://sam.nrel.gov/images/web_page_files/sam-getting-started-for-translation-2020-12-16-spanish.pdf
- Solargis. (2021). *PVSpot*. Obtenido de Monitoreo independiente del rendimiento fotovoltaico: <https://solargis.com/es/products/pvspot/overview>
- Tapia, C., & Polo, J. (Enero de 2016). Análisis de Largo Plazo de la Generación Eléctrica en Plantas Solares Térmicas de Concentración. *Revista Técnica Energía*, 12(1).
- Vaisala. (2021). *Vaisala Energy Support*. Obtenido de [https://www.3tier.com/en/support/solar-prospecting-tools/what-global-horizontal-irradiance-solar-prospecting/#:~:text=Global%20Horizontal%20Irradiance%20\(GHI\)%20is,Diffuse%20Horizontal%20Irradiance%20\(DIF\)](https://www.3tier.com/en/support/solar-prospecting-tools/what-global-horizontal-irradiance-solar-prospecting/#:~:text=Global%20Horizontal%20Irradiance%20(GHI)%20is,Diffuse%20Horizontal%20Irradiance%20(DIF)).
- WMO. (2021). *World Meteorological Organization*. Obtenido de La medición de la luz solar: <https://worldmetday.wmo.int/es/la-medicion-de-la-luz-solar>

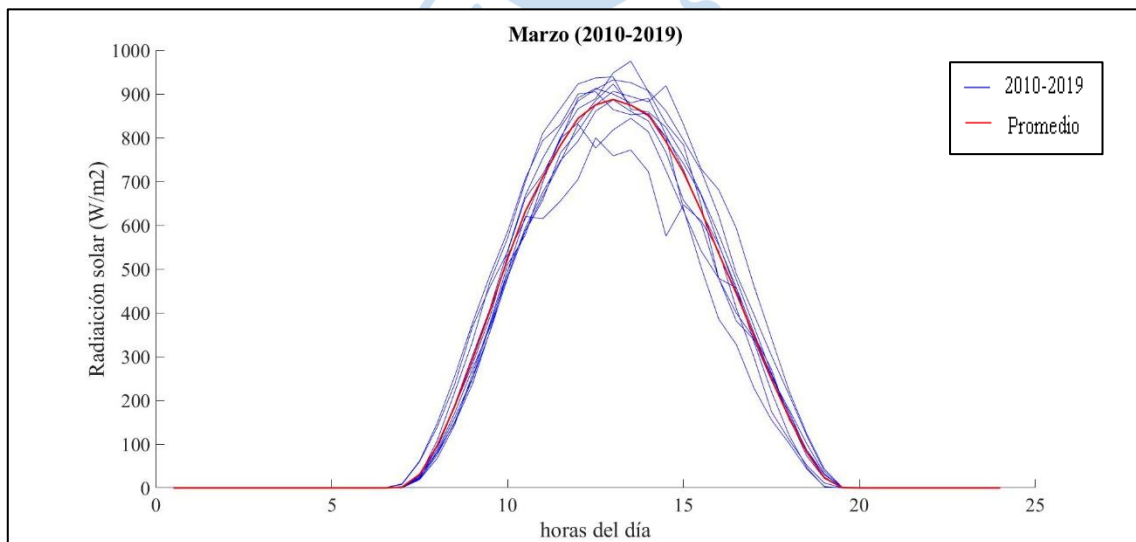
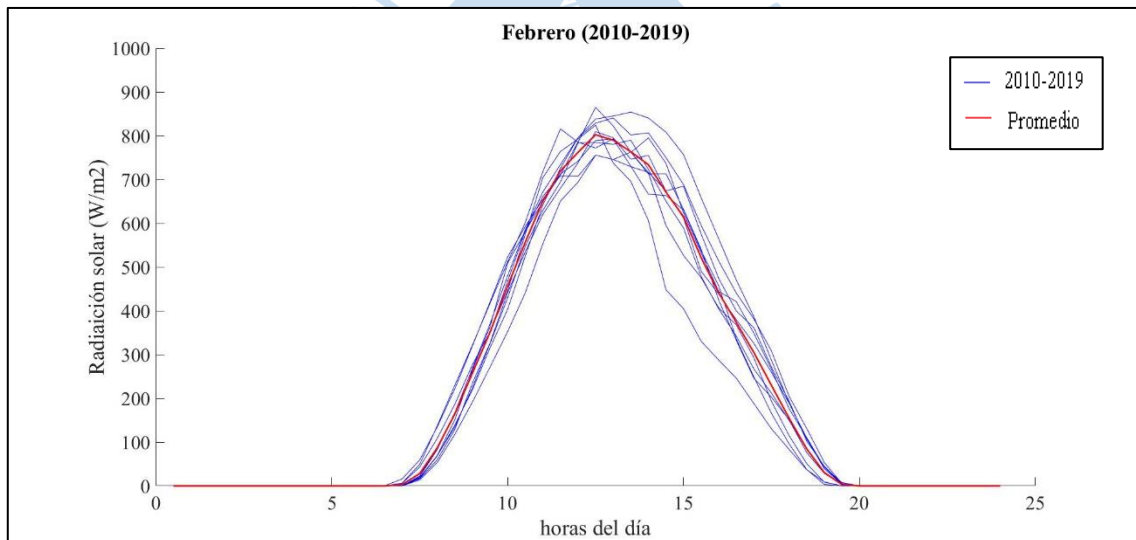
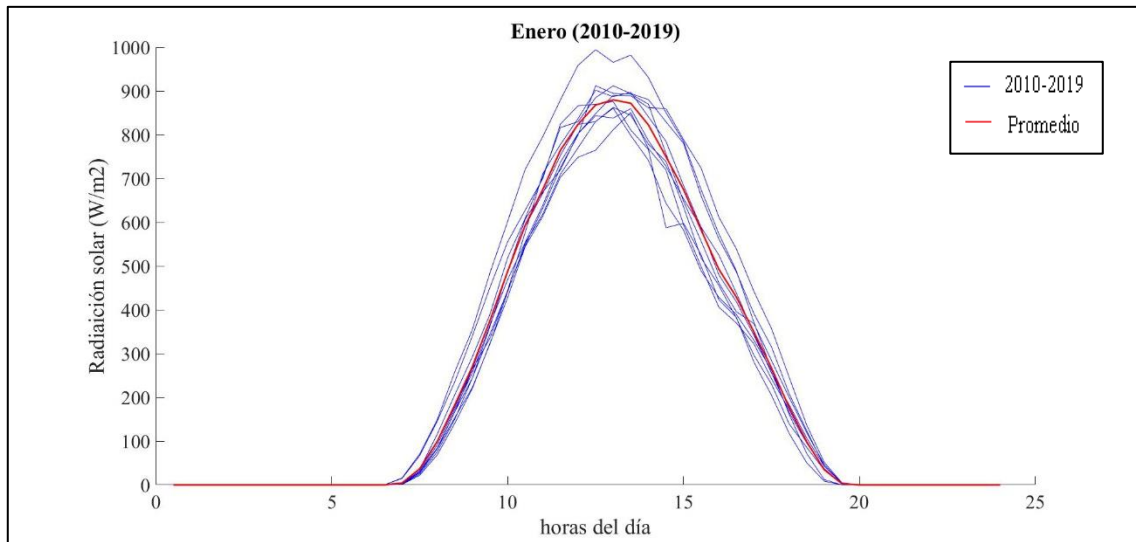


