



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA



Estimación del recurso solar en Uruguay mediante imágenes satelitales

TESIS PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA
UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Rodrigo Alonso Suárez

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
DOCTOR EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.

DIRECTORES DE TESIS

Dr. Gonzalo Abal Universidad de la República
Dr. Pablo Musé Universidad de la República

TRIBUNAL

Dr. Rafael Terra (Revisor) Universidad de la República
Dr. Raúl Righini (Revisor) Universidad Nacional de Luján
Dr. Gonzalo Casaravilla Universidad de la República
Dr. Juan Ceballos Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
Dr. Gregory Randall Universidad de la República
Dr. Raúl Donangelo Universidad de la República

DIRECTOR ACADÉMICO

Dr. Pablo Musé Universidad de la República

Salto
miércoles 26 julio, 2017

Estimación del recurso solar en Uruguay mediante imágenes satelitales, Rodrigo
Alonso Suárez.

ISSN 1688-2784

Esta tesis fue preparada en L^AT_EX usando la clase iietesis (v1.1).

Contiene un total de 221 páginas.

Compilada el miércoles 26 julio, 2017.

<http://iie.fing.edu.uy/>

The truth is... you can never simply trust data.

DR. PIERRE INEICHEN

EN REFERENCIA A LA CALIDAD DE
LOS DATOS DE IRRADIANCIA SOLAR

ISES SOLAR WORLD CONGRESS 2011
KEYNOTE SPEECH (Q&A)

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Agradecimientos

En primer lugar debo agradecer a mi familia y seres queridos, que han representado un apoyo incondicional en cada actividad en la que he incursionado. A mis padres, que desde muy chico me mostraron el valor del esfuerzo, de la curiosidad y del querer entender, y cuyas enseñanzas en ideas y valores son gran parte de lo que soy. A mi novia, quien ha sido una gran aliada en los momentos buenos y, más importante, en los no tan buenos, cuando se necesita una voz de aliento que te muestre que nada es tan grave y todo tiene solución. A mi hermana, cuya espontaneidad siempre te saca una sonrisa, y el amor que tiene a su trabajo con animales te traslada a un mundo donde las cosas son mejores.

En segundo lugar, a mis tutores, que confiaron en mi y en mi trabajo, y me dieron la posibilidad de construir un camino propio, siempre amparado por consejos y visiones que han sido fundamentales a lo largo de este trayecto. Valoro especialmente su guía académica para la realización de esta tesis, para la concreción de proyectos y decenas de otros consejos laborales y personales, más propios de un amigo que de un frío director de tesis.

Agradezco a la ANII por haberme seleccionado como becario del Plan Nacional de Posgrados, y por su apoyo económico a proyectos del Laboratorio de Energía Solar (LES) en relación directa con esta tesis. Al MIEM/DNE, con quien hemos trabajado en iniciativas para el desarrollo de la energía solar en Uruguay y que apoyaron desde un principio la creación del LES. Al INUMET, al INIA y a la empresa eléctrica estatal UTE, quienes han aportado datos meteorológicos medidos en superficie que eran necesarios para la realización de este trabajo.

La lista de agradecimientos a personas es probablemente muy larga y seguramente cometa alguna injusta omisión. Agradezco a Ricardo Siri, quien ha descargado la gran mayoría de las imágenes de satélite que conforman nuestro banco local y con quien compartimos su administración durante 5 años. A los integrantes del LES, por aportar día a día a su construcción y generar el excelente clima de trabajo del que disfrutamos. A mis amigos del barrio y la adolescencia, que aunque me han visto menos de lo debido en los últimos 10 años, siempre me reciben con alegría y los brazos abiertos. Finalmente, a los queridos amigos de la ex-Sala 8, un grupo de personas excepcionales de las que todavía sigo aprendiendo luego de muchos años de amistad, como persona y como profesional.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

*A los que dedican su tiempo a la construcción de un mundo mejor, sólo
motivados por la legítima convicción de que es lo correcto.*

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Resumen

Conocer el recurso solar disponible es una necesidad básica para el desarrollo de los emprendimientos que aprovechan este tipo de energía. La incerteza con que se conoce el recurso es el principal factor que afecta la viabilidad financiera de los proyectos de mediano y gran porte. El primer Mapa Solar del Uruguay (MSUv1), concluido en 2009, representó un primer esfuerzo por sistematizar el conocimiento del recurso solar en Uruguay. Sin embargo, debido a la escasa información disponible en la época y a la metodología utilizada, el MSUv1 presenta fuertes limitaciones. Estas limitaciones pueden ser resueltas utilizando un modelo basado en imágenes de satélite que haya sido ajustado y validado con medidas en Tierra de buena calidad. En esta tesis desarrollamos y optimizamos un modelo satelital adaptado a las particularidades de la región que permite estimar con baja incerteza la irradiación solar hora a hora para cualquier punto del territorio, desde el año 2000 a la fecha. Este modelo fue el mejor de una serie de modelos empíricos que implementamos, todos ellos ajustados y evaluados utilizando los datos de irradiación solar registrados en las redes de medidas del Laboratorio de Energía Solar (LES) y la empresa eléctrica estatal (UTE). No obstante su simplicidad, todas las comparaciones realizadas, ya sea a corto o largo plazo, contra datos u otros modelos satelitales, concluyen que el desempeño del modelo es excelente y que es la alternativa de menor incerteza para estimar el recurso en la región, incluso frente a modelos comerciales más sofisticados.

El modelo es aplicado para construir mapas mensuales y anuales del potencial solar, que conforman la segunda versión del Mapa Solar del Uruguay (MSUv2) y representan un avance sustancial en la cantidad y calidad de la información disponible del comportamiento de largo plazo del recurso. Esta nueva versión reduce la incerteza del mapeado anual y mensual de 15 % a 2 % y aumenta la resolución espacial de 150 km a 3 km, además de incluir componentes de la radiación solar con interés ingenieril que no habían sido mapeadas hasta la fecha y un mapa de potencial de generación fotovoltaica. La información contenida en el MSUv2 incluye también una caracterización de la variabilidad inter-anual y la información necesaria para manejar el riesgo financiero de los proyectos de energía solar. La posibilidad de generar estimaciones horarias de más de 15 años de irradiación solar permitió la elaboración de series horarias típicas para la simulación detallada de emprendimientos solares. Estas series conforman el Año Meteorológico Típico para aplicaciones de Energía Solar (AMTUES) y son representativas de la media de largo plazo y la variabilidad horaria típica. Además de incluir la irradiación

solar, en el AMTUes se incluyen otras variables necesarias para las simulaciones, como la temperatura ambiente y la humedad relativa, entre otras. Este conjunto de herramientas desarrolladas abren paso a una mayor y mejor utilización de la energía solar en Uruguay.

Finalmente, esperamos que la infraestructura y las capacidades locales generadas a lo largo de este trabajo, tanto en la recepción y procesamiento de información satelital, como en la base de información sobre el recurso solar en Uruguay, puedan ser aprovechadas por actores del sector público o privado para sus fines específicos.

Tabla de contenidos

Agradecimientos	III
Resumen	VII
1. Introducción	1
1.1. Antecedentes	2
1.2. Sobre esta tesis	3
2. El recurso solar por satélite	7
2.1. Magnitudes básicas	8
2.2. La irradiancia solar en el tope de la atmósfera	10
2.3. La irradiación solar en el tope de la atmósfera	13
2.4. El recurso solar en la superficie terrestre	14
2.4.1. Medida del recurso solar	17
2.4.2. Bancabilidad	18
2.5. Imágenes de satélite	21
2.6. Indicadores de desempeño	27
2.7. Modelos para estimar irradiación solar por satélite	29
2.7.1. Modelo de Tarpley	30
2.7.2. Modelo de Cano et al.	33
2.7.3. Modelo SUNY	33
2.7.4. Modelo Heliosat	35
2.7.5. Modelo GL	37
2.7.6. Modelo Brasil-SR	38
2.7.7. Modelo NASA/SSE	38
2.7.8. Desempeño típico de modelos satelitales	39
3. Base de información	43
3.1. Procesamiento satelital local	43
3.1.1. Base de imágenes local	44
3.2. Red de medida del LES/UdelaR	46
3.2.1. Estaciones de primera generación	46
3.2.2. Estaciones de segunda generación	48
3.2.3. Estado actual de la red	49
3.2.4. Procesamiento de los datos	51

Tabla de contenidos

3.3. Red de medida de UTE	53
3.4. Datos de irradiación utilizados	54
4. Modelado de la irradiación	59
4.1. Metodología de ajuste y validación de modelos	59
4.2. Implementación del modelo JPT	60
4.2.1. Brillo de fondo	61
4.2.2. Ajuste y evaluación de desempeño	65
4.3. Desarrollo del modelo BD-JPT	69
4.4. Desarrollo de variantes empíricas	77
4.4.1. Propuestas de variantes	77
4.4.2. Analisis de desempeño	79
4.4.3. Discriminación de brillo	81
4.4.4. Modelo óptimo JPT-v2	83
4.5. Tamaño de la celda	86
4.6. Modelado de la fracción difusa	87
4.6.1. Datos utilizados	87
4.6.2. Filtrado de datos	89
4.6.3. Modelos empíricos implementados	91
4.6.4. Desempeño local de los modelos de fracción difusa	96
5. Aplicaciones	99
5.1. Mapa Solar del Uruguay (v2)	100
5.1.1. Estimación de la GHI	100
5.1.2. Comparación con MSUv1	111
5.1.3. Comparación con NASA/SSE	113
5.1.4. Estimación de componentes de la irradiación	114
5.1.5. Variabilidad inter-anual	118
5.2. Mapa de factor de capacidad PV	120
5.3. Año Meteorológico Típico	125
5.3.1. Conjuntos de datos	126
5.3.2. Construcción del AMTUes	128
5.3.3. Evaluación del AMTUes	134
6. Conclusiones	137
6.1. Modelos satelitales para estimación de GHI	137
6.2. Modelos de fracción difusa	140
6.3. Caracterización del recurso solar nacional	140
6.4. Generación de nuevas capacidades locales	142
6.5. Perspectivas a futuro	144
6.5.1. Variabilidad de corto plazo del recurso	144
6.5.2. Pronóstico al corto plazo de la irradiación solar	145
A. Mapa Solar del Uruguay (MSUv2)	147

B. Infraestructura y procesamiento	153
B.1. Infraestructura computacional de satélite	153
B.2. Algoritmos	154
B.3. Calibración de imágenes	157
B.3.1. Calibración del canal visible	157
B.3.2. Cálculo de la temperatura de brillo	158
B.4. Infraestructura computacional de la RMCIS	159
C. Cálculos complementarios	163
C.1. Cálculo del ángulo cenital	163
C.2. Ángulo azimutal Sol-Satélite	164
D. Información complementaria	167
Glosario	181
Referencias	185
Índice de tablas	200
Índice de figuras	203

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 1

Introducción

La demanda mundial de energía permanece en ascenso desde hace décadas y asegurar su abastecimiento sustentable es uno de los desafíos de la humanidad para este siglo. Esta demanda es cubierta principalmente en base a combustibles fósiles y otras fuentes de energía no renovable (Co., 2015; IEA, 2015; REN21, 2015). Esta forma de producción de energía no es sustentable en el largo plazo, y en el caso de combustibles fósiles, contribuye a la emisión de gases de efecto invernadero. Las energías renovables, en cambio, constituyen una alternativa limpia para asegurar el abastecimiento de energía. Actualmente nos encontramos ante una transición en la forma de producir y utilizar la energía, que se manifiesta con fuerza a escala global. Esta transición comenzó en los últimos años en Uruguay; un país sin reservas conocidas de petróleo, gas natural, carbón mineral o uranio, donde la energía nuclear está prohibida por ley y el recurso hídrico de gran escala está utilizado prácticamente al 100 %.

En términos anuales llega desde el Sol a la superficie terrestre una energía de 23000 TW-año, valor que supera en tres órdenes de magnitud a la demanda mundial de energía que, a modo de ejemplo, en 2015 fue de 18,5 TW-año (Perez and Perez, 2015). La energía total obtenible de las reservas conocidas de las cuatro fuentes de energía no renovable de mayor utilización (petróleo, gas natural, carbón y uranio) se estima en aproximadamente 1600 TW-año. Excluyendo la energía solar, se estima que el resto de las energías renovables (eólica, biomasa, hidráulica, geotérmica, etc.) podrían aportar anualmente hasta 150 TW-año. Al comparar estos números resulta claro que la energía solar no sólo es la principal fuente de energía del planeta, sino que también es la mayor fuente potencial de energía disponible, ya sea renovable o no.

El conocimiento del recurso solar es el paso previo para el desarrollo de cualquier actividad que transforme la energía solar en energía útil. La caracterización de largo plazo del comportamiento medio del recurso y su variabilidad, son aspectos fundamentales para el desarrollo de aplicaciones de este tipo de energía. La incertidumbre respecto a la disponibilidad del recurso es el factor que introduce más incerteza en los estudios de viabilidad de los emprendimientos de energía solar (Vignola et al., 2012). Esta incerteza se traslada directamente a la incertidumbre sobre el retorno económico de los proyectos, aumentando de esa forma su

Capítulo 1. Introducción

riesgo y, por ende, dificultando el acceso al capital necesario para su desarrollo.

El factor más importante que determina el recurso solar a nivel de la superficie terrestre es la presencia de nubes. Por ello, la forma moderna de estimar la irradiación solar emplea modelos que utilizan imágenes de satélite para obtener información de la nubosidad. Estos modelos deben ser ajustados y validados utilizando medidas de radiación en tierra de calidad controlada. Con las capacidades actuales de los satélites, este enfoque permite conocer el recurso solar a escala horaria o intra-horaria con una resolución espacial de 1–2 km sobre una amplia región territorial. A partir de una base de información satelital de varios años es posible generar estimativos históricos de irradiación solar, y estudiar el recurso desde una perspectiva de caracterización climática (más de 15 años), tanto en sus valores medios como en su variabilidad. Integrando medidas en tierra de otras variables meteorológicas, como la temperatura ambiente, la humedad relativa, la velocidad de viento, etc., se pueden realizar simulaciones de largo plazo de aplicaciones tecnológicas que aprovechen la energía solar o elaborar series anuales típicas que permitan evaluar el desempeño esperado de un emprendimiento utilizando un único año de datos representativo.

1.1. Antecedentes

Los esfuerzos sistemáticos por mejorar el conocimiento del recurso solar en Uruguay son relativamente recientes. El primer Mapa Solar del Uruguay (MSUv1) fue elaborado por investigadores de la Facultad de Ingeniería de la UdelaR entre 2008 y 2009 (Abal et al., 2010, 2011), y estuvo basada únicamente en mediciones terrestres. Se utilizaron las escasas series confiables de largo plazo de irradiación solar diaria que existían en Uruguay y una serie de medida registrada por el Instituto Nacional de Meteorología de Brasil (INMET) en la localidad fronteriza de Livramento. Para la construcción del MSUv1 se utilizó la correlación de Ångström-Prescott (Ångström, 1924; Prescott, 1940), que relaciona la irradiación solar con la heliofanía (horas de Sol). Al contrario de la radiación solar, la heliofanía es una variable usualmente registrada en las estaciones meteorológicas desde hace décadas, y existen series históricas con más de 40 años de datos de esta variable para varios puntos del territorio. La metodología para esta primera versión se basó en que el promedio mensual de heliofanía para un sitio dado se correlaciona muy bien con el promedio mensual de irradiación diaria de ese lugar. En los sitios donde se conocían la heliofanía y la irradiación, se estimaron los coeficientes de ajuste para la correlación. Como estos sitios estaban lo suficientemente distribuidos en el territorio nacional, se extrapolaron los coeficientes de la correlación a los otros sitios, donde sólo se disponía de datos de heliofanía. De esta manera se generaron estimativos de medias mensuales de irradiación diaria en doce puntos de Uruguay y, a partir de ellos, se generaron los mapas mensuales y el mapa anual utilizando técnicas de interpolación.

El MSUv1 proporcionó por primera vez información sobre la distribución espacial del recurso solar de largo plazo en el territorio, lo que representó un avance significativo para el país. Sin embargo, la metodología utilizada tiene fuertes limi-

taciones. En primer lugar, no permite tener una resolución temporal mayor a la de los promedios mensuales. No es posible, por tanto, usarla para generar una serie de datos diarios o de menor resolución temporal. En segundo lugar, salvo los 12 puntos del territorio utilizados como soporte, el resto de los puntos son estimados por interpolación. Esto implica que la resolución espacial real del mapeado es del orden de las centenas de kilómetros (Alonso-Suárez et al., 2012). En tercer lugar, la incertidumbre declarada en los estimativos de las medias mensuales es del 15 %, lo cual es alto como para ser la base de la simulación de emprendimientos. Finalmente, la única componente de la irradiación solar que es mapeada por el MSUv1 es la global en plano horizontal. No se proporcionan estimativos de otras componentes, como la irradiación directa en incidente normal o la irradiación global en plano inclinado, que son las que principalmente aprovechan las aplicaciones ingenieriles. Estas limitaciones pueden ser drásticamente reducidas utilizando información satelital.

1.2. Sobre esta tesis

En esta tesis se desarrollaron modelos basados en imágenes de satélite que permiten estimar con baja incerteza el recurso solar hora a hora para cualquier punto del territorio. La incertidumbre de los estimativos para el Uruguay es baja y competitiva con respecto a la información ofrecida por las consultoras internacionales especializadas en el tema. Utilizando la información satelital y medidas adquiridas en Tierra se implementaron y ajustaron localmente una serie de modelos satelitales empíricos. Se evaluaron propuestas que emergen de la literatura y variantes inéditas, resultando de una de éstas el desarrollo de un modelo que resultó el de mejor desempeño en la región. Dado que antes de 2010 no se disponía en Uruguay de los datos necesarios para la realización de esta tesis, se trabajó en paralelo para subsanar este hecho, consolidando la actual Red de Medida Continua de la Irradiancia Solar (RMCIS) y construyendo la capacidad de recepción/procesamiento de información satelital. Es importante destacar que al inicio de este trabajo, no existía en el país la capacidad de procesar matemáticamente una imagen satelital. En la actualidad, ambas fuentes de datos se reciben y se procesan automáticamente en servidores del Laboratorio de Energía Solar (LES/Udelar, <http://les.edu.uy>) y se controla todo el proceso partiendo desde los datos crudos. La base de imágenes local del LES tiene toda la información generada por el satélite GOES-East para el territorio de Uruguay y la región desde enero de 2000 a la fecha. En su estado actual cuenta con más de 800 000 imágenes y más de 5 TB^[1] de información que es única en el país. Utilizando esta estadística de imágenes de más de 15 años, en conjunto con el modelo satelital, se elaboró la segunda versión del Mapa Solar del Uruguay (MSUv2), el Año Meteorológico Típico para aplicaciones de Energía Solar (AMTUs) y el Mapa del Factor de Capacidad de plantas fotovoltaicas (MFCpv) para Uruguay. Estos productos fueron elaborados en el marco de esta tesis y su confección sólo fue posible debido al desarrollo del modelo satelital y a la nueva

^[1]Esto es, sin considerar respaldo y almacenamiento para los procesamientos.

Capítulo 1. Introducción

infraestructura construida. Este conocimiento acumulado, además de su utilidad práctica para el desarrollo de la energía solar en Uruguay, representa independencia estratégica para el país, en tanto pasa a conocer su propio recurso solar de primera mano.

En resumen, las contribuciones principales de esta tesis son las siguientes:

- (a) El ajuste local de modelos satelitales *empíricos* para la estimación del recurso solar y su evaluación de incerteza. Se implementaron propuestas disponibles en la literatura y propuestas novedosas, posibilitando, de esta forma, conocer la incerteza típica de este tipo de modelos y decidir cuál es el mejor para estimar el recurso solar en la región. Estos desarrollos se encuentran documentados en las publicaciones (Alonso-Suárez et al., 2011, 2012b,c), además de otro trabajo en preparación.
- (b) El desarrollo de la capacidad de generar series horarias de más de 15 años de irradiación solar con baja incerteza y una resolución espacial de 2 km aproximadamente. Esta es la base fundamental del MSUv2 (Alonso-Suárez et al., 2014), el AMTUes (Alonso-Suárez et al., 2012a, 2016a) y el MFCpv (Alonso-Suárez et al., 2016b).
- (c) El ajuste local de modelos *empíricos* para separar a escala horaria la irradiación global en plano horizontal en sus dos sub-componentes directa y difusa (Abal et al., 2017). Estos modelos tienen un rol importante en la elaboración del MSUv2, el AMTUes y el MFCpv.
- (d) La construcción con capacidades locales de la infraestructura necesaria para la recepción y procesamiento automático de imágenes de satélite, inexistente hasta ahora en el país (Alonso-Suárez and Nesmachnow, 2012), y la consolidación del funcionamiento de la RMCIS, que mide con cobertura nacional la irradiancia solar en condiciones de calidad controlada y funcionamiento operativo continuo con baja ocurrencia de fallas (Abal et al., 2015).
- (e) El aumento significativo de la cantidad y calidad de información del recurso solar disponible en Uruguay. Respecto al MSUv1, el MSUv2 aumenta la resolución temporal y espacial, desde valores mensuales de largo plazo a valores horarios y desde $\simeq 150$ km a $\simeq 2$ km, respectivamente, y reduce la incerteza del mapeado desde 15% a 2%. Se generó un mapeado de alta resolución de las componentes del recurso solar con interés ingenieril, algunas de ellas por primera vez en Uruguay, y se estima su variabilidad inter-anual. Parte de este trabajo se reporta en (Alonso-Suárez et al., 2014), previéndose la elaboración de una Memoria Técnica que reúna en forma detallada la nueva información.

Esta tesis se organiza de la siguiente manera. En el Capítulo 2 se presentan los principales aspectos de la medida y modelado de la radiación solar, con especial foco en los modelos satelitales. Se describen también los sistemas satelitales para

1.2. Sobre esta tesis

la observación de la Tierra, en particular, los satélites geoestacionarios GOES-East que son utilizados en este trabajo. En el Capítulo 3 se describe la infraestructura construida para la generación de la información base para este trabajo. Esto incluye las sucesivas mejoras realizadas a la RMCIS para la recepción y procesamiento de los datos medidos en campo, y la infraestructura de recepción y procesamiento de las imágenes de satélite, que era inexistente en el país hasta la fecha. En el Capítulo 4 se presenta el núcleo central de esta tesis, donde se presenta el desarrollo de los modelos satelitales para la estimación de irradiación solar horaria y la adaptación local de modelos para la estimación de la fracción difusa. Se realiza una comparación cuantitativa del desempeño de los diferentes modelos cuando son ajustados con datos locales, y se selecciona el modelo de menor incerteza. El Capítulo 5 se dedica a profundizar en el conocimiento del recurso solar en Uruguay y a la generación de información de primera necesidad para la simulación de emprendimientos de energía solar. La información generada, nueva en Uruguay, se obtiene de aplicar los modelos desarrollados junto con una estadística de imágenes de largo plazo. Finalmente, en el Capítulo 6 se presentan las conclusiones de la tesis y el trabajo actual más relevante que toma como base los desarrollos aquí descritos.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 2

El recurso solar por satélite

El primer satélite meteorológico que produjo una imagen utilizable de la Tierra fue el TIROS-I (Television Infrared Observation Satellite) que, puesto en órbita en abril de 1960, operó por 79 días generando 23000 imágenes. Su primera imagen marcó un hito en la meteorología; por primera vez se observaba a la Tierra como un sistema meteorológico integrado (Kidder and Vonder Haar, 1995) y dio inicio a la *meteorología por satélite* como área del conocimiento. Entre los años 1960 y 1965 fueron puestos en órbita 10 satélites meteorológicos de la serie TIROS con mejoras en cada versión (Kidder and Vonder Haar, 1995; Bakst and Yamasaki, 2000). Al día de hoy, la información satelital se considera un insumo fundamental para entender los sistemas meteorológicos y la meteorología por satélite se ha desarrollado notablemente, existiendo una amplia gama de productos satelitales que cuantifican variables o fenómenos meteorológicos. Sólo por mencionar algunos, existen productos de precipitación, humedad de suelo, **aerosoles**, detección de nieblas y neblinas, formación de sistemas convectivos, etc. Uno de estos productos es la *estimación de la irradiación solar a nivel de suelo*, el foco de este trabajo.

Los esfuerzos a nivel mundial por estimar el recurso solar por satélite tienen más de 50 años. El primer trabajo que correlacionó la **irradiancia solar** a nivel de suelo con la información satelital fue realizado por Fritz et al. (1964). En este trabajo se comparó el **albedo terrestre** medido por el TIROS-III con el promedio horario de la **irradiancia solar directa** de 31 estaciones terrenas del Servicio Meteorológico Nacional de EEUU. La comparación se hizo utilizando la imagen del 12 de julio de 1961 del pasaje del satélite sobre territorio estadounidense alrededor del mediodía solar. En esta comparación se encontró una **correlación de Pearson** de $-0,9$ entre ambas lecturas y se estableció que la información satelital era potencialmente útil para estimar la **irradiación solar** en superficie.

Desde el trabajo pionero de Fritz et al. se han desarrollado varios modelos que utilizan la información satelital para estimar el recurso solar. Algunos ejemplos se pueden encontrar en los trabajos de Tarpley (1979); Cano et al. (1986); Justus et al. (1986); Stuhlmann et al. (1990); Pinker and Laszlo (1992); Perez et al. (2002); Ceballos et al. (2004); Rigollier et al. (2004), entre otros. Las capacidades de los satélites meteorológicos han mejorado sensiblemente desde la serie TIROS, al punto tal que en la actualidad es posible generar con baja incerteza estimaciones

Capítulo 2. El recurso solar por satélite

de irradiación solar a escala horaria e intra-horaria con una resolución espacial de pocos kilómetros. Esto permite estimar el recurso solar en grandes extensiones territoriales sin necesidad de una densa red de medida, que sería de mantenimiento complejo y costoso. Además de la alta resolución espacial, es posible utilizar las imágenes de satélite para extender la base de información hacia el pasado. Si se cuenta con un banco de imágenes de varios años y un modelo satelital validado por medidas en tierra que incluyan algunos de estos años, se puede generar un histórico de irradiación solar y caracterizar climatológicamente el recurso.

Durante la década del 90 se dedicó considerable esfuerzo a comparar la incerteza de la estimación de irradiación solar por satélite con la incerteza de las técnicas de interpolación/extrapolación de medidas en superficie. Estos esfuerzos concluyeron con los trabajos de R. Perez (Perez et al., 1994, 1997) y A. Zelenka (Zelenka et al., 1992, 1999) donde se estableció que resulta más confiable el estimativo satelital que los datos de estaciones vecinas, a menos que estén muy próximas al punto de interés. Se encontró que, a escala horaria, la incerteza típica de los modelos satelitales es menor que interpolar a un punto los datos de una red de medida, si la distancia a la estación más cercana es mayor a 35 km. A escala diaria, esta distancia aumenta a 50 km. La incerteza de la extrapolación de datos de un sólo sitio crece más rápido con la distancia que la incerteza de la interpolación, lo que significa que incluso para distancias más pequeñas el estimativo satelital es más confiable que la extrapolación de un sitio vecino. Como consecuencia, una red de medida que tenga una incerteza horaria comparable a la de un estimativo satelital debería tener una densidad de radiómetros de 1 cada $35 \times \sqrt{2} \approx 50$ km, lo cual la hace inviable por costo de inversión y dificultad de operación. La precisión de los modelos satelitales ha mejorado desde los años 90, por lo que a la fecha estas distancias características son aún menores. Se concluye que los modelos satelitales son la mejor alternativa para estimar el recurso solar en sitios específicos donde no se dispone de medidas (pero sí en la región) y sobre grandes extensiones territoriales. Las medidas de irradiación solar en superficie son esenciales para el desarrollo, mantenimiento y validación de estos modelos, por lo que es preferible contar con una red de medidas de alta calidad y baja densidad, que lo contrario.

En este capítulo se presenta un breve resumen del modelado de la irradiancia solar y su estimación por satélite. En la Sección 2.1 se presentan las magnitudes básicas de transferencia radiante, y en las Secciones 2.2 y 2.3 se las aplica a la potencia solar incidente sobre el tope de la atmósfera. En la Sección 2.4 se resumen los principales aspectos del recurso solar a nivel de superficie y su medida. En la Sección 2.5 se describen las imágenes de satélite utilizadas y sus principales características. Los indicadores de desempeño que se utilizarán se presentan en la Sección 2.6. Finalmente, en la Sección 2.7 se discuten los modelos satelitales más relevantes de la literatura y se presenta su desempeño típico.

2.1. Magnitudes básicas

Para entender las medidas del recurso solar en superficie o las imágenes adquiridas por un satélite en órbita se requiere definir los conceptos de transferencia

2.1. Magnitudes básicas

radiante. La *radiancia espectral*, conocida también como intensidad espectral en el contexto de transferencia de calor (Incropera et al., 2006), es la potencia por unidad de área dA (en m^2), por unidad de ángulo sólido $d\Omega$ (en estereorradianes, str) y por unidad de longitud de onda $d\lambda$ (en μm) que incide o se emite en dirección normal a la superficie dA . Su definición se muestra en la Ec. (2.1) donde dP es la potencia radiante y θ el ángulo entre la dirección de incidencia (o emisión) y la normal saliente a la superficie (ver Figura 2.1). La *radiancia* (o intensidad radiante) es la integral de L_λ en todas las longitudes de onda λ , según la Ec.(2.2). Se identifica en la Figura 2.1 el caso de la radiancia emitida por la superficie dA (en rojo) y de la radiancia incidente sobre la superficie dA (en azul). La radiancia y la radiancia espectral son magnitudes direccionales, y se miden respectivamente en $\text{W}/\text{m}^2 \text{ str}$ y $\text{W}/\text{m}^2 \text{ str } \mu\text{m}$. La Ley de Planck, Ec. (2.3), permite calcular la radiancia espectral emitida en todas las direcciones por un radiador ideal (cuerpo negro) a temperatura T . En dicha ecuación c es la velocidad de la luz, h es la constante de Planck y k es la constante de Boltzmann.

$$L_\lambda = \frac{dP}{\cos \theta \, dA \, d\Omega \, d\lambda} \quad (2.1)$$

$$L = \int_\lambda L_\lambda \, d\lambda \quad (2.2)$$

$$L_\lambda^{\text{bb}} = \frac{2 \, h \, c^2}{\lambda^5 \left(\exp \left(\frac{h \, c}{\lambda \, k \, T} \right) - 1 \right)} \quad (2.3)$$

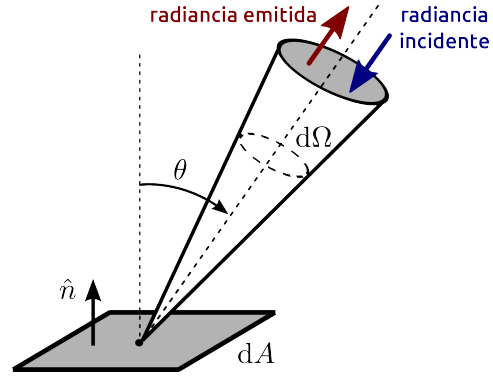


Figura 2.1: Definición de radiancia.

La radiancia incidente acumulada en un ángulo sólido Ω se denomina *irradiancia*, y es la potencia que incide en forma normal sobre una superficie por unidad de área dA , medida en W/m^2 . La *irradiancia espectral* tiene una relación análoga con la radiancia espectral incidente y se mide en $\text{W}/\text{m}^2 \mu\text{m}$. Ambas relaciones se resumen en las Ecs. (2.4) y (2.5). Por practicidad, otras denominaciones se utilizan para la potencia emitida por unidad de área, como *emitancia* o poder de emisión, y su cálculo está dado también por las Ecs. (2.4) y (2.5). Ambas magnitudes, irradiancia y emitancia, están siempre asociadas a un ángulo sólido Ω . En lo subsiguiente pondremos foco en la potencia incidente, puesto que tanto los radiómetros en tierra como el satélite miden lo que está llegando al sensor.

$$G_\lambda = \int_\Omega L_\lambda \cos \theta \, d\Omega \quad (2.4)$$

$$G = \int_\Omega L \cos \theta \, d\Omega \quad (2.5)$$

La integral en el tiempo de la irradiancia se denomina *irradiación*, y es la

energía incidente por unidad de área receptora medida en J/m^2 . La definición de irradiación está asociada a un intervalo temporal Δt que se debe especificar.