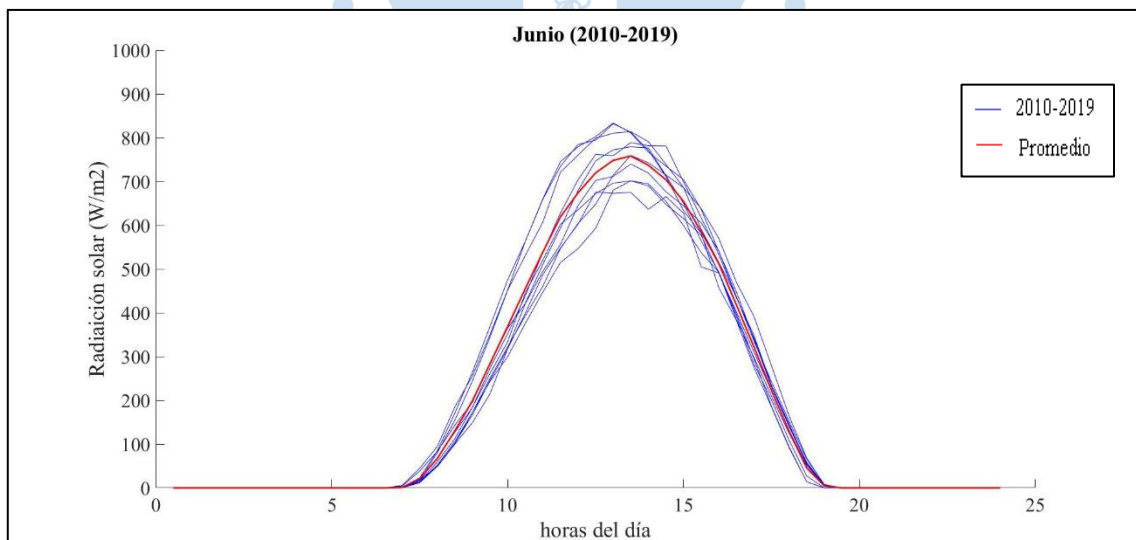
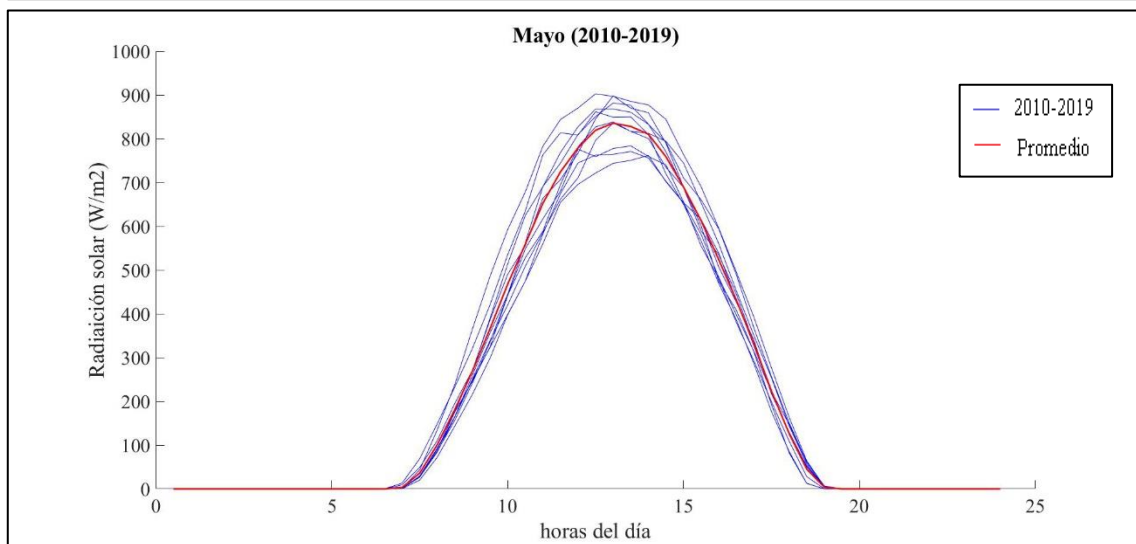
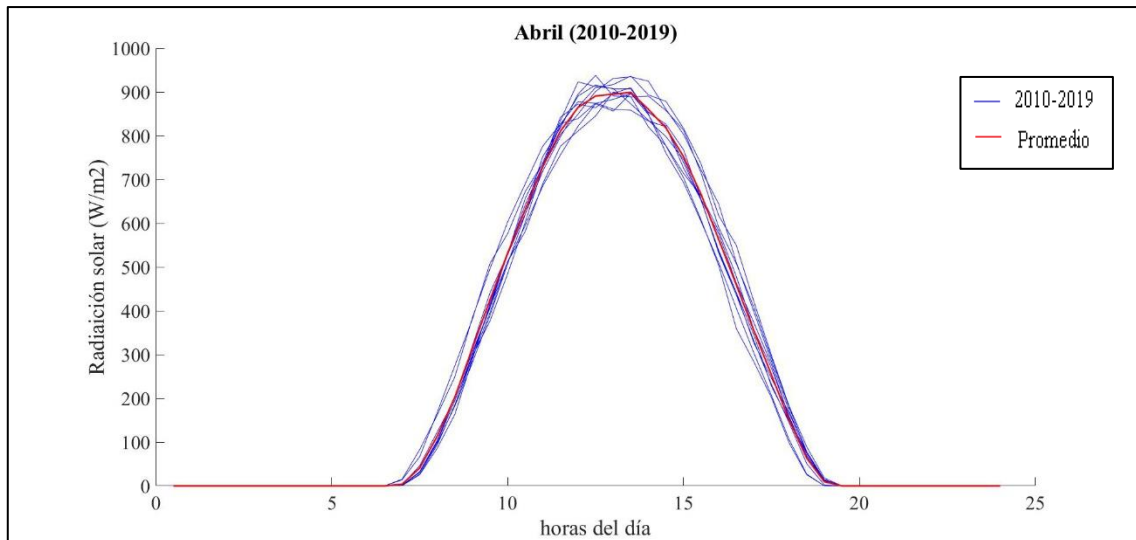
Apéndices