2.2. La irradiancia solar en el tope de la atmósfera

El Sol emite potencia al espacio exterior aproximadamente como un radiador ideal (cuerpo negro isotrópico), siguiendo la Ley de Planck, Ec. (2.3). La irradiancia solar en un punto del tope de la atmósfera en incidencia normal al plano perpendicular a la línea Tierra–Sol, G_o , proviene del ángulo sólido Ω^* subtendido entre el punto y el disco solar, como se muestra en la Figura 2.2. Desde la Tierra, el Sol se puede aproximar como un emisor puntual, debido a que su radio es menor a 0.5 % de la distancia Tierra–Sol.

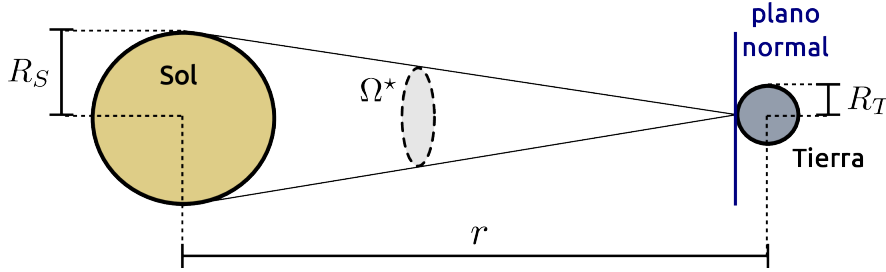


Figura 2.2: Transferencia radiante en el sistema Tierra–Sol. Dibujo no a escala.

La potencia total integrada en esferas concéntricas al Sol debe ser siempre la misma. La emitancia espectral del Sol desde cada punto de su superficie es πL_λ (Liou, 2002), por lo que la irradiancia espectral $G_{o\lambda}$ que incide a una distancia r del Sol debe cumplir que: $G_{o\lambda} (4\pi r^2) = \pi L_\lambda (4\pi R_s^2)$, de lo que se obtiene,

$$G_{o\lambda} = \left(\frac{R_s}{r} \right)^2 \pi L_\lambda, \quad (2.6)$$

donde R_S es el radio del Sol. El mismo resultado de la Ec. (2.6) aplica a la irradiancia integrada en todo el espectro, G_o . La irradiancia G_o presenta variaciones debido a la excentricidad de la órbita terrestre y la actividad solar. En cambio, la irradiancia solar evaluada el radio medio de la órbita terrestre ($r_o = 1 \text{ UA} = 149,6 \times 10^6 \text{ km}$) sólo presenta variaciones de acuerdo a la actividad solar. El cociente entre estas dos magnitudes aísla la componente geométrica de la variación, que es conocida como *factor orbital*, según,

$$\frac{G_o}{G_{ro}} = F_n = \left(\frac{r_o}{r} \right)^2. \quad (2.7)$$

Este factor tiene una variación de $\pm 3\%$ con respecto a la unidad y, si bien puede ser calculado considerando la órbita elíptica de la Tierra, para su calculo existen algunas aproximaciones prácticas que varían de acuerdo a su grado de precisión (Spencer, 1971; Liou, 2002). Aquí se utilizará la aproximación en series de Fourier obtenida por Spencer, que está dada por,

2.2. La irradiancia solar en el tope de la atmósfera

$$F_n = \left(\frac{r_o}{r}\right)^2 \approx 1,000110 + \dots$$

$$0,001280 \text{ sen}(\Gamma) + 0,000077 \text{ sen}(2\Gamma) + \dots$$

$$0,034221 \text{ cos}(\Gamma) + 0,000719 \text{ cos}(2\Gamma).$$
(2.8)

La variable de la parametrización, Γ , es un escalado del **día Juliano** n del intervalo $[1, 365]$ al intervalo $[0, 2\pi)$, de forma que $\Gamma = 2\pi(n - 1)/365$. En un año bisiesto, en lugar de normalizar por 365 se usa 366. Esta magnitud varía lentamente, por lo que considerar su variación día a día es suficiente para la precisión requerida.

La principal variación de G_{ro} se debe a la ocurrencia de manchas solares, que presentan un ciclo bien conocido con un período de 11 años aproximadamente. Estas variaciones son menores al 0,2 % (Liou, 2002; Fröhlich, 2012). El valor medio de G_{ro} en varios ciclos solares es conocido como *constante solar*, y se denomina G_{sc} . El valor asignado a esta constante tiene gran importancia, ya que está en la base del balance energético de la Tierra y, además, en todos los cálculos del sector de energía solar. Para determinarla se han realizado varias campañas de medición desde inicios del siglo XX (Iqbal, 1983). Las primeras mediciones se realizaron desde estaciones terrenas, y luego desde globos atmosféricos o vuelos a gran altura. Desde la década del 70 se monitorea su valor a través de satélites con sensores que se auto-calibran utilizando cavidades de cuerpo negro^[1]. Varias misiones satelitales de EEUU han puesto en órbita instrumentos de estas características y han operado alternadamente a lo largo del tiempo durante los últimos 35 años (Liou, 2002; Fröhlich, 2012). Aún disponiendo de esta información, estimar con alta precisión la constante solar no es una tarea sencilla (Fröhlich, 2012). Existen tres sets de datos para la serie temporal de 35 años de G_{ro} , que permiten estimar la constante solar. Son conocidos como PMOD (World Radiation Center (WRC)^[2]), ACRIM (Active Cavity Radiometer for Irradiance Monitoring Research Team) e IRMB (Institut Royale Météorologique de Belgique).

La diferencia máxima entre los valores propuestos para la constante solar es menor a 0,5 % (Kopp and Lean, 2011). El valor recomendado por la WMO es de $G_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2$, que es también el utilizado por textos comunes como Duffie and Beckman (2006), y es el valor que utilizamos en este trabajo. Se trata de un valor de convención que tiene asignada una incerteza del 1 % (Duffie and Beckman, 2006). Dada la constante solar, la irradiancia G_o en el tope de la atmósfera, en incidencia normal y para un día dado, es,

$$G_o = G_{sc} F_n.$$
(2.9)

La distribución espectral de la irradiancia incidente se monitorea continuamente. Existen dos espectros de referencia, muy similares entre sí, que se utilizan en la práctica. El observatorio PMOD (<https://www.pmodwrc.ch/>) y la ASTM (American Society for Testing Materials, <https://www.astm.org/Standards/E490.htm>)

^[1]El primer satélite que incorporó un sensor de estas características para monitorear la constante solar fue el Nimbus 7 en 1978 (Liou, 2002).

^[2]El World Radiation Center mantiene el patrón primario de irradiancia solar.

Capítulo 2. El recurso solar por satélite

ponen a disposición espectros solares estándar (distribución espectral de G_{sc}), que tienen diferencias pequeñas entre sí. En la Figura 2.3 se muestra el espectro PMOD superpuesto a la irradiancia solar $G_{ro\lambda}$ calculada evaluando la Ec. (2.6) en $r = r_o$. Se utilizó la Ley de Planck, Ec. (2.3), con una temperatura efectiva de cuerpo negro de $T_s = 5800$ K, que es compatible con el valor de 1367 W/m² para la constante solar. El máximo de la irradiancia solar espectral está en la zona del espectro donde “ve” el ojo humano, entre $0,4$ y $0,7\mu\text{m}$, conocida como espectro visible (VIS). El resto del espectro se compone del rango ultravioleta entre $0,2$ y $0,4\mu\text{m}$ (UV) y el infrarrojo cercano entre $0,7$ y $2,5\mu\text{m}$ (NIR). La porción del espectro electromagnético en donde el Sol irradia el 99% de su energía es entre $0,25$ μm y $4,0$ μm (Iqbal, 1983), y a todos los efectos prácticos es suficiente para modelar la irradiancia solar espectral en el tope de la atmósfera, como se aprecia en la Figura 2.3.

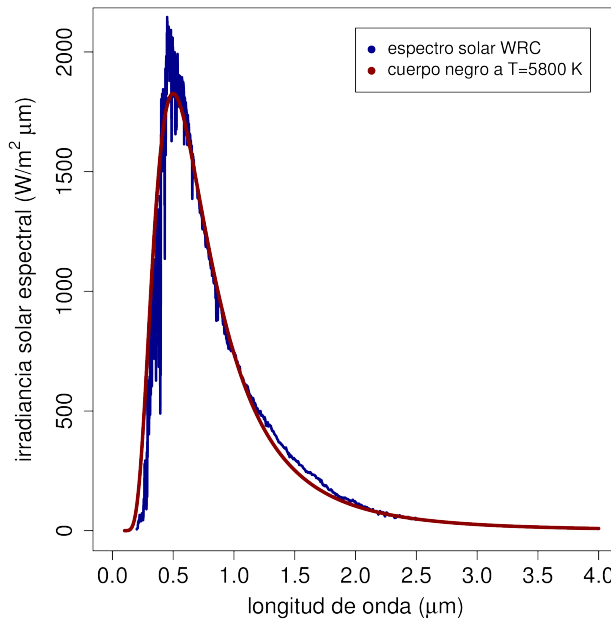


Figura 2.3: Irradiancia solar espectral en el tope de la atmósfera a una distancia del Sol $r = r_o$. Coincide con la distribución espectral de la constante solar $G_{sc\lambda}$.

La irradiancia extraterrestre en un plano horizontal al tope de la atmósfera, G_{oh} , es la proyección de la irradiancia G_o sobre ese plano,

$$G_{oh} = G_o \cos \theta_z = G_{sc} F_n \cos \theta_z. \quad (2.10)$$

donde θ_z es el ángulo entre el cenit local y la dirección de la línea Tierra–Sol, conocido como *ángulo cenital*. Este ángulo varía temporalmente según el movimiento aparente del Sol y varía espacialmente según la posición del observador sobre la superficie terrestre (\mathcal{O}), ubicado por su latitud (ϕ) y longitud (ψ). La posición del Sol en relación a la Tierra se determina utilizando dos ángulos: la declinación solar (δ) y el ángulo horario (w). El ángulo horario es el ángulo subtendido sobre

2.3. La irradiación solar en el tope de la atmósfera

el plano ecuatorial por el meridiano del observador y el meridiano solar, y se toma solidario al observador de modo que cuando el Sol pasa por el meridiano local (mediodía solar en ese punto) el valor de w es cero. Convencionalmente, se toma $w < 0$ en la mañana y $w > 0$ en la tarde, y varía a una tasa constante de 15° por hora debido a la rotación de la Tierra. La declinación solar es el ángulo entre el plano ecuatorial y la línea Tierra–Sol. Estos ángulos se ilustran en la Figura 2.4, donde se identifica en rojo el meridiano local y en azul el meridiano solar (en un instante dado). La relación entre los ángulos δ , w y ϕ con el $\cos \theta_z$ es:

$$\cos \theta_z = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos w, \quad (2.11)$$

y su cálculo a partir de la latitud ϕ y la longitud ψ del observador, y de la fecha y hora del día, se presenta en el Apéndice C.1.

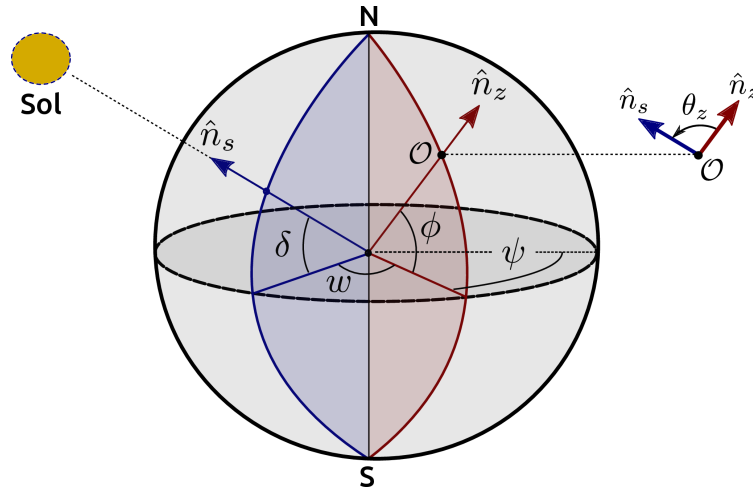


Figura 2.4: Sistema de coordenadas solidario a la Tierra para ubicar a un observador en su superficie y la posición del Sol.

2.3. La irradiación solar en el tope de la atmósfera

La irradiación solar horaria en un plano horizontal al tope de la atmósfera, I_{oh} , se obtiene integrando en una hora la Ec. (2.10),

$$\begin{aligned} I_{oh} &= \int_{t_1}^{t_2} G_{oh} dt = \int_{t_1}^{t_2} G_{sc} F_n \cos \theta_z dt, \\ &= I_{sc} F_n \left(\frac{12}{\pi} \right) \int_{w^* - \frac{\pi}{24}}^{w^* + \frac{\pi}{24}} (\sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos w) dw, \quad (2.12) \\ &\approx I_{sc} F_n (\sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos w^*). \end{aligned}$$

El ángulo horario w es el único que varía dentro del intervalo horario $\Delta t = t_2 - t_1$, siendo w^* el que corresponde al medio de la hora. I_{sc} es el valor horario de la

Capítulo 2. El recurso solar por satélite

constante solar, según $I_{sc} = (3600 \text{ s}) \times G_{sc} = 4921 \text{ kJ/m}^2 = 1367 \text{ Wh/m}^2$. Notamos que la Ec. (2.12) implica que es adecuado evaluar el coseno del ángulo cenital a escala horaria simplemente utilizando la expresión instantánea en el medio del intervalo horario, y por lo tanto I_{oh} se puede expresar como,

$$I_{oh} = I_{sc} F_n \cos \theta_z^*, \quad (2.13)$$

donde $\cos \theta_z^*$ es el coseno del ángulo cenital evaluado en el medio de la hora. La irradiación horaria se expresará en Wh/m^2 , puesto que resulta práctico y es más útil para comparar con medidas de irradiancia cuasi-instantánea (minutal, por ejemplo) y superponer gráficos.

Con un procedimiento similar al desarrollado en la Ec. (2.12), se puede obtener una expresión para la irradiación solar diaria sobre un plano horizontal al tope de la atmósfera, H_{oh} . En este caso, la integral se debe realizar entre la salida y puesta del Sol, cuyo ángulo horario es $w_s = \pm \arccos(-\tan \delta \tan \phi)$ (Abal, 2014), y su resultado es:

$$H_{oh} = I_{sc} F_n \left(\frac{24}{\pi} \right) (\cos \delta \cos \phi \sin w_s + w_s \sin \delta \sin \phi). \quad (2.14)$$

Los valores diarios se expresarán en MJ/m^2 .

2.4. El recurso solar en la superficie terrestre

Al ingresar a la atmósfera, la irradiancia solar sufre procesos de dispersión y absorción en los cuáles la composición y el estado de la atmósfera es determinante. Como consecuencia de ellos, la irradiancia a nivel de suelo se puede separar en dos componentes: la directa y la difusa. La **irradiancia solar directa** se compone del flujo de fotones que llegan directamente al observador desde el disco solar sin ser dispersados o absorbidos. En cambio, la **irradiancia solar difusa** está compuesta por los fotones que llegan al observador desde el resto de la bóveda celeste luego de ser dispersados en la atmósfera. En un día despejado, la irradiancia que llega a nivel de suelo es en su mayoría directa, con una pequeña componente difusa. La presencia de turbidez en la atmósfera intensifica los fenómenos de dispersión aumentando la componente difusa y disminuyendo la directa. La nubosidad tiene el doble efecto de atenuar la irradiancia directa y aumentar la contribución relativa de la irradiancia difusa.

La **irradiancia global en un plano horizontal**, G_h , se compone de la irradiancia directa y difusa que llegan al plano horizontal, y se denomina con la sigla GHI (Global Horizontal Irradiance). La **irradiancia directa en un plano horizontal** se denota como G_{bh} y la **irradiancia difusa en un plano horizontal** como G_{dh} . Se identifican respectivamente con las siglas BHI (Beam Horizontal Irradiance) y DHI (Diffuse Horizontal Irradiance), y su suma da como resultado la irradiancia GHI, según,

$$G_h = G_{dh} + G_{bh}. \quad (2.15)$$

2.4. El recurso solar en la superficie terrestre

La BHI es la proyección sobre el plano horizontal del flujo directo de fotones que llega desde el Sol. A este flujo directo se lo conoce como **irradiancia directa en incidencia normal**, G_b , y se lo denomina con la sigla DNI (Direct Normal Irradiance). La GHI, DHI y DNI conforman un conjunto de medidas completo para aplicaciones ingenieriles y se relacionan geoméricamente de la siguiente manera:

$$G_h = G_{dh} + G_b \cos \theta_z. \quad (2.16)$$

Si se miden las 3 componentes de la Ec. (2.16), ésta se puede utilizar como un primer control de calidad básico sobre la serie de medida.

Las tecnologías de energía solar aprovechan de forma distinta las componentes de la irradiancia solar. Por ejemplo, las aplicaciones con concentración aprovechan la DNI focalizándola en un absorbedor, y requieren de un mecanismo de seguimiento solar. En cambio, los paneles fotovoltaicos (PV) o los captadores solares como los utilizados para calentamiento de agua residencial, son capaces de aprovechar tanto la directa como la difusa. En estos casos, para maximizar la energía utilizable o cambiar el perfil de generación anual de forma simple, es usual inclinar las superficies hacia el ecuador formando un ángulo fijo con el plano horizontal. Para el caso de aplicaciones de mayor porte, como la generación PV de gran escala, es posible aumentar aún más la captación utilizando seguimiento solar o seguimiento de la posición de máxima potencia. Para la estimación de la irradiación disponible sobre superficies inclinadas, existen varios modelos para el pasaje de la GHI a la **irradiancia global en un plano inclinado** (Duffie and Beckman, 2006) (GTI, Global Tilted Irradiance). Todos ellos requieren previamente la separación de la GHI en sus dos componentes, BHI y DHI. A tales efectos existen también varios modelos (Duffie and Beckman, 2006; Gueymard and Ruiz-Arias, 2016; Abal et al., 2017), algunos de los cuales serán discutidos en la Sección 4.6.

La *dispersión* en la atmósfera ocurre por la interacción de la irradiancia solar con los componentes del aire, el vapor de agua y los aerosoles. La magnitud de la dispersión depende de la concentración de estos componentes, de la composición espectral de la irradiancia y su **camino óptico**. Las moléculas pequeñas, como las que componen el aire, producen una dispersión del tipo Rayleigh en donde la probabilidad de dispersión es proporcional a λ^{-4} . De esta forma, longitudes de onda cortas son más dispersadas que las largas. Por encima de $\lambda = 0,6 \mu\text{m}$ (cercano al rojo) la probabilidad de dispersión disminuye rápidamente. Los fotones azules ($\lambda \approx 0,43$) tienen 5 veces más probabilidad de ser dispersados que los fotones rojos ($\lambda \approx 0,65$), lo que da la tonalidad azul al cielo, fuera del área del disco solar (Liou, 2002). La dispersión debido al vapor de agua, los aerosoles y sus agrupaciones, es más compleja de cuantificar debido a que depende de la densidad y del tamaño que alcancen. Es posible agrupar todos los efectos de dispersión en una única transmitancia, τ_d , que los engloba y que depende en forma local de la composición de la atmósfera (Duffie and Beckman, 2006).

La *absorción* en la atmósfera es espectralmente selectiva: tiene lugar en algunas bandas de absorción. El ozono, por ejemplo, absorbe poco en el espectro visible y críticamente en el ultravioleta, siendo el responsable de filtrar el UV-B, una componente dañina para los seres vivos. El principal absorbente en el infrarrojo

Capítulo 2. El recurso solar por satélite

cercano es el agua, que presenta varias bandas de absorción. En esta región también hay bandas de absorción de oxígeno diatómico y de dióxido de carbono. En la Figura 2.5 se muestra la localización de las bandas de absorción en el espectro solar. Se puede observar que por encima de $\lambda = 2,5 \mu\text{m}$ el efecto de la atmósfera es tal que la irradiancia solar que alcanza la superficie terrestre es despreciable.

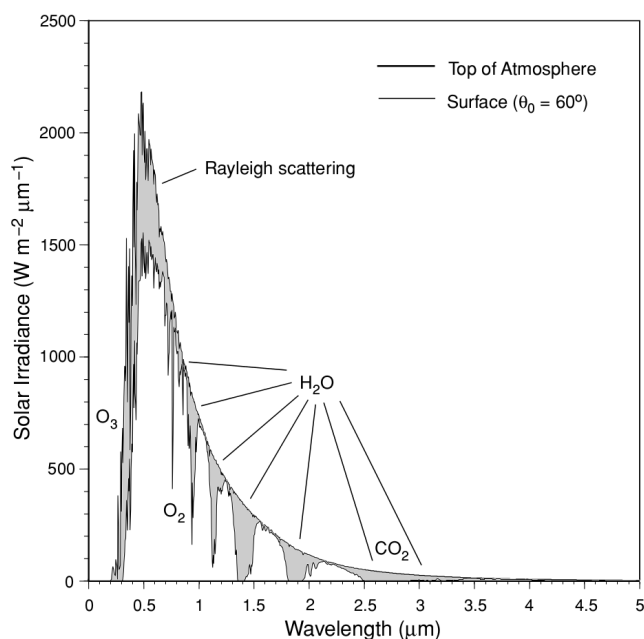


Figura 2.5: Irradiancia solar espectral en el tope de la atmósfera y en la superficie de la Tierra. Figura tomada de Liou (2002).

La nubosidad es el factor más importante, y difícil de modelar, en la determinación de la irradiancia solar que llega a la superficie de la Tierra. Las nubes son esencialmente grandes masas de agua en suspensión en la atmósfera, y tienen la doble propiedad de dispersar y absorber la irradiancia solar. La dispersión se manifiesta principalmente en la forma de retro-dispersión hacia el exterior de la atmósfera (irradiancia reflejada). No obstante, en una nube tenue, parte de la irradiancia solar puede ser dispersada hacia adelante y alcanzar el suelo. Estas nubes no muy densas se perciben desde la tierra como de color blanco debido a que longitudes de onda visible alcanzan la superficie terrestre. Una nube de mayor espesor óptico se percibe en gris oscuro debido a que la mayor parte de la irradiancia ha sido reflejada por retro-dispersión. Un efecto similar ocurre en el infrarrojo cercano, con la adición de las bandas de absorción.

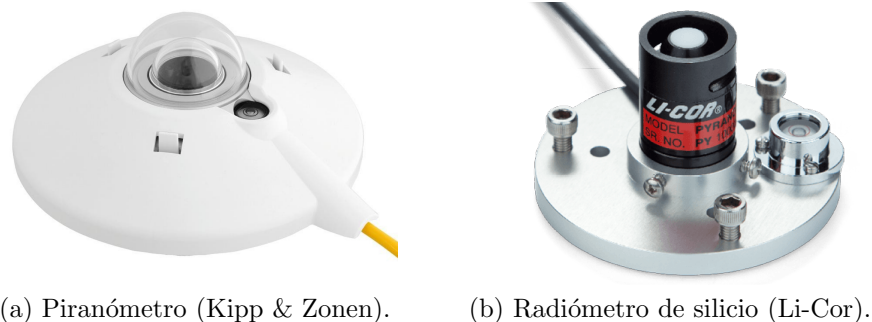
En condiciones de cielo despejado es posible estimar con baja incerteza (menor al 3%) la irradiancia GHI a escala horaria y sub-horaria utilizando un modelo de cielo claro. En (Ineichen, 2006; Gueymard, 2012) se puede encontrar una extensa recopilación de estos modelos y su desempeño evaluado contra medidas adquiridas en distintas partes del mundo. Estos modelos varían en su complejidad y en la cantidad de información del estado de la atmósfera que requieren como entrada.

2.4. El recurso solar en la superficie terrestre

Un modelo de cielo claro es tan bueno como los datos de entrada que utiliza (Gueymard, 2012). La mayoría de estos modelos tienen un origen físico y dependen de variables que deben ser estimadas localmente, como por ejemplo la turbidez atmosférica. Entre otros, se pueden ver las propuestas de Rigollier et al. (2000); Ineichen and Perez (2002); Mueller et al. (2004); Gueymard (2008).

2.4.1. Medida del recurso solar

Un piranómetro es un instrumento capaz medir la irradiancia solar en el rango espectral entre $0,3 \mu\text{m}$ y $3,0 \mu\text{m}$, acumulando la radiancia solar hemisférica incidente. La base del instrumento es una termopila que genera un pequeño voltaje ($10 \mu\text{V}$ por cada W/m^2 incidente) proporcional a la diferencia de temperatura entre una superficie absorbadora negra que tiene el instrumento y la cubierta del equipo que está bloqueada del Sol. La clasificación ISO 9060:1990^[3] establece una clasificación de estos instrumentos en 3 categorías: Estándar Secundario, Primera Clase y Segunda Clase. Un Estándar Secundario es un piranómetro capaz de medir con una incerteza diaria menor al 2%, y es capaz de actuar como patrón nacional si es calibrado cada 5 años contra la referencia radiométrica mundial en el WRC (incerteza menor a 0,3%). La incerteza diaria de un instrumento de Primera Clase es menor al 5% y la de un instrumento de Segunda Clase es menor al 10%. Estos equipos se pueden utilizar para medir irradiancia global o difusa en plano horizontal o plano inclinado. Los radiómetros de silicio son otra alternativa para la medida de irradiancia solar GHI, cuyo uso se ha popularizado en el sector debido a su menor costo (por ejemplo, los de la empresa Li-Cor). Se trata una celda fotovoltaica calibrada que genera una corriente proporcional a la irradiancia que recibe, y permite medir con una incerteza diaria del 7%. Su ventana espectral es menor a la de un piranómetro, abarcando el rango espectral $0,4 \mu\text{m}$ y $1,1 \mu\text{m}$ y dejando por fuera parte del espectro solar. Su constante de calibración está ajustada para disminuir el efecto de la ventana espectral reducida. En la Figura 2.6 se ilustran ambos tipos de equipamiento.



(a) Piranómetro (Kipp & Zonen).

(b) Radiómetro de silicio (Li-Cor).

Figura 2.6: Instrumentos para la medida de irradiancia solar.

^[3]ISO 9060:1990 “Solar energy – Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation”.

Capítulo 2. El recurso solar por satélite

La guía de buenas prácticas de la WMO (WMO, 2008) recomienda calibrar estos instrumentos cada dos años. La estabilidad en la constante de los piranómetros es muy buena, con variaciones de sensibilidad menores a 0.5 % en dos años para equipos de Primera clase o superior, por lo que esta recomendación resulta adecuada. En cambio, la celda fotovoltaica de un radiómetro de silicio se degrada con mayor rapidez (al igual que los paneles de una planta fotovoltaica), por lo que lo adecuado sería calibrarlos anualmente. Si están calibrados, la decisión por uno u otro depende de un balance de compromiso entre su costo, su incerteza y su duración, que depende de cada aplicación.

Para la medida de radiación difusa se requiere bloquear la componente directa que llega al sensor. La alternativa más extendida es el uso de una banda de sombra que se ajusta periódicamente para asegurar el bloqueo de directa. La banda bloquea parte de la bóveda celeste además del sensor, por lo que las medidas con este método se deben corregir aplicando un factor que varía con el día Juliano, conforme varía el ángulo sólido que bloquea la banda de sombra (Drummond, 1956). Otra forma de medir irradiancia difusa es utilizando una esfera que bloquee solamente el disco solar. Esto requiere un sistema de seguimiento solar de alta precisión que mantenga a la esfera alineada entre la cúpula del instrumento y el Sol. La empresa DeltaT ha empezado a comercializar un equipo denominado SPN1, que es capaz de medir irradiancia DHI sin partes móviles utilizando un array de sensores y una máscara específicamente diseñada para que en todo momento del año exista al menos un sensor bloqueado de la irradiancia directa. Esta particularidad lo hace un instrumento adecuado para la medida en campo debido a que requiere bajo mantenimiento. Como contrapartida, la incerteza en la medida de DHI es de 9 %, pero si se aplican las correcciones descritas en Badosa et al. (2014) su incerteza puede reducirse al rango 6–7 %. En la Figura 2.7.a y 2.7.b se ilustra la medida por banda de sombra y el equipo SPN1, donde se puede apreciar su máscara.

El instrumento para medir irradiancia DNI se denomina pirheliómetro (ver Figura 2.7.c). El sensor de termopila se encuentra al final de un tubo colimador que filtra la irradiancia que no ingresa en forma perfectamente perpendicular a la ventana del instrumento, por lo que la medida requiere de un sistema de seguimiento solar fino. Los instrumentos que se comercializan son de alta calidad y miden con una incerteza diaria menor al 1 %.

La incerteza de la medida no solo depende de la calidad de los equipos, si no también de su mantenimiento diario y del programa de calibración. Una estación con Estándares Secundarios, seguimiento solar fino y mantenimiento diario es capaz de medir GHI y DHI con incerteza menor al 2 % y DNI con incerteza de 1 %.

2.4.2. Bancabilidad

La evaluación del retorno económico de un emprendimiento solar requiere de datos de irradiación solar confiables. Un conjunto de datos de irradiación solar es “bancable” si se puede utilizar como base para acceder a una financiación bancaria de bajo riesgo. La incerteza de los datos de irradiación utilizados es el principal factor que afecta el riesgo financiero de la inversión. Disminuir este riesgo pasa

2.4. El recurso solar en la superficie terrestre

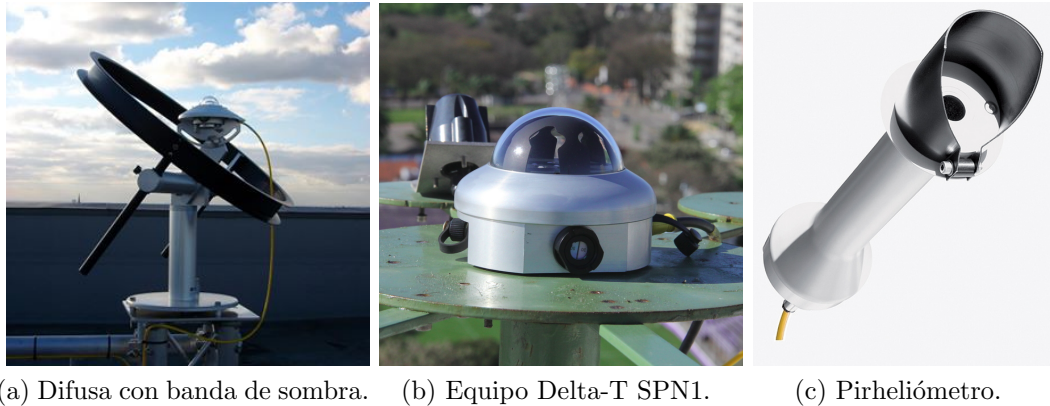


Figura 2.7: Distintos equipamientos para medir la irradiancia solar y sus componentes.

principalmente por caracterizar de forma adecuada la disponibilidad y variabilidad del recurso (Vignola et al., 2012; Gueymard, 2014).