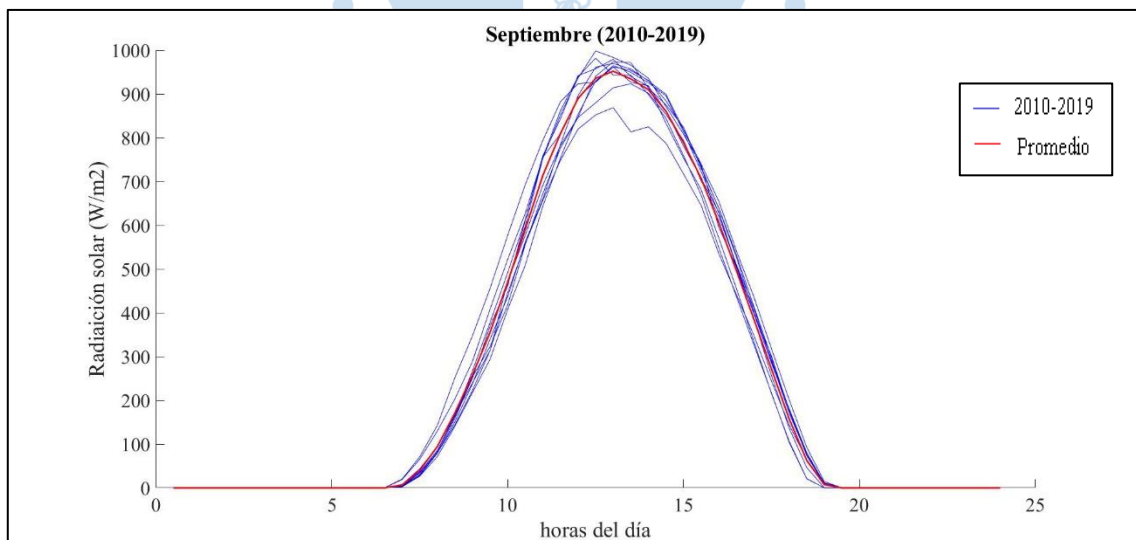
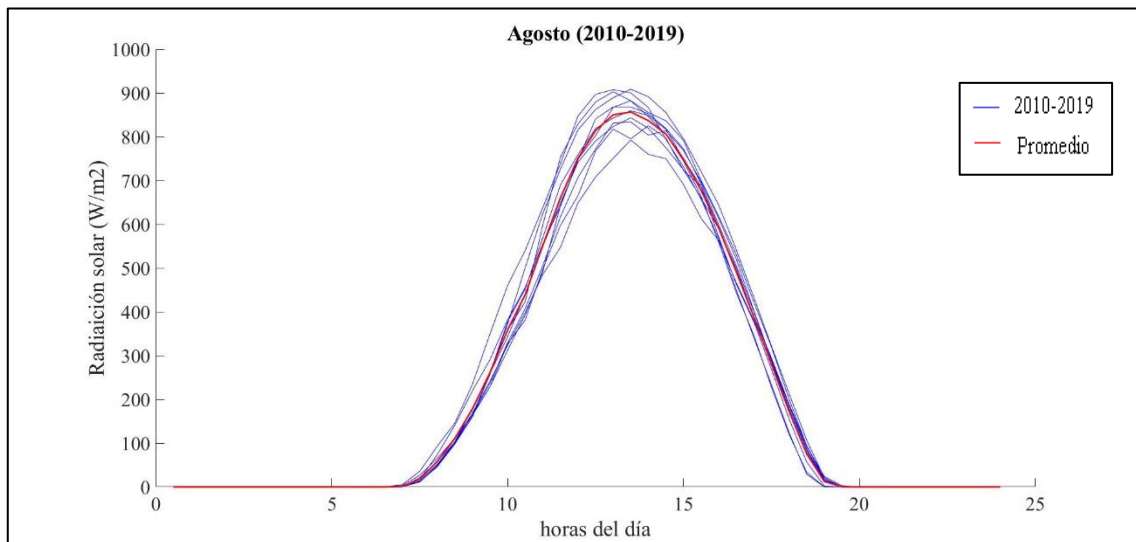
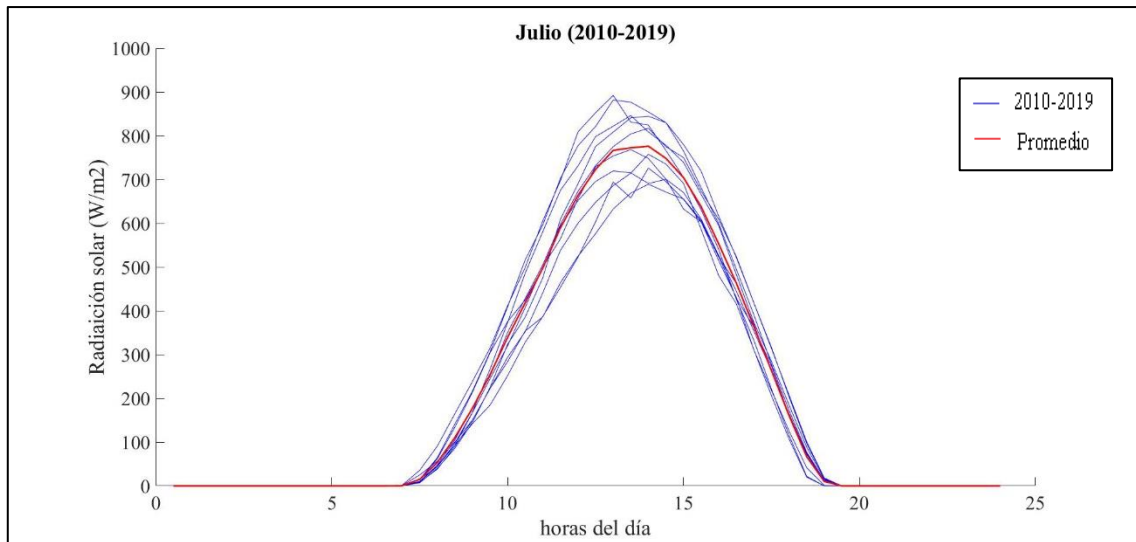