En la Figura 2.8 se ilustra la estructura típica de incerteza en la evaluación de un proyecto solar fotovoltaico (Schnitzer et al., 2012). En la pirámide de la izquierda se observa que la incertidumbre en la disponibilidad futura del recurso domina la incertidumbre total. La incerteza típica asociada a la evaluación de un emprendimiento se encuentra en el rango 6–18 %, de la cual el $\simeq 90\%$ se debe a la incerteza en la disponibilidad del recurso. En la pirámide de la derecha se desglosa la incertidumbre en la disponibilidad, obteniéndose que su fuente principal es la incertidumbre de los datos base. Idealmente, para evaluar los proyectos se requerirían 30 años de medidas de alta calidad en el sitio de emplazamiento. Este tipo de datos sólo existen para algunos sitios en el mundo por lo que la evaluación de los proyectos se debe realizar en base a datos medidos de menor calidad y longitud, o datos estimados. La base de la pirámide de la derecha depende de la fuente de datos utilizada, que varía entre 2 % para medidas de alta calidad de largo plazo y 17 % para información estimada/modelada. Por ello, interesa desarrollar herramientas de baja incerteza para la estimación del recurso, dado que su incertidumbre está en la base del riesgo financiero de un proyecto solar.

El riesgo financiero de un emprendimiento solar no se puede evitar, pero sí se puede manejar si la incerteza es adecuadamente caracterizada (McMahan et al., 2013). Para el manejo de este riesgo es fundamental conocer la probabilidad con la que ocurren “malos” años (o cuatrimestres) de irradiación solar. Las consultoras de riesgo requieren los valores denominados P50, P90 y P95 del recurso, que caracterizan los peores casos de irradiación anual que se pueden esperar con nivel de confianza 50 %, 90 % y 95 % respectivamente^[4], y se ilustran en la Figura 2.9. Es usual asumir una distribución normal para caracterizar estos valores, y para establecer σ se deben sumar cuadráticamente las distintas incertezas en la disponibilidad del recurso, en particular, la incerteza en la caracterización y la variabilidad

^[4]En este contexto, el nivel de confianza es la probabilidad de contar con irradiación anual mayor a la indicada.

Capítulo 2. El recurso solar por satélite

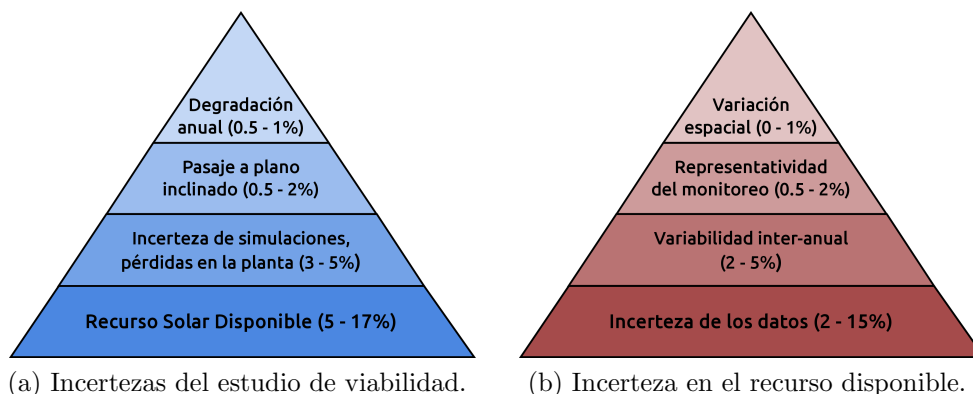


Figura 2.8: Incertezas asociadas al riesgo financiero de un emprendimiento solar PV.

inter-anual. El valor P50 es el que deja por encima el 50 % de los años con mayores niveles de irradiación y coincide con la media de largo plazo. Los valores P90 y P95 dejan a la derecha de la distribución de probabilidad el 90 % y 95 % de los años, respectivamente. Estos valores se deben estimar con la mayor cantidad de años posibles de información del recurso solar.

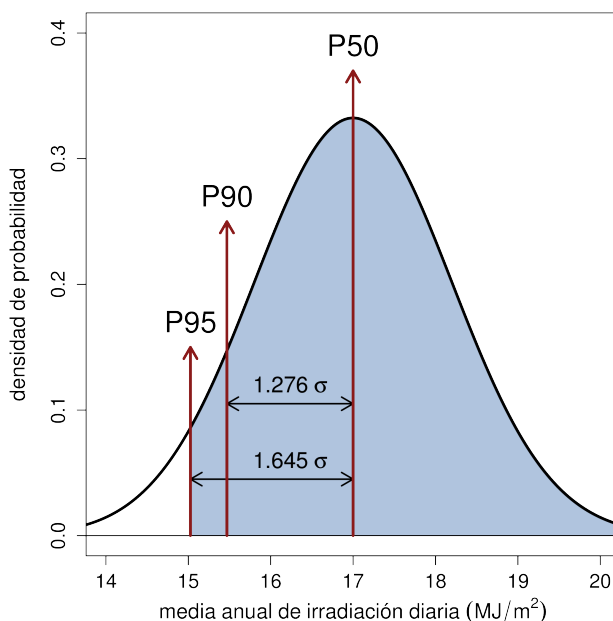


Figura 2.9: Niveles de confianza P90 y P95 para la media anual de la irradiación diaria.

Las fuentes de datos usualmente aceptadas para un proyecto de bajo riesgo son las siguientes tres: (i) irradiación medida in-situ con instrumentos de buena calidad y mantenimiento adecuado, (ii) irradiación modelada utilizando medidas de estaciones próximas (registradas en las mismas condiciones del punto anterior) y (iii) irradiación modelada por satélite y validada por medidas en tierra. La situación

2.5. Imágenes de satélite

más común es que sólo se disponga de información satelital para el emplazamiento específico del proyecto y medidas en estaciones próximas (algunas decenas de km). En (Vignola et al., 2013) se dan una serie de recomendaciones para construir conjuntos de datos bancables a partir de las fuentes disponibles, utilizando como ejemplo el caso de EEUU. Se recomienda utilizar la mayor estadística posible de estimaciones por satélite^[5], y validarlas, o eventualmente corregirlas, utilizando por lo menos uno o dos años de datos de calidad controlada en sitios próximos al emprendimiento. Cuanta más información de buena calidad medida en superficie se disponga, mejor. Consultoras internacionales de riesgo, como Moody's o Standard & Poor's, recomiendan que la información modelada sea validada contra al menos 1 año de datos medidos de buena calidad en la región del emprendimiento.

2.5. Imágenes de satélite

La Tierra es monitoreada en forma ininterrumpida por una gran cantidad de satélites meteorológicos, que usualmente son clasificados de acuerdo a la altura de su órbita. Los que tienen órbitas más cercanas a la Tierra son conocidos como satélites de órbita baja (LEO, de la sigla en inglés Low Earth Orbit), y su órbita típica es de algunas centenas de kilómetros. Por su parte, los satélites geoestacionarios (GEO, de la sigla en inglés Geostationary Earth Orbit) se encuentran en órbita alta a unos 35 mil kilómetros de la Tierra sobre el plano ecuatorial. Un satélite GEO orbita con período de 24 horas y por lo tanto siempre está sobre el mismo punto del ecuador terrestre. En cambio, un satélite LEO se desplaza por el globo escaneando distintas zonas de la Tierra instante a instante. En la Figura 2.10 se muestran varios de estos satélites.

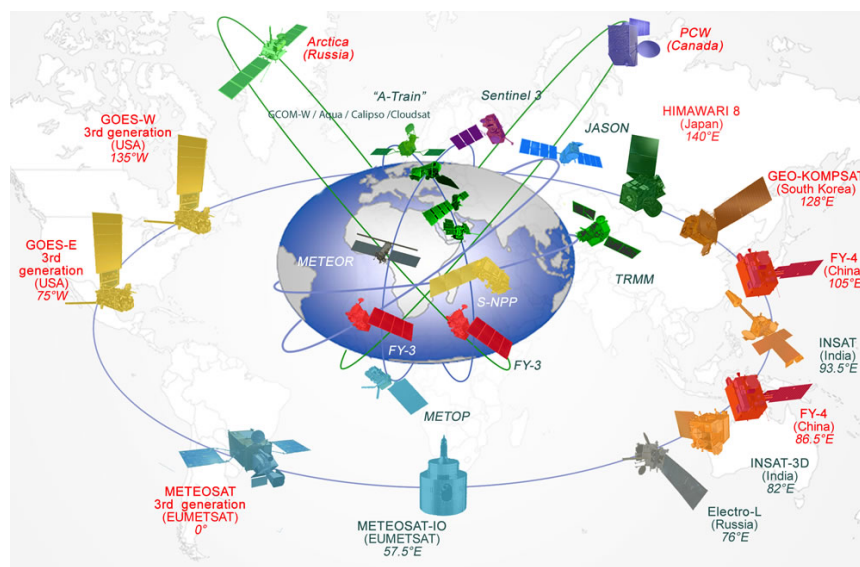


Figura 2.10: Satélites para la observación de la Tierra (tomada de <http://www.wmo.int/>).

^[5]La información satelital de alta resolución está disponible desde el año 1998.

Capítulo 2. El recurso solar por satélite

La diferencia sustancial entre ambos grupos de satélites está en la resolución temporal y espacial que pueden alcanzar. Un satélite LEO, que está más próximo a la Tierra, es capaz de resolver elementos más pequeños que uno GEO que está más lejos. Como contrapartida, un satélite LEO puede generar entre 2 ó 3 imágenes por día para un mismo sitio mientras que un satélite GEO es capaz de escanear un mismo territorio varias veces por hora. Esta diferencia básica resulta en que distintos productos pueden ser elaborados a partir de cada tipo de información. A modo de ejemplo, con un satélite GEO no es posible reconocer distintos usos de terreno y con un satélite LEO no es posible visualizar el movimiento nuboso de forma adecuada, por no tener la resolución temporal suficiente. En este trabajo se caracteriza una variable de rápida variación, por lo cual centraremos nuestra atención en los satélites GEO. Estos satélites proveen información para Sudamérica cada 30 minutos, lo cual es apenas suficiente para estimar un fenómeno altamente variable como la irradiación solar.

Los satélites geoestacionarios están organizados de modo que sus imágenes cubren todo el globo terráqueo. De esta red de satélites, los satélites GOES (Geostationary Operational Environmental Satellite, administrados por los EEUU) y el satélite MeteoSat (administrado por la Unión Europea) generan imágenes que alcanzan el territorio Sudamericano. La serie de satélites GOES es administrada por la NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) y se ubican en dos posiciones geoestacionarias; GOES-East (longitud -75°) y GOES-West (longitud -135°), de los cuáles el GOES-East genera imágenes que incluyen el territorio de Uruguay. El satélite Meteosat también genera imágenes del territorio de Uruguay, apareciendo en el ángulo inferior izquierdo de las imágenes desde un alto ángulo de visión. Debido a la curvatura de la Tierra el tamaño del área en superficie que corresponde a un píxel (el “ancho” de un píxel) se agranda conforme se consideran puntos más alejados de la vertical del satélite. A efectos del desarrollo de productos satelitales para Uruguay es preferible utilizar imágenes del satélite GOES-East, y para observación visual ambos sets de imágenes proveen información valiosa.

En los últimos 15 años en la posición GOES-East han operado distintos dispositivos físicos: GOES-8, GOES-12 y actualmente GOES-13. Estos satélites generan imágenes en 5 bandas espectrales: una en el espectro visible y cuatro en el espectro infrarrojo lejano (ver Tabla 2.1). Las imágenes se generan escaneando la Tierra con un array de detectores en forma de barrido. Como la resolución espacial es variable a lo largo de la imagen, lo común es referirse al ancho del píxel en la vertical del satélite, conocido como *resolución nominal*. En la Tabla 2.1 se describen las bandas espectrales del satélite GOES-13, la cantidad de detectores de cada banda y su resolución nominal, además del uso típico de la información de cada canal. La resolución espacial de los canales está dada por la cantidad de detectores de los arrays de barrido de cada una. Los satélites GOES-8, GOES-12 y GOES-13 han tenido especificaciones levemente distintas entre sí. En lo que respecta a la resolución nominal y cantidad de detectores de cada banda la especificación es la misma para los tres satélites.

En la Figura 2.11 se muestra la ubicación de los cinco canales del satélite respecto al espectro solar reflejado y el espectro terrestre emitido, vistos por el

canal	principal uso meteorológico	ventana espect. (μm)	número de detectores	resol. (km)
01	nubosidad diurna	0.54–0.71	8	1
02	nubosidad nocturna	3.73–4.08	2	4
03	vapor de agua	5.90–7.28	2	4
04	temperatura de tope de nube	10.19–11.18	2	4
06	altura y cobertura nubosa	13.01–13.71	2	4

Tabla 2.1: Característica del radiómetro del satélite GOES-13.

satélite. El espectro terrestre se obtuvo para un cuerpo negro a temperatura efectiva $T_{\text{T}}^{\text{bb}} = 300 \text{ K}$ (emisividad $\epsilon_{\lambda} = 1$). El espectro solar se obtuvo considerando que la irradiancia solar espectral $G_{o\lambda}$ (ver Figura 2.3) se refleja en la Tierra en forma isotrópica con una reflectividad $\rho_{\lambda} = 0,1$. El punto de corte exacto entre ambos espectros depende de la relación entre la reflectividad ρ_{λ} y la emisividad ϵ_{λ} , de la temperatura efectiva de la Tierra y de la irradiancia $G_{o\lambda}$. Estas magnitudes varían en el tiempo y píxel a píxel en una imagen, por lo que la Figura 2.11 representa un caso genérico. Por ejemplo, variando únicamente la reflectividad $\rho_{\lambda} = 0,1$ desde 0,1 a 1,0 el punto de corte varía desde $3,7 \mu\text{m}$ a $4,6 \mu\text{m}$. El canal 1 (visible) mide únicamente radiación solar reflejada en la Tierra. En el canal 2, ambos espectros se solapan, y la medida diurna del satélite es la suma de la contribución terrestre y el reflejo solar. En los canales infrarrojos del 3 al 6 la medida es únicamente la emisión del sistema Tierra-atmósfera.

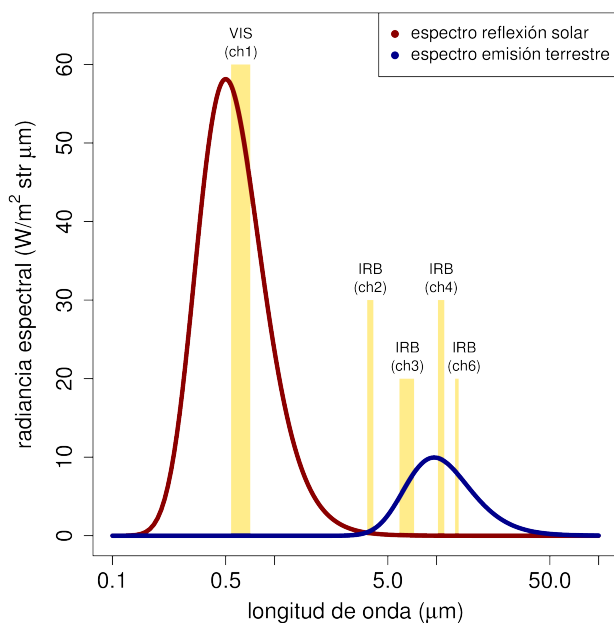


Figura 2.11: Radiancia espectral solar reflejada y terrestre emitida, vista por el satélite.

La imagen del canal visible es esencialmente una foto monocromática (niveles de gris) del hemisferio terrestre que observa el satélite. Permite identificar la nu-

Capítulo 2. El recurso solar por satélite

bosidad, y diferenciarla de las masas de agua y del terreno firme. Debido a esta característica, es el principal canal utilizado en el contexto de modelos para estimar la irradiación solar. La nubosidad en este canal puede confundirse con la presencia de nieve u otros elementos de alta reflectividad, pero para Uruguay y regiones vecinas no se presenta este problema. El canal 2 está ubicado en torno a $\lambda = 3,9 \mu\text{m}$, y para su utilización se requiere separar la contribución solar diurna de la terrestre. Este canal es utilizado, por ejemplo, en aplicaciones de detección de nieblas (Ellrod, 1995). El canal 3 es denominado canal de vapor de agua debido a que está ubicado en la principal banda de absorción de agua en el infrarrojo, y permite estimar la cantidad de humedad presente en los niveles superiores de la tropósfera. El canal 4 está ubicado en una “ventana atmosférica”, una porción del espectro infrarrojo en donde ningún componente de la atmósfera absorbe. La medida de este canal tiene alto interés meteorológico permitiendo diferenciar nubosidad a distinta altura, identificar topes nubosos convectivos y fenómenos de tiempo severo. En el contexto de modelos de irradiación solar es principalmente utilizado para diferenciar la nieve de la nubosidad. Finalmente, el canal 6 se encuentra ubicado en una banda de absorción de dióxido de carbono. En conjunto con el canal 4 se puede utilizar para estimar la altura y otras propiedades de las nubes (Schreiner et al., 1993), y detectar las de poco espesor óptico (cirrus) (Wylie and Wang, 1997; Schreiner and Schmit, 2001).