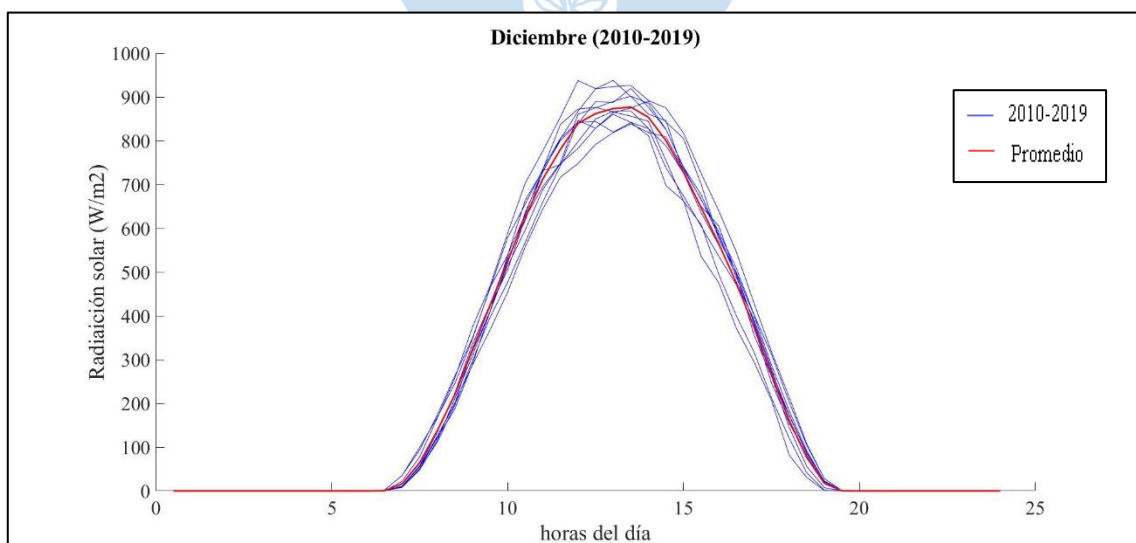
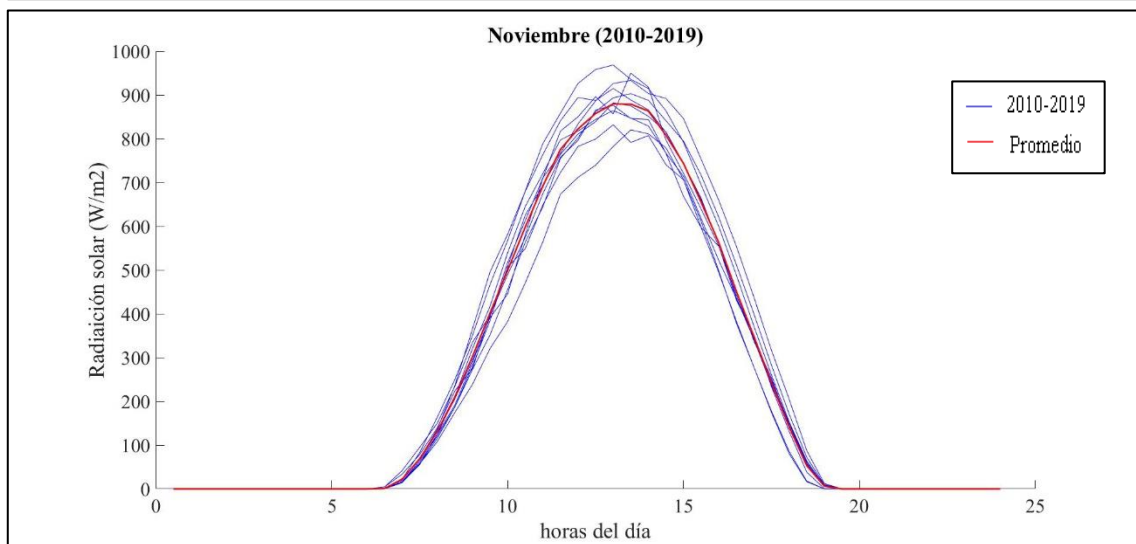
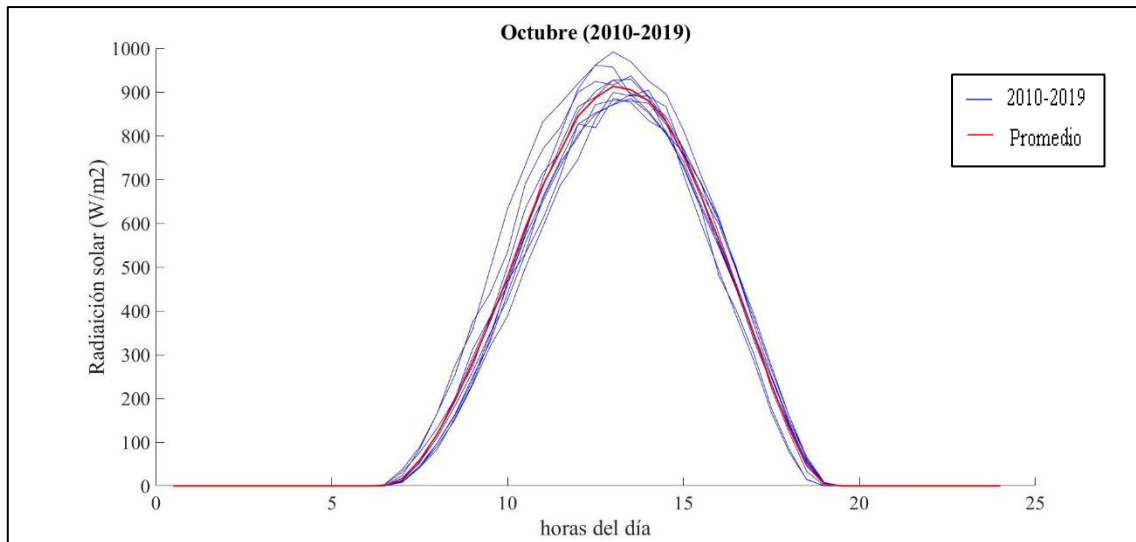


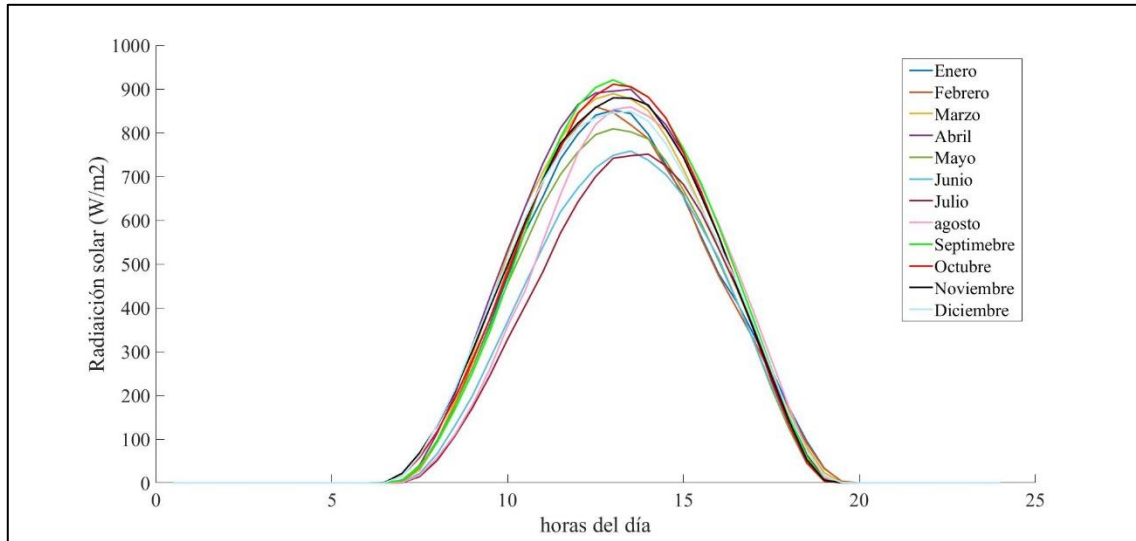
Apéndice A. Distribución horaria multianual de la radiación solar por mes registradas en la estación meteorológica de la Universidad de Piura









Apéndice B. Variación de la distribución horaria multianual de la radiación solar