El radiómetro del satélite mide la *radiancia espectral promedio* en el píxel, L_s , modulada por la respuesta espectral del instrumento Φ_λ de cada canal,

$$L_s = \frac{\int_0^\infty L_{s\lambda} \Phi_\lambda d\lambda}{\int_0^\infty \Phi_\lambda d\lambda}. \quad (2.17)$$

El radiómetro genera un voltaje proporcional al valor de L_s , que es digitalizado en cuentas o nivel de brillo, B_s , un entero no negativo de 10 bits. La equivalencia entre esta lectura y la radiancia L_s es calibrada en tierra previo a la puesta en órbita. A esta calibración se la conoce como *pre-launch*. Durante la puesta en órbita y la operación del dispositivo en condiciones extremas fuera de la atmósfera el sensor del radiómetro se degrada. Para compensar estos efectos se debe realizar una calibración posterior que es conocida como calibración *post-launch*. Los canales infrarrojos se auto-calibran en órbita cada 20 minutos contra una cavidad de cuerpo negro a $T = 300 \text{ K}$ que posee el satélite (Boeing, 2006). Para el canal visible el satélite no dispone de un mecanismo de auto-calibración por lo que ésta se debe realizar contra una referencia externa.

Existen varios procedimientos de calibración post-launch propuestos en la literatura cuya diferencia sustancial está en la fuente que toman como referencia (Rao and Chen, 1996; Bremer et al., 1998; Crosby et al., 2005; Wu and Sun, 2005; Wu et al., 2005). Algunos permiten una calibración absoluta, i.e. dan una respuesta a “lo que realmente debería medir el radiómetro”, y otros permiten sólo una calibración relativa homogeneizando en el tiempo la información de las imágenes. Un procedimiento sencillo de calibración relativa está basado en la densidad de

2.5. Imágenes de satélite

probabilidad de las imágenes full-disk (todo el globo que ve el satélite geoestacionario). Asumiendo que esta distribución permanece constante en el tiempo, al intercomparar imágenes de diferentes períodos temporales se obtienen factores de corrección. En (Crosby et al., 2005) se evalúa con buenos resultados este método para la calibración de las imágenes GOES, utilizando los píxeles con nubosidad de las imágenes cercanas al mediodía solar para el meridiano del satélite. La ventaja de este procedimiento es su simplicidad y la posibilidad de realizar calibraciones diarias. Su mayor desventaja es que su utilización puede llevar a conclusiones erróneas en el contexto de estudios climáticos de largo plazo, por lo que no se recomienda. Sí se utiliza para eliminar el problema de striping^[6] intra-imagen donde esta desventaja no aplica (Weinreb et al., 1989). La medida de todos los detectores se uniformiza tomando un detector como referencia y luego la calibración se realiza en forma integral sobre la imagen. Otras técnicas toman como referencia el brillo de estrellas detrás del globo terráqueo (Bremer et al., 1998; Chang et al., 2005, 2012), zonas en la Tierra de albedo constante como desiertos (Rao and Chen, 1996; Bhatt et al., 2014) o el brillo de la Luna (Wu et al., 2006; Stone, 2008).

Sin embargo, la calibración recomendada por la NOAA utiliza como referencia el canal visible del satélite LEO MODIS (Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer) (Wu and Sun, 2005), que cuenta con varios sistemas para su calibración en órbita (Xiong and Barnes, 2006). El sensor del canal visible de este satélite tiene una respuesta espectral Φ_λ similar a la de los satélites GOES, su resolución espacial es similar y genera imágenes con concurrencia temporal y espacial con las imágenes GOES. Esta metodología permite una calibración absoluta del canal visible de los satélites GOES, y la NOAA con frecuencia mensual actualiza los coeficientes de calibración obtenidos. Estos coeficientes son los que se utilizaron para la calibración post-launch de las imágenes del banco local del LES. El proceso de calibración de las imágenes se detalla en el Apéndice B.3.

La radiancia L_s observada por los canales del satélite rara vez es usada directamente para la elaboración de productos satelitales. En el canal visible la información es convertida en *factor de reflectancia* (F_R) o en *reflectancia planetaria* (ρ_p). La radiancia L_s^{vis} observada en el visible es normalizada respecto a lo que mediría el radiómetro si toda la irradiancia solar que llega a la Tierra fuese reflejada isotrópicamente. Denominamos a esta radiancia, correspondiente a reflectividad terrestre igual a 1, como L_Δ^{vis} , y se calcula como,

$$L_\Delta^{\text{vis}} = \frac{\int_0^\infty L_\lambda^{\text{max}} \Phi_\lambda^{\text{vis}} d\lambda}{\int_0^\infty \Phi_\lambda^{\text{vis}} d\lambda} = \left(\frac{F_n}{\pi}\right) \times \frac{\int_0^\infty G_{sc\lambda} \Phi_\lambda^{\text{vis}} d\lambda}{\int_0^\infty \Phi_\lambda^{\text{vis}} d\lambda} = F_n \times \left(\frac{G_\Delta^{\text{sc}}}{\pi}\right), \quad (2.18)$$

donde $G_{sc\lambda}$ es la distribución espectral de la constante solar (ver Figura 2.3). La constante G_Δ^{sc} es el resultado de modular el espectro $G_{sc\lambda}$ por la respuesta espectral

^[6]El striping es la aparición de franjas en las imágenes debido a asimetrías en la medida de los ocho detectores del canal visible.

Capítulo 2. El recurso solar por satélite

del instrumento $\Phi_{\lambda}^{\text{vis}}$, y su valor es brindado por la NOAA. Conocido este valor se puede calcular el factor de reflectancia y la reflectancia planetaria según,

$$F_R = \frac{L_s^{\text{vis}}}{L_{\Delta}^{\text{vis}}} = \frac{\pi L_s^{\text{vis}}}{G_{\Delta}^{\text{sc}} F_n}, \quad (2.19)$$

$$\rho_p = \frac{L_s^{\text{vis}}}{L_{\Delta}^{\text{vis}} \cos \theta_z} = \frac{F_R}{\cos \theta_z} = \frac{\pi L_s^{\text{vis}}}{G_{\Delta}^{\text{sc}} F_n \cos \theta_z}. \quad (2.20)$$

El factor de reflectancia contiene información física similar a la radiancia observada, sólo que está normalizada al rango $[0, 1]$ y es corregida por la distancia Tierra–Sol. En particular, la imagen contiene información espacio-temporal según la posición relativa entre la Tierra y el Sol. En cambio, la reflectancia planetaria da una indicación de la reflectividad de los elementos en la imagen independiente de la posición de la Tierra, a menos de pequeños efectos de anisotropía en la reflexión. A la reflectancia planetaria también se la conoce como albedo terrestre. En la Figura 2.12 se muestra un ejemplo de la información contenida en estas cantidades (expresadas en porcentual). Se presenta la imagen del banco local del LES del 16 de noviembre de 2016 a la hora 20:38 UTC. Esta es una imagen del final de la tarde en Uruguay donde el meridiano solar se encuentra al oeste. Debido a la posición Tierra–Sol las nubes se ven más tenues en la imagen de factor de reflectancia. En cambio, la normalización por $\cos \theta_z$ realza la nubosidad en la imagen de reflectancia planetaria.

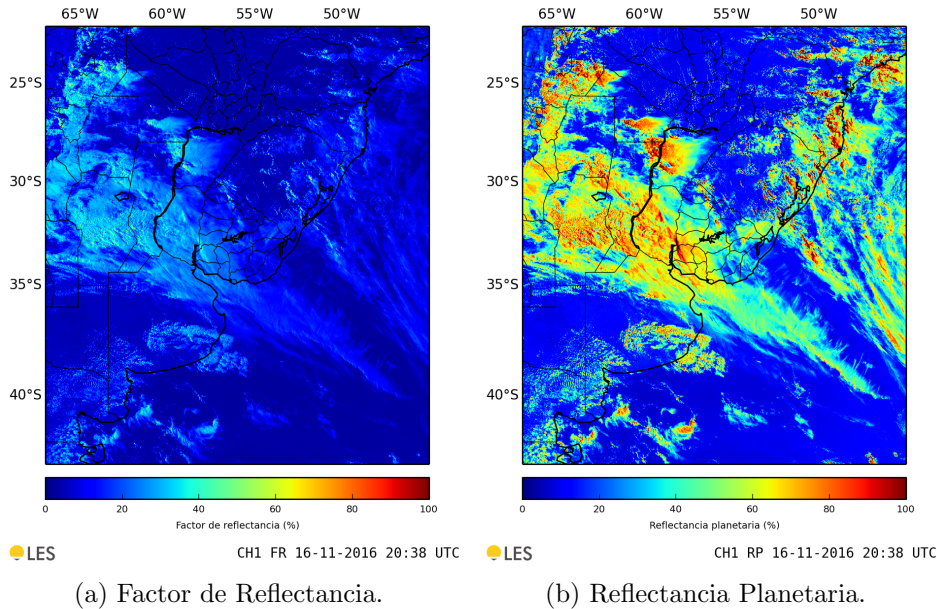


Figura 2.12: Factor de Reflectancia y Reflectancia planetaria para una imagen de Uruguay y la región para el 16/11/2016 20:38 UTC.

La información de los canales infrarrojos es convertida a *temperatura de brillo* invirtiendo la Ley de Planck para un emisor ideal. Como se utiliza una emisividad

$\epsilon_\lambda = 1$, la temperatura de brillo no debe ser confundida con la temperatura real de los objetos en la imagen. En el Apéndice B.3 se presentan las operaciones que se realizan para la conversión de los counts de los canales infrarrojos a temperatura de brillo y los coeficientes necesarios, que son brindados por la NOAA. El procesamiento de estas imágenes se encuentra incluido en la infraestructura satelital que hemos desarrollado y se puede ver en <http://les.edu.uy/online/>.

2.6. Indicadores de desempeño

Para evaluar el desempeño de los modelos se utilizan una serie de indicadores que caracterizan el desvío en las estimaciones. La evaluación se realiza comparando la estimación del modelo (\hat{y}) contra la verdad medida en tierra (y^{ref}). Se han propuesto varios indicadores para cuantificar el desempeño de modelos en el contexto del recurso solar (Espinar et al., 2009a; Gueymard, 2014; Zhang et al., 2015), la mayoría de los cuáles son estadísticos de uso común. De las opciones disponibles, se reportará el desvío promedio (MBD), el desvío absoluto promedio (MAD) y el desvío cuadrático medio (RMSD), definidos según,

$$\text{MBD} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{i=N} (\hat{y}_i - y_i^{\text{ref}}), \quad (2.21)$$

$$\text{MAD} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{i=N} |\hat{y}_i - y_i^{\text{ref}}|, \quad (2.22)$$

$$\text{RMSD} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^{i=N} (\hat{y}_i - y_i^{\text{ref}})^2}, \quad (2.23)$$

donde N es la cantidad de muestras en los datasets \hat{y} e y^{ref} . La definición del MBD es tal que un valor positivo indica sobrestimación del modelo frente a las medidas y un valor negativo indica subestimación. Los indicadores relativos de estas cantidades, rMBD, rMAD y rRMSD, se expresan como porcentaje de la media de las medidas (\bar{y}^{ref}).

Los indicadores anteriores miden el sesgo y la dispersión del desvío en términos individuales (muestra a muestra). Otra categoría de indicadores busca medir la diferencia estadística de ambos conjuntos de datos (\hat{y} e y^{ref}) comparando sus distribuciones de probabilidad. Dado un set de datos y_A de tamaño N_A , la distribución de probabilidad acumulada (CDF_A) se define como,

$$\text{CDF}_A(y) = \text{Prob}(y \leq y_A) = \frac{1}{N_A} \sum_{l=1}^{N_A} \Theta(y - y_A(l)), \quad (2.24)$$

donde $\Theta(y)$ es la función escalón de Heavyside^[7]. En base a la CDF de \hat{y} (CDF _{\hat{y}}) y de y^{ref} (CDF_{ref}), se define su diferencia absoluta como:

^[7]La función escalón de Heavyside cumple $\Theta(y) = 0$ para $y < 0$ y $\Theta(y) = 1$ para $y \geq 0$.

Capítulo 2. El recurso solar por satélite

$$D(y) = |\text{CDF}_{\hat{y}}(y) - \text{CDF}_{\text{ref}}(y)|. \quad (2.25)$$

$D(y)$ es una función positiva cuyo máximo indica el valor de y para el cual hay mayor diferencia estadística entre el estimado y la medida. Este máximo (D^{\max}) se utiliza en el test no paramétrico de Kolmogorov-Smirnov (KS) para determinar si dos conjuntos de datos son estadísticamente similares (Canavos, 1984). D^{\max} se compara con un umbral V_C que depende de la cantidad de muestras N y el nivel de confianza α . Para datasets con $N > 35$ y un nivel de confianza del 1%, el umbral se puede aproximar por $V_C \approx 1,63/\sqrt{N}$ (Massey, 1951). Interesa caracterizar, si los hubiere, los valores de $D(y)$ que están por encima del umbral, según,

$$O(y) = (D(y) - V_C) \Theta(D(y) - V_C). \quad (2.26)$$

Si la hipótesis nula del test de KS es aceptada (los dos conjuntos son estadísticamente similares) entonces $O(y)$ es la función nula. Si no, $O(y)$ es una función positiva. La integral de $D(y)$ se denomina KSI (Kolmogorov-Smirnov Integral) y la integral de $O(y)$ se denomina OVER:

$$\text{KSI} = \int_{\Delta y} D(y) dy, \quad (2.27)$$

$$\text{OVER} = \int_{\Delta y} O(y) dy. \quad (2.28)$$

KSI es un indicador que mide la distancia entre las dos distribuciones y OVER es un indicador que cuantifica qué tan lejos se está de que la hipótesis nula del test KS sea válida. Los valores relativos de estas variables, rKSI y rOVER, se indican como porcentaje del área debajo del umbral, $V_C \times \Delta y$, donde Δy es el intervalo de valores de y .

Otros autores reportan la desviación estándar (SD) o el coeficiente de determinación (R^2). La desviación estándar se relaciona con los indicadores MBD y RMSD como $SD = \sqrt{\text{RMSD}^2 - \text{MBD}^2}$ y se expresa en forma porcentual (rSD) relativo a la media \bar{y}_{ref} . También se han utilizado combinaciones de los parámetros anteriores como forma de englobar dentro de un mismo indicador varios aspectos de la comparación. Un ejemplo es el indicador CPI (Combined Performance Index) propuesto por Gueymard (2012) como: $\text{CPI} = (\text{KSI} + \text{OVER} + 2\text{RMSD})/4$.

El indicador MBD mide el sesgo sistemático que un modelo puede introducir en la estimación de largo plazo, y debe ser muy pequeño para que un modelo sea adecuado para caracterizar el recurso. Los modelos ajustados localmente generalmente tienen sesgo nulo ($\text{MBD} \simeq 0$), por lo que el indicador más utilizado es el RMSD, que además coincide con el SD para estos casos. La información contenida en el MAD es similar a la del RMSD y en este trabajo lo reportamos por completitud, puesto que nos permite comparar con trabajos que reporten este indicador. El KSI mide la diferencia estadística entre los datos, a diferencia del RMSD que mide la dispersión del desvío. Usualmente un modelo de bajo RMSD tiene también

2.7. Modelos para estimar irradiación solar por satélite

bajo KSI, pero formalmente miden características distintas del desempeño del estimado. El indicador OVER indica si la estimación de un modelo en comparación con las medidas pasa o no el test KS. El desempeño es mejor cuanto más cercano al cero es este indicador.