Apéndice C. Glosario

- Radiación solar: La radiación solar es la energía emitida por el Sol, que se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas.
- GHI (Global Horizontal Irradiance): Es la radiación solar total que incide sobre una superficie horizontal. Es la suma de la irradiancia normal directa (DNI), la irradiancia horizontal difusa y la radiación reflejada en el suelo.
- DNI (Direct Normal Irradiance): es la cantidad de radiación solar recibida por unidad de área por una superficie que siempre se mantiene perpendicular (o normal) a los rayos que vienen en línea recta desde la dirección del sol en su posición actual en el cielo.
- DHI (Diffuse Horizontal Irradiance): es el acrónimo de Irradiación Horizontal Difusa, que representa la radiación solar que no llega en un camino directo desde el sol, sino que ha sido dispersada por las nubes y las partículas en la atmósfera y proviene por igual de todas las direcciones.
- SAM (System Advisor Model): es un modelo de software tecno económico libre que facilita la toma de decisiones a las personas en la industria de las energías renovables.
- Día juliano: es un método para identificar el día actual a través de la cuenta del número de días que han pasado desde una fecha pasada y arbitraria.
- Probabilidad de excedencia: Corresponde a la probabilidad de que un evento definido, o caudal de crecida, sea igualado o excedido.

Apéndice D. Códigos de programación

IMPORTAR DATOS.

```
clc
clear all
% datos=xlsread('radiacion solar.xlsx','C2:L17521');
% datos=xlsread('valor promedio de todos los datos.xlsx','A2:A17522');
datos=xlsread('valores mensuales.xlsx','A1:A576');
% datos=xlsread('valores maximos promedio.xlsx','B2:F377');
% datos=xlsread('valores maximos promedio multianuales.xlsx','A1:D365');
% datos=xlsread('Radiacion solar valores validados.xlsx','L2:L17522');
% datos=xlsread('Valor acumulado promedio por dia.xlsx','E2:E366');
% datos=xlsread('Radiacion solar valores validados por
hora.xlsx','G2:J8762');
```

```
for i=1:48
    x(i,1)=i*(24/48);
end
```

```
% for i=1:48
%     q(i,1)=0;
%         z=datos(i,1);
%         q(i,1)=q(i,1)+z;
% end
```

Código para promedio de cada mes de los 10 años según datos colocados.

```
% n=1;
% m=0;
% for j=1:10
% for i=1:48
%     p(i,j)=0;
%     for n=334:364
%         y=datos(i+48*n,j);
%         p(i,j)=p(i,j)+y;
%     end
%     prom(i,j)=p(i,j)/30;
% end
% end
```

```
% for i=1:48
%     q(i,1)=0;
% for j=1:10
%     z=prom(i,j);
%     q(i,1)=q(i,1)+z;
% end
%     promt(i,1)=q(i,1)/10;
%
% end
```

Código para ploteo de Graficas Finales (Distribución horaria multianual de la radiación solar por mes).

```
n=1;
m=1;
for i=1:576
    if n==48
        diario(n,m)=datos(i);
        n=1;
        m=m+1;
    else
        diario(n,m)=datos(i);
        n=n+1;
    end
end
figure
hold on
plot(x,diario)
```

Configuración para eje X con meses Prom de radiación Solar Max multianual.

```
% plot(datos)
% grid on
% datetick('x','mmmm')
% xticks([17 45 77 110 143 173 203 236 267 297 328 359])
%
xticklabels({'enero','febrero','marzo','abril','mayo','junio','julio','agos
to','septiembre','octubre','noviembre','diciembre'})
% axis([0 365 0 1200])
% ylabel('Radiación solar (W/m2)')
% xlabel('Meses del año')
% legend('Valores max','Prom del mes','? +','? -')
```

Configuración para ploteo de algunas gráficas.

```
% plot(datos)
% grid on
% datetick('x','mmmm')
% xticks([17 45 77 110 143 173 203 236 267 297 328 359])

xticklabels({'enero','febrero','marzo','abril','mayo','junio','julio','agos
to','septiembre','octubre','noviembre','diciembre'})
% axis([0 366 0 15000])
% ylabel('Radiación solar (W/m2)')
% xlabel('Meses del año')
```

Anexos





Anexo A. Ejemplos prácticos y acceso a la Norma AENOR (UNE 500540:2004)

Para acceder a la norma se ingresa en el navegador, se procede a colocar en el buscador “UNE 500540:2004” y posteriormente se ingresa a la página con el siguiente nombre: “UNE 500540:2004 Redes de estaciones meteorológicas ...” al ingresar se debe seleccionar el recuadro que dice comprar en AENOR, para ser redirigido a la tienda en la que se podrá adquirir la norma (Asociación Española de Normalización y Certificación, 2004).

Del extracto de la norma se obtiene:

1 OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN

Para poder hacer un uso óptimo de los datos contenidos en los registros meteorológicos es imprescindible conocer el grado de calidad de los mismos. El objetivo de la presente norma es establecer unas directrices mínimas acerca de la validación de datos procedentes de estaciones meteorológicas automáticas que permitan no sólo saber el grado de validez de los datos, sino también las manipulaciones a las que han sido sometidos.

2 NORMAS PARA CONSULTA

UNE 500510 IN¹ – *Redes de estaciones meteorológicas automáticas. Aspectos generales y nomenclatura.*

UNE 500520 – *Redes de estaciones meteorológicas automáticas. Criterios de localización de emplazamientos e instalación de sensores. Características de adquisición y muestreo.*

Se mencionan a continuación algunos casos en los que se utilizó la norma.

- **PROCEDIMIENTOS DE VALIDACIÓN DE DATOS DE ESTACIONES METEOROLÓGICAS AUTOMÁTICAS. APLICACIÓN A LA RED DE INFORMACIÓN AGROCLIMÁTICA DE ANDALUCÍA.**

2.1 NIVEL 0. VALIDACIÓN DE LA ESTRUCTURA DEL REGISTRO DE DATOS

Se comprueba que tanto la estructura del registro como el número de datos son los que se espera que lleguen. Si alguno de los datos no puede ser extraído correctamente, se considerará dicho dato como no válido. Si existe error en la fecha y/u hora, todos los datos del registro asociados a esa fecha y hora se considerarán no válidos.

2.2 NIVEL 1. VALIDACIÓN DE LOS DATOS SEGÚN LÍMITES

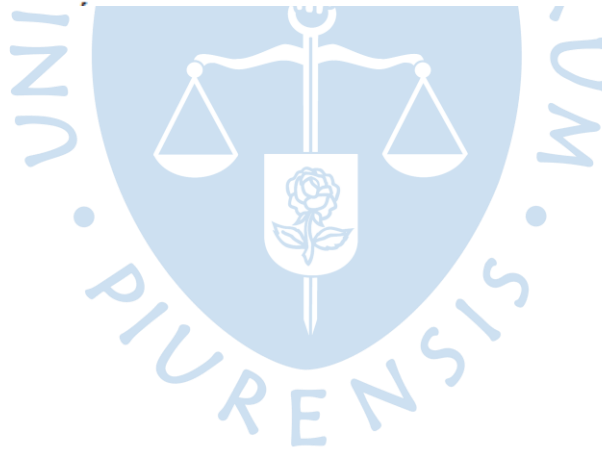
En este nivel de validación se comprueba el rango de los valores meteorológicos introducidos en la base de datos. Por rango entendemos el límite superior y el inferior entre los que debe estar el valor de un dato para ser considerado como válido (Feng y col. (2004); Meek y Hatfield, 1994; Reek y col., 1992; Shafer y col., 2000; Schroeder y col., 2005). Se definen dos tipos de límites: límites físicos e instrumentales y límites flexibles (efemérides meteorológicas).

2.3 NIVEL 2. VALIDACIÓN DE LA COHERENCIA TEMPORAL DEL DATO

Los procedimientos basados en la coherencia temporal comprueban si la diferencia entre medidas meteorológicas sucesivas excede un valor determinado, en cuyo caso habría que sospechar de ambas medidas (Feng y col., 2004; Graybeal y col., 2004; Meek y Hatfield, 1994). Es decir, se chequea el exceso de variabilidad de dos registros consecutivos. Si esta diferencia supera el valor preestablecido dentro del sistema de validación, se genera una alerta para los dos datos. En este nivel se comparará el cambio entre dos o más observaciones consecutivas separadas media hora unas de otras. Este tipo de valoración sólo afecta a los datos semihorarios. Si la diferencia excede un valor prefijado, distinto para cada variable, se considerará que el dato o datos no ha superado el test.

2.4 NIVEL 3. VALIDACIÓN DE LA COHERENCIA INTERNA DE LOS DATOS. RELACIONES ENTRE VARIABLES

Los procedimientos denominados de coherencia interna están basados en la verificación de la coherencia física o climatológica de cada variables observada o también de la consistencia entre variables (Grüter et al., 2001). Valores medidos al mismo tiempo y en el mismo lugar no pueden ser incoherentes entre ellos. En este caso, puesto que no se puede discernir cuál de las variables involucradas es la responsable, se considerará que ambas observaciones no han superado este test. También entran en esta categoría los tests que comprueban la coherencia interna del propio sistema. Por ejemplo, un valor promediado debe ser siempre menor que el valor instantáneo máximo, o la precipitación durante media hora siempre deberá ser menor que la precipitación acumulada durante 24 horas (Vejen et al., 2002). También son habituales las comprobaciones del tipo $T_{\max}(i) > T_{\text{med}}(i) > T_{\min}$ ó $T_{\max}(i) > T_{\min}(i-1)$ siendo i un día cualquiera. Existen también comprobaciones para rangos diarios de temperatura excesivos (Feng et al., 2004; Reek et al., 1992).



- **VALIDACIÓN DE DATOS (Sistema de Información Agroclimática para el Regadío).**

Nivel 1: Validación de Rango

Es el primer nivel de validación que se realiza donde se comprueba el rango de los valores meteorológicos introducidos en la base de datos. Por rango se entiende el límite superior e inferior entre los que debe de estar el valor de un dato para ser considerado como válido.

Tabla de rangos de los datos horarios.

DATOS HORARIOS	Rango Mínimo	Rango Máximo	Unidades
Temperatura Media	-21	45	°C
Humedad Media	5	100	%
Velocidad viento	0	75	m/s
Dirección Viento	0	360	°
Radiación	0	1350	w/m2
Precipitación	0	150	mm

Tabla de rangos de los datos diarios.

DATOS DIARIOS	Rango Mínimo	Rango Máximo	Unidades
Temperatura Media	-21	45	°C
Temperatura Máxima	-21	45	°C
Hora-Minuto Temperatura Máxima	0	2400	
Temperatura Mínima	-21	45	°C
Hora-Minuto Temperatura Mínima	0	2400	
Humedad Media	5	100	%
Humedad Máxima	5	100	%
Hora-MinutoHumedad Máxima	0	2400	
Humedad Mínima	5	100	%
Hora-MinutoHumedad Mínima	0	2400	
Velocidad Viento	0	75	m/s
Dirección Viento	0	360	°

Nivel 2: Validación de la Consistencia Interna

En este nivel de validación se tienen en cuenta las relaciones meteorológicas que existen entre las observaciones efectuadas en la misma estación. Valores medidos al mismo tiempo y en el mismo lugar no pueden ser inconsistentes entre ellos. (UNE 500540:2004)

Este nivel de validación sólo se realiza en los datos diarios. Las comprobaciones que se realizan en esta validación son las siguientes:

- El valor de Velocidad del Viento Máxima no puede ser inferior al valor de Velocidad del Viento.
- El valor de Velocidad del Viento no puede ser igual a cero.
- El valor de Dirección del Viento no puede ser igual a cero.