2.7. Modelos para estimar irradiación solar por satélite

La idea básica detrás de un modelo satelital para la estimación del recurso solar es convertir una imagen del canal visible en una imagen de la irradiancia solar a nivel de suelo. Una forma usual de hacerlo es convertir la lectura del canal visible en una indicación de la nubosidad y con ella aplicar un modelo para obtener el valor de irradiancia. La indicación de nubosidad puede ser desde algo tan sencillo como el propio factor de reflectancia a definiciones más elaboradas, como los índices de nubosidad que se discutirán más adelante. Dado que se cuenta, en media, con dos imágenes GOES-East por hora, este enfoque nos permite estimar la irradiación solar a escala horaria o sub-horaria. En la Figura 2.13 se muestra a modo de ejemplo una imagen de factor de reflectancia promedio horario (izquierda) y su conversión a un estimativo de irradiación solar horaria (derecha).

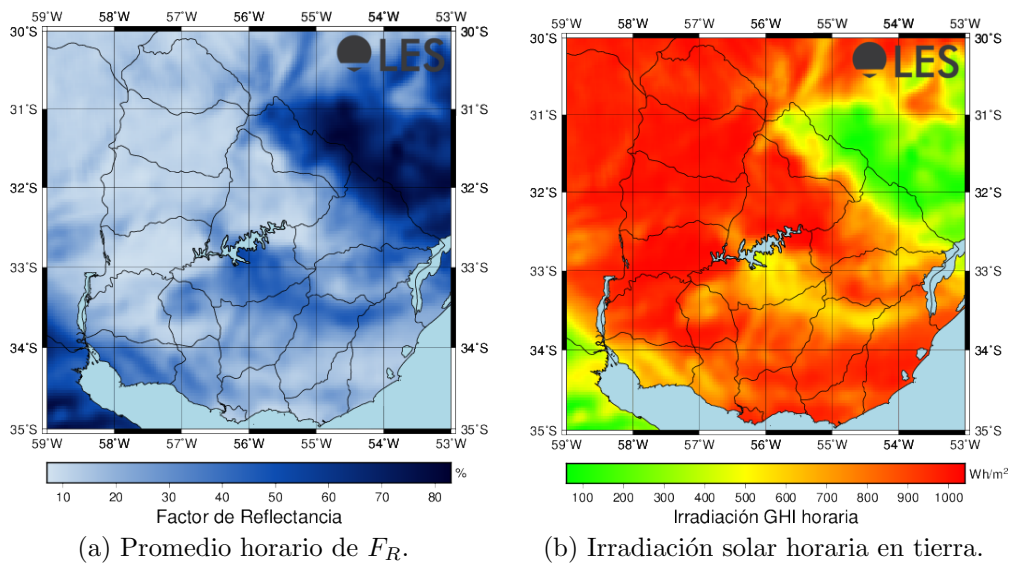


Figura 2.13: Ejemplo de conversión de la información satelital en irradiación solar.

Históricamente los modelos satelitales para la estimación de irradiación solar se han clasificado en dos categorías: los modelos estadísticos (o empíricos) (Noia et al., 1993a) y los modelos físicos (Noia et al., 1993b). Los modelos empíricos son aquellos que dependen de una serie de parámetros ajustables a partir de datos registrados en superficie. Los modelos físicos intentan describir en detalle –o a través de diferentes aproximaciones– los procesos de transferencia radiante en el sistema Tierra–Atmósfera. Para ello requieren un conocimiento detallado del estado de la

Capítulo 2. El recurso solar por satélite

atmósfera y su composición local, y su desempeño depende de la calidad con que se conozcan estas variables. Tal información no siempre está disponible, lo cual es una de sus principales desventajas. Los modelos físicos más detallados resuelven numéricamente las ecuaciones de transferencia radiante (Kondratyev, 1969; Liou, 2002) y son muy intensivos computacionalmente como para ser usados en tiempo real (no operacionales). La mayor ventaja de los modelos físicos frente a los estadísticos es que son más factibles de ser aplicados sobre un territorio en el cual no se cuenta con buenos datos medidos como para realizar un ajuste local. En contraposición, los modelos empíricos requieren pocas variables de entrada y usualmente son más simples, y potencialmente más precisos sobre un territorio, si se cuenta con medidas de alta calidad.

El modelo de Tarpley (Tarpley, 1979; Justus et al., 1986) y el modelo de Cano (Cano et al., 1986) son dos ejemplos de modelos puramente empíricos, siendo el modelo Tarpley el primer modelo implementado en esta tesis. Los modelos NASA/SSE^[8] (Pinker and Laszlo, 1992) y el modelo Brasil-SR (Pereira et al., 2006) son ejemplos de modelos físicos no operacionales que resuelven las ecuaciones de transferencia radiante en la atmósfera. El modelo Brasil-SR es una variante desarrollada en Brasil del modelo físico IGMK desarrollado en Alemania (Möser and Raschke, 1984; Stuhlmann et al., 1990). Un ejemplo de modelo físico operacional es el modelo GL, desarrollado por Ceballos et al. (2004), cuyos estimativos se encuentran disponibles en tiempo real para todo Sudamérica en <http://satelite.cptec.inpe.br/>. La separación histórica entre modelos físicos y estadísticos resulta demasiado rígida para categorizar algunos de los modelos actuales. Los modelos modernos tienen generalmente una naturaleza híbrida, como los modelos SUNY (Perez et al., 2002) y Heliosat-2 (Rigollier et al., 2004), donde la base del modelo es física pero constan de uno o varios parámetros ajustables a partir de datos de superficie.

En esta tesis hemos centrado la atención en los modelos estadísticos para estimar el recurso solar que sólo requieran información satelital para su funcionamiento operativo. Las medidas en tierra se utilizan para el ajuste de sus parámetros y para la validación del modelo, a través del procedimiento de validación cruzada. La principal limitación de estos modelos es que no pueden ser utilizados fuera de la región de ajuste, al menos no sin una validación o ajuste local, que requiere medidas in-situ de calidad controlada. En las siguientes Subsecciones se describen brevemente algunos modelos relevantes.

2.7.1. Modelo de Tarpley

El primer trabajo que utilizó imágenes de satélites geoestacionarios para estimar la irradiación solar fue desarrollado por Tarpley. Los trabajos previos habían explorado la utilización de información de satélites LEO (Fritz et al., 1964; Hanson et al., 1967; Hanson, 1971; Vonder Haar and Ellis, 1976; Ellis and Vonder Haar, 1977). En el trabajo Tarpley (1979) se propone y se evalúa un modelo estadístico para estimar la irradiación solar horaria. A pesar de ser la primera propuesta, su

^[8]Surface meteorology and Solar Energy, <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>.

2.7. Modelos para estimar irradiación solar por satélite

formulación fue relativamente compleja en lo que refiere a cómputo de la información satelital. Su funcionamiento utilizaba cuatro variables calculadas de cada imagen del canal visible del satélite GOES en celdas de 50×50 km: (i) la fracción nubosa n , (ii) el brillo promedio de la celda B_m , (iii) el brillo promedio de la celda en condiciones de cielo despejado B_o (fondo) y (iv) el brillo promedio de los píxeles con nubosidad en la celda B_{cld} . La fracción nubosa es calculada como un promedio ponderado de la cantidad de píxeles en la celda identificados como de cielo despejado, parcialmente nublado y nublado.

En esta propuesta inicial la irradiación global horaria en plano horizontal se parametrizó con dos regresiones múltiples según la Ec. (2.29). Se propone una parametrización para cielo despejado y otra para cielo nublado, distintas entre sí, y la discriminación se realiza a través de la fracción nubosa n . Para cielo despejado se incorpora la trasmisividad de cielo claro τ_{csk} , calculada tomando en cuenta la dispersión de una atmósfera Rayleigh y la dispersión y absorción del vapor de agua, que es estimado por medidas en tierra. Según los autores, esta propuesta resultó la mejor de varias que consideraron en la época.

$$I_h = \begin{cases} a + b \cos \theta_z + c \tau_{csk} + d n + e \left(\frac{B_m}{B_o} \right)^2 & n < 0,4 \\ a + b \cos \theta_z + c n \left(\frac{B_{cld}}{B_o} \right)^2 & 0,4 \leq n \leq 1 \end{cases} \quad (2.29)$$

Los parámetros $\{a, b, c, d, e\}$ se ajustaron utilizando medidas horarias de irradiación solar adquiridas en tierra, donde d y e son negativos. En el mencionado trabajo se utilizaron datos de 22 estaciones ubicadas en las Grandes Planicies de EEUU (zona central) de las cuales cuatro fueron utilizadas para ajustar los coeficientes. Comparando con las restantes estaciones se encontró un rSD a escala diaria menor al 10 %. El desempeño a escala horaria se reportó para cada condición de nubosidad, encontrándose un rSD menor al 10 % para cielo despejado, 30 % para cielo parcialmente nublado y 50 % para cielo completamente nublado. Si bien los indicadores obtenidos son pobres en relación a lo que se logra actualmente, este primer trabajo significó un hito en tanto mostró que es posible estimar irradiación solar en superficie a partir de la información de satélites geo-estacionarios.

En (Justus et al., 1986), Tarpley y sus colaboradores presentan una actualización del modelo anterior, en la cual proponen una nueva parametrización:

$$I_h^{JPT} = I_{sc} F_n \cos \theta_z (a + b \cos \theta_z + c \cos^2 \theta_z) + d (B_m^2 - B_o^2). \quad (2.30)$$

El modelo de la Ec. (2.29) se simplifica a una única ecuación de regresión con cuatro parámetros ajustables a medidas en tierra (a , b , c y d) y lo denominaremos modelo JPT. La información satelital requerida por este modelo es también más simple. Para su funcionamiento sólo requiere información del brillo promedio B_m en celdas de 40×40 km y del brillo promedio de la celda para cielo despejado B_o .

Las propuestas de Tarpley (1979) y Justus et al. (1986) dependen del brillo de fondo B_o . Independientemente de si una celda presenta nubosidad o no, los modelos

Capítulo 2. El recurso solar por satélite

requieren que esta información esté disponible. Para ello, en [Tarpley \(1979\)](#) se propone parametrizar esta magnitud según,

$$B_o = A + B \cos \theta_z + C \sin \theta_z \cos \gamma + D \sin \theta_z \cos^2 \gamma, \quad (2.31)$$

donde γ es el ángulo azimutal entre la dirección del Sol y la dirección del satélite. Este ángulo varía en forma instantánea conforme varía la posición relativa Tierra–Sol y su cálculo se explica en el Apéndice C.2. A , B , C y D son parámetros que se deben ajustar para cada celda utilizando píxeles con información de cielo despejado. En ([Tarpley, 1979](#)) se describe un procedimiento iterativo de filtrado de píxeles nubosos. Nuestra implementación de este procedimiento se explica en la Subsección 4.2.1. Una vez ajustada la parametrización para cada celda, el valor de B_o se puede calcular para cada instante temporal evaluando la Ec. (2.31).

En ([Justus et al., 1986](#)) se compara el desempeño de varias propuestas utilizando 1021 días de datos de las zonas este y centro de EEUU. Para el modelo JPT se encontró un rRMSD de 16,2 % a escala horaria y de 10,8 % a escala diaria. La inclusión de información de agua precipitable en este modelo mejoró estos indicadores a 15,8 % y 9,5 % respectivamente. [Justus et al.](#) también exploraron incluir en este modelo información de la desviación estándar del brillo dentro de la celda y encontraron mejoras marginales de 0,1–0,2 % de rRMSD horario. La comparación principal de este trabajo es contra dos modelos más: (i) uno donde la información satelital se utiliza como un cociente de brillos $(B_m/B_o)^2$ (no como diferencia), y (ii) uno donde los términos de la parametrización tienen una base física e incorpora información estimada de agua precipitable, aerosoles, ozono y profundidad óptica de las nubes, entre otros. Para el primero se reportan rRMSD de 19,0 % (horario) y 12,1 % (diario), siendo éstos peores desempeños que los obtenidos con la Ec. (2.30). Para el segundo se obtuvo un rRMSD horario de 15,1 % y diario de 8,5 %, lo que mejora el desempeño del modelo JPT en un 1 % horario y en un 2 % diario. La inclusión de varias variables de difícil acceso sobre el estado de la atmósfera mejoró el desempeño del modelo, pero no de forma sustancial, por lo que los autores recomiendan la utilización de la Ec. (2.30) como un buen balance entre simplicidad de uso y exactitud, ya que es capaz de representar de manera simple la mayoría de los efectos de la nubosidad sobre la irradiación solar.

El modelo JPT fue evaluado en Sudamérica en los trabajos de [Espoz and Brizuela \(1983\)](#); [Frulla et al. \(1988, 1990\)](#); [Righini and Barrera \(2008\)](#). En los primeros tres trabajos se evaluó el desempeño del modelo utilizando los coeficientes hallados por [Justus et al.](#) En ([Espoz and Brizuela, 1983](#)) se reporta un rRMSD diario de 13,4 % utilizando datos del año 1982 de cinco estaciones en Argentina. [Frulla et al.](#) evaluaron este modelo en trece sitios de Argentina ([Frulla et al., 1988](#)) y nueve sitios de Brasil ([Frulla et al., 1990](#)) encontrando un rRMSD diario de $\simeq 19$ %, que es significativamente mayor al anterior. Un trabajo donde los coeficientes del modelo son ajustados localmente se reporta en [Righini and Barrera \(2008\)](#). En este trabajo se comparó contra datos de 715 días del periodo 2000–2002 de 5 estaciones en Argentina, y se obtuvo un rRMSD diario de 17,3 % y mensual de 8,9 %.

El desempeño poco alentador de estas primeras implementaciones del modelo en Sudamérica, generó que el modelo cayera en desuso, y por varios años no

2.7. Modelos para estimar irradiación solar por satélite

hubo en la literatura trabajos que reportaran su uso. En virtud de su simplicidad conceptual, este modelo fue tomado como base de nuestros primeros desarrollos (Alonso-Suárez et al., 2011), mostrando que si se utilizan datos de tierra de buena calidad y se realizan algunas modificaciones simples (Alonso-Suárez et al., 2012a), su desempeño en Uruguay y la región es igual o mejor que otras alternativas de mayor complejidad, incluyendo las comerciales. El ajuste local de este primer modelo y los refinamientos posteriores se presentan en el Capítulo 4.

2.7.2. Modelo de Cano et al.

El modelo de Cano et al. (1986) es otro modelo pionero y ha inspirado varias propuestas posteriores, como los modelos SUNY y Heliosat, que continúan en uso y se explican respectivamente en las Subsecciones 2.7.3 y 2.7.4. Cano et al. propusieron un modelo estadístico basado en un índice de nubosidad (η), que se calcula a partir de la reflectancia planetaria (albedo terrestre), ρ_p , según,

$$\eta = \frac{\rho_p - \rho_o}{\rho_c - \rho_o}, \quad (2.32)$$

donde ρ_o es el albedo de fondo de cada píxel y ρ_c es el albedo de las nubes. Para este modelo ambos albedos, ρ_o y ρ_c , se obtienen a través de un procedimiento iterativo sobre la serie temporal de ρ_p (Cano, 1982; Moussu et al., 1989). Para determinar ρ_o se eliminan sucesivamente las muestras con albedo mayor a la media del conjunto $\rho_p^{(j)}$ más un pequeño umbral ϵ_ρ . Este procedimiento se repite hasta que ninguna muestra es descartada. El valor de ρ_o es la media del último conjunto. El valor de ρ_c se obtiene por un procedimiento inverso al descrito, es decir, eliminando iterativamente las muestras con albedo menor a la media más una tolerancia.

En base a este índice de nubosidad Cano et al. proponen la siguiente relación multiplicativa para el cálculo instantáneo de la GHI,

$$G_h = G_{oh} \times f(\eta), \quad (2.33)$$

donde G_{oh} es la irradiancia extraterrestre sobre plano horizontal, Ec. (2.10), y $f(\eta)$ es una simple relación lineal de la forma $f(\eta) = a\eta + b$. Los valores de a y b se deben ajustar para cada sitio utilizando medidas en tierra.