- El valor de Humedad Media no puede ser inferior a un 50% cuando el valor del dato de Precipitación es superior a 0,2.

Nivel 3: Validación de la Consistencia Temporal

En este nivel se compara el cambio entre observaciones consecutivas. Si la diferencia excede un valor permitido, distinto para cada parámetro, el dato será etiquetado como "sospechoso". Si alguno de los dos datos usados en la comparación no existe, en este paso no se etiquetará el dato, a no ser que no se vaya a aplicar ninguna otra validación, entonces se etiquetará como "sospechoso". (UNE 500540:2004)

Este nivel de validación evalúa la coherencia del valor de un dato con respecto a los valores de los datos precedentes y los datos posteriores. Este tipo de validación sólo afecta a los datos Horarios.

Por defecto, son cinco el número de datos anteriores y posteriores que utilizará la aplicación para validar su consistencia temporal. Este parámetro es configurable en la base de datos. Si se encontrase algún nulo entre esos datos, la validación no sería posible.

Para realizar la validación se halla la media de los 5 registros precedentes y de los 5 registros posteriores. Del mismo modo, aparte de la media, también se calcula la desviación típica de estos datos.

Si el valor de un dato horario rebasa cualquiera de las medias calculadas ± 3 veces (este valor es también configurable) la desviación típica de los datos implicados en esas medias, se considerará un dato sospechoso y, por tanto, inválido en cuanto a su consistencia temporal.

Nivel 4: Validación Espacial de los datos meteorológicos

Los valores de un mismo parámetro medidos al mismo tiempo en estaciones cercanas no pueden diferir demasiado unos de otros. (UNE 500540:2004)

La validación espacial coteja los datos de una determinada estación con respecto a las estaciones correlacionadas, aquellas que tienen un comportamiento climático parecido en cuanto a los datos adquiridos y que se encuentran situadas espacialmente a una distancia inferior a 50 Km. de la estación estudiada.

Esta validación sólo se realiza en los registros Diarios.

Para realizar la validación de una variable climática determinada, se toman las estaciones de mayor correlación, las que superan un coeficiente de correlación establecido, hasta un máximo de 5 estaciones, de las cuales se calcula la media y la desviación típica de los datos de la variable estudiada. Con estos dos parámetros estadísticos se establece una regla de validación aplicable al dato estudiado.

Esta regla de validación consiste en establecer unos límites, superados los cuales se considera al dato de la variable estudiada como sospechoso, y por tanto, inválido en cuanto a la validación de la consistencia temporal.

- CONTROL DE CALIDAD DE DATOS DE ESTACIONES METEOROLÓGICAS E HIDROLOGICAS AUTOMÁTICAS EN EL CENTRO DE PROCESAMIENTO DE DATOS DEL SENAMHI.

6.3 Descripción de los Controles de calidad para Temperatura del aire, Humedad relativa, Precipitación y Nivel de agua

El control de calidad se organiza en dos niveles (I y II).

6.3.1 Nivel I: Control de calidad automático

Es un primer nivel de comprobaciones para identificar los registros de las variables meteorológicas e hidrológicas con valores dudosos respecto a límites físicos y climatológicos, así como posibles inconsistencias internas y otras de orden espacial. Se ejecutan en forma automática y masivamente a los datos mediante una serie de pruebas estadísticas y otras. Esta fase del proceso de control de calidad se realiza en tiempo real. El dato que durante el proceso de control pase todas las pruebas

(todos los banderines sean conforme) será catalogado como **conforme**. Por el contrario, basta que el dato no cumpla con una de las pruebas, **será** considerado como **dudoso**, de modo que pase al siguiente Nivel II para su evaluación correspondiente.

6.3.1.1 Límites duros

- Prueba de Límites duros.** Estos controles aseguran que no existan valores considerados físicamente imposibles. Los límites propuestos son fijos para cada variable durante todo el periodo de datos y corresponden a los límites a nivel de la Zona de Sudamérica o global.

6.3.1.2 Límites blandos

- Prueba de Límites específicos por estación (de observación).** Los controles son de acuerdo a las estadísticas de las estaciones de observación y son controles más finos que las pruebas de límites específicos sub-nacionales y nacionales. Los datos que pasan esta prueba son marcados como conformes, los que no pasan la prueba son marcados como dudosos.

6.3.2 Nivel II: Control de calidad manual

Es el segundo nivel del control de calidad (no automático) con intervención de un especialista (analista) que se aplica a los datos marcados como "Dudosos" provenientes del Nivel I, con el fin de comprobar y validar la integridad de los datos. Se incluyen comprobaciones adicionales respecto a límites físicos y climatológicos, comprobaciones de compatibilidad temporal para un período de medición más amplio, la compatibilidad interna de los datos y comprobaciones de consistencia espacial, es decir, consistencia respecto a otras estaciones automáticas cercanas y relativamente semejantes meteorológicamente, y con la ayuda de imágenes satelitales. Esta fase del proceso de control de calidad se realiza en tiempo diferido.

6.3.2.1 Validación de Consistencia interna

La validación en este control es una comprobación de la compatibilidad interna de los datos, es decir, dentro de los datos de la misma estación y se realiza llevando a cabo una inspección visual sobre los datos objeto de análisis, representando gráficamente la evolución temporal de la variable u otras de la misma estación y en varios niveles de agregación temporal según convenga, a fin de determinar si un dato Dudoso es válido o no válido, para que luego sea marcado como corresponde.

6.3.2.2 Validación de Consistencia espacial

En este paso se realizará la comparación de los datos de la estación automática versus otras estaciones cercanas o relativamente cercanas y con condiciones geográficas, fisiográficas y climáticas similares y consecuentemente con cierta coherencia en el comportamiento meteorológico o hidrológico.