2.7.3. Modelo SUNY

El modelo SUNY es un modelo semi-empírico basado en la propuesta de Cano et al. que consta de sucesivas versiones (Perez et al., 2002, 2010, 2013, 2015). Este modelo se utiliza principalmente en EEUU (Nottrott and Kleissl, 2010; Perez et al., 2013; Nonnenmacher et al., 2014; Stackhouse et al., 2016) con imágenes GOES y se ha evaluado en algunas otras partes del mundo (Martins et al., 2003; Perez et al., 2009; Djebbar et al., 2012). Los datos generados con el modelo SUNY son parte de la información que se brinda en la base de datos nacional de radiación solar de

Capítulo 2. El recurso solar por satélite

EEUU^[9] y fueron utilizados junto con medidas en tierra para la elaboración de los Años Meteorológicos Típicos de ese país (TMY3, Wilcox and Marion (2008)).

El primer modelo SUNY modificó la propuesta de Cano et al. en varios sentidos. En lugar de utilizar la irradiancia extraterrestre G_{oh} se utilizó el modelo de cielo claro propuesto por Kasten (1984). Este modelo está basado en el índice de turbidez de Linke T_L (Kasten, 1980), valor que se debe conocer o ajustar a cada sitio. Conceptualmente T_L es la cantidad de atmósferas limpias y secas que se requerirían para tener la misma atenuación que se observa en un instante dado, y modela de forma global la absorción y dispersión causada por varios componentes de la atmósfera (vapor de agua, aerosoles, etc.). Para calcular el índice de nubosidad se usa una ventana móvil de algunos días para llevar cuenta del rango dinámico de la serie temporal de albedos y establecer valores de ρ_{\max} y ρ_{\min} . Utilizando estos valores, el índice de nubosidad queda definido como:

$$\eta_{\text{sunny}} = \frac{\rho_p - \rho_{\min}}{\rho_{\max} - \rho_{\min}}. \quad (2.34)$$

Esta definición le permite al modelo utilizar información satelital sin calibrar, ya que el índice de nubosidad se adapta al rango dinámico de los valores observados. La formulación del modelo se presenta en la Ec. (2.35) donde $a = 0,02$ y $b = 0,98$.

$$G_h^{\text{sunny}} = G_{\text{csk}}^{\text{kasten}} \times f(\eta_{\text{sunny}}) = G_{\text{csk}}^{\text{kasten}} \times [a + b(1 - \eta_{\text{sunny}})] \quad (2.35)$$

En versiones posteriores los autores introdujeron mejoras a esta formulación básica. Se modificó el cálculo de ρ_{\min} para considerar sus variaciones intra-día e introdujeron su discriminación por sitio Perez et al. (2002). Además, se cambió el modelo de cielo claro por el modelo SOLIS propuesto por Ineichen and Perez (2002); Ineichen (2008). La relación lineal con el índice de nubosidad se modificó por un polinomio de grado 5. Las curvas lineal y polinomial son similares, con pequeñas diferencias para η_{sunny} alto y bajo. Según Perez et al. estas diferencias ayudan a compensar pequeñas subestimaciones que presentaba el modelo anterior. La formulación básica del actual modelo SUNY es:

$$G_h^{\text{sunny}} = G_{\text{csk}}^{\text{SOLIS}} \times f(\eta_{\text{sunny}}) \times \left(0,9 + \frac{G_{\text{csk}}^{\text{SOLIS}} \times f(\eta_{\text{sunny}})}{10000} \right), \quad (2.36)$$

$$f(\eta_{\text{sunny}}) = 2,36 \eta_{\text{sunny}}^5 - 6,30 \eta_{\text{sunny}}^4 + 6,22 \eta_{\text{sunny}}^3 - 2,63 \eta_{\text{sunny}}^2 - 0,58 \eta_{\text{sunny}} + 1. \quad (2.37)$$

Esta última relación fue determinada en forma empírica por Perez et al. utilizando datos medidos en tierra en EEUU y Europa, y según los autores representa de mejor manera los datos observados. En las versiones más actuales se incluye información de los canales infrarrojos para discriminar nubosidad de nieve (Dise et al., 2013; Perez et al., 2013) y de profundidad óptica de aerosoles (Perez et al., 2015), entre otras mejoras.

^[9]National Solar Radiation Database: <https://nsrdb.nrel.gov/nsrdb-viewer>

2.7. Modelos para estimar irradiación solar por satélite

En (Perez et al., 2002) se presenta la evaluación de la versión 1 y 2 del modelo SUNY contra los datos de 10 estaciones de alta calidad en EEUU. Se obtuvo a escala horaria un rRMSD de 15,8 % para la primera versión y de 14,0 % para la segunda. En (Perez and Hoff, 2013a) se reportan los indicadores MBD y RSMD a escala horaria para la versión 3 del modelo SUNY en siete estaciones en EEUU de la Baseline Solar Radiation Network (BSRN, <http://bsrn.awi.de/>). La red BSRN exige que la medida se realice con equipamiento de alta calidad y que se realicen controles de calidad según su protocolo. En esta evaluación se encontraron valores de rMBD entre $-1,1\%$ y $+3,8\%$ y de rRMSD entre 15,5 % y 30,4 %. En promedio, se reporta un RMSD de 89 Wh/m^2 (23,4 %) y un MBD de $+3 \text{ Wh/m}^2$ (+0,8 %). Resultados similares se reportan en Djebbar et al. (2012) y Nottrott and Kleissl (2010). En el primero se evaluó el desempeño contra 18 sitios en Canadá y se encontró un RMSD de 87 Wh/m^2 y un MBD de $+6 \text{ Wh/m}^2$. En el segundo se evaluó el desempeño contra 27 estaciones en California y se encontró un RMSD de 81 Wh/m^2 y un MBD de $+11 \text{ Wh/m}^2$.

El modelo SolarGIS (Cebecauer et al., 2010) es un modelo semi-empírico similar al SUNY que es comercializado por la empresa GeoModel. Utiliza el mismo modelo de cielo claro e índice de nubosidad, pero distinta función $f(\eta)$ e incorpora algoritmos para mejorar su desempeño en zonas de compleja estimación, como en desiertos, zonas tropicales o latitudes altas. En (Cebecauer et al., 2011) se compara el desempeño del modelo SolarGIS y el modelo SUNY, pero no en las mismas estaciones de medida, y se obtuvieron indicadores similares a los del párrafo anterior.

2.7.4. Modelo Heliosat

La familia de modelos Heliosat es otra propuesta inspirada en el modelo de Cano et al. que ha tenido sucesivas versiones a lo largo del tiempo, y se utiliza principalmente en Europa con imágenes Meteosat. En la actualidad se está desarrollando la versión Heliosat-4 (Qu et al., 2012a,b) que hace uso de un nuevo producto de nubosidad desarrollado por el Centro Aeroespacial Aleman (DLR) en base a imágenes MODIS (LEO) y MeteoSat (GEO). El nuevo modelo integra también productos avanzados para estimación de aerosoles y propiedades de nubes, como el espesor óptico, el radio medio de las partículas, el contenido de agua, etc. No obstante, la versión más popular de este modelo es el Heliosat-2 (Rigollier et al., 2004), que ha sido testada en varias partes del mundo (Espinar et al., 2009b; Moradi et al., 2009; Dountio et al., 2010; Eissa et al., 2012; Taddei et al., 2014) en virtud de su buena documentación.

El Heliosat-2 se basa en el modelo de cielo claro denominado ESRA (European Solar Radiation Atlas) (Rigollier et al., 2000) y un índice de nubosidad que tiene variantes respecto al originalmente propuesto por Cano et al.. El modelo ESRA es de origen físico y permite estimar la irradiancia de cielo claro utilizando el índice de turbidez de Linke. Este modelo de cielo claro se ha testado recientemente en Uruguay contra datos medidos en tierra (Laguarda and Abal, 2016), resultando ser uno de los mejores modelos evaluados.

Capítulo 2. El recurso solar por satélite

La definición del índice de nubosidad del modelo Heliosat es,

$$\eta_H = \frac{\rho_p - \rho_g}{\rho_{\text{cloud}} - \rho_g}, \quad (2.38)$$

y requiere calcular la reflectancia del *suelo*, ρ_g , y la reflectancia típica de las nubes, ρ_{cloud} . Para estimar por satélite la reflectancia del suelo se debe restar a la reflectancia planetaria ρ_p la contribución de la atmósfera por retro-dispersión. A este proceso se lo denomina “corrección atmosférica”. Una explicación detallada de este proceso se puede encontrar en [Vermote et al. \(1997a,b\)](#). El modelo Heliosat-2 aplica esta corrección a toda la imagen independientemente de si hay nubosidad o no, y la reflectancia de suelo es establecida para cada píxel tomando el segundo mínimo de la serie temporal de los últimos 30 días. Los autores argumentan que el segundo mínimo de la serie es suficientemente robusto como estimación operativa de la reflectancia de suelo. El valor de ρ_{cloud} se calcula utilizando una parametrización de la reflectancia efectiva (ρ_{eff}) de las nubes ([Taylor and Stowe, 1984](#)). Al valor efectivo se le aplica la corrección atmosférica y otras restricciones que buscan disminuir el efecto de la anisotropicidad de la atmósfera ([Rigollier et al., 2004](#)). La formulación del modelo Heliosat-2 se presenta en la Ec. (2.39). El índice de nubosidad Heliosat puede tomar valores negativos y mayores que 1 por lo que $f(\eta_H)$ está definida por fuera del rango $[0, 1]$.

$$\begin{aligned} G_h^H &= G_{\text{csk}}^{\text{ESRA}} \times f(\eta_H) \\ &= G_{\text{csk}}^{\text{ESRA}} \times \begin{cases} 1,20 & \text{si } -0,2 > \eta_H \\ 1,00 - \eta_H & \text{si } -0,2 \leq \eta_H < +0,8 \\ 2,07 - 3,67 \eta_H + 1,67 \eta_H^2 & \text{si } +0,8 \leq \eta_H < +1,1 \\ 0,05 & \text{si } +1,1 < \eta_H \end{cases} \end{aligned} \quad (2.39)$$

En ([Rigollier et al., 2004](#)) se evalúa el modelo Heliosat-2 utilizando datos de 35 estaciones de Europa y 3 meses del año (1 en verano, 1 en invierno y 1 en media estación), encontrándose un mejor desempeño en verano que en invierno. El promedio del RMSD horario de estos 3 meses fue de 87 Wh/m^2 (rRMSD de 24,4%). En ([Espinar et al., 2009a](#)) se reporta el desempeño del modelo Heliosat-3 contra los datos de 38 estaciones del servicio meteorológico alemán, obteniendo un rRMSD diario de 12,1% (promedio de todas las estaciones), con un máximo de 22,0% y un mínimo de 9,8%. En ([Polo, 2015](#)) se presenta la utilización de este modelo para generar mapas mensuales (promedio mensual de acumulados diarios) de GHI y DNI para España. Para la GHI se comparó la estimación del modelo contra 7 años de datos de 27 estaciones en España, y se reporta a escala mensual un rMBD de $-0,4\%$ y un rRMSD de 11%.

2.7. Modelos para estimar irradiación solar por satélite

2.7.5. Modelo GL

Como se mencionó antes, el modelo GL es un modelo físico simplificado propuesto por Ceballos et al. (2004), que puede ser utilizado en forma operacional. La irradiancia GHI se descompone espectralmente en sus subcomponentes UV, visible e infrarrojo cercano,

$$G_h^{\text{GL}} = G_h^{\text{UV}} + G_h^{\text{VIS}} + G_h^{\text{NIR}}, \quad (2.40)$$

que son modeladas por separado. Para las bandas UV y VIS el modelo considera la absorción del ozono en la estratósfera y un balance conservativo (entrada/salida) en la tropósfera. Para este balance se requiere la reflectancia planetaria ρ_p obtenida por satélite, la reflectancia del suelo ρ_g que se fija en $\rho_g = 6,5\%$ y las irradiancias G_{oh}^{UV} y G_{oh}^{VIS} que inciden sobre el tope de la atmósfera. En el NIR el modelo considera la absorción debido al vapor de agua y el dióxido de carbono, usando valores típicos para las densidades de estas sustancias. La irradiancia G_h^{NIR} es modulada por un índice de cobertura nubosa C similar al de la Ec. (2.34), pero con valores $\rho_{\min} = 9,3\%$ y $\rho_{\max} = 46,5\%$ fijos. Por debajo de ρ_{\min} la cobertura nubosa es '0' y por encima de ρ_{\max} es '1'. El valor de ρ_{\max} fue establecido analizando los histogramas de reflectancia planetaria de las nubes estratiformes y cumuliformes, observándose que la transición entre ambos tipos ocurría en $\rho_p = 46,5\%$. Por encima de este umbral se considera que se tiene un cúmulo cubriendo totalmente el píxel. Para $C = 0$ se aplica un modelo de cielo claro (Ceballos et al., 2004), que depende de la reflectancia planetaria según Lacis and Hansen (1974) y de la absorción por agua precipitable. El modelo toma en cuenta de forma simple las reflexiones múltiples entre la nubosidad y el suelo, agregando un término multiplicativo que surge de desarrollar la serie geométrica de los flujos reflejados. Su funcionamiento es a escala instantánea, y para generar los valores horarios se utiliza una hipótesis ergódica, en donde se asume que el promedio espacial en 3×3 píxeles representa el promedio temporal en la hora. La versión operacional de este modelo asume algunos parámetros constantes, como el vapor de agua.

El modelo GL presenta varias evaluaciones en Sudamérica a escala diaria o superior (Ceballos et al., 2004, 2005; Ceballos, 2009; Ortega et al., 2010; Ceballos et al., 2011). Estas evaluaciones se han realizado en condiciones muy disímiles entre sí, desde la provincia de Tucumán a la ciudad de Sao Pablo, y con estadísticas que van desde años enteros a trimestres. En (Ceballos et al., 2004) se presenta una evaluación contra cuatro meses de 2002 de 78 estaciones en Brasil, y se obtuvo en promedio MBD diario de $-0,4 \text{ MJ/m}^2$ ($-2,0\%$) y un RMSD diario de $1,4 \text{ MJ/m}^2$ ($7,2\%$). Para las medias mensuales se informa que el modelo tiene un MBD esperado entre $\pm 0,9 \text{ MJ/m}^2$ y un RMSD de $1,7 \text{ MJ/m}^2$. En forma preliminar, hemos evaluado este modelo en 10 estaciones en Uruguay para el periodo 2010 al 2014, obteniendo en base diaria un MBD de $+0,2 \text{ MJ/m}^2$ ($+1,3\%$) y un RMSD de $1,2 \text{ MJ/m}^2$ ($7,4\%$), resultados que son compatibles con los anteriores.

2.7.6. Modelo Brasil-SR

El modelo Brasil-SR es una adaptación de un modelo físico no operacional pre-existente (Möser and Raschke, 1984; Stuhlmann et al., 1990), que utiliza la aproximación de dos flujos (Liou, 2002) para resolver la transferencia radiante en la atmósfera. El modelo de dos flujos se utiliza para estimar la trasmisividad de cielo claro y la trasmisividad de una nube, las cuáles son ponderadas de acuerdo a un índice de nubosidad obtenido por satélite (Martins et al., 2003; Pereira et al., 2006). El índice de nubosidad utilizado es similar al de la Ec. (2.32), y los valores de ρ_o (fondo) y ρ_c (nubes) se actualizan mes a mes. Este modelo ha sido recientemente adaptado para su utilización en Chile (Escobar et al., 2014).

El modelo Brasil-SR ha sido evaluado contra los datos de los 8 sitios de la red SONDA (<http://sonda.ccst.inpe.br/>), que registra datos de alta calidad de irradiancia solar según estándares BSRN (incerteza 2%), y contra varias estaciones automáticas del INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, Brasil) que utilizan radiómetros Li-Cor (incerteza 7%). En (Pereira et al., 2006) se reporta el desempeño del modelo discriminado en regiones de Brazil (Norte, Noreste, Centro-Oeste, Sur y Sureste). El modelo no presentó diferencias significativas de desempeño entre las regiones, y a escala diaria se observó un rMBD de +5,6% y un rRMSD de 13,4%. En (Escobar et al., 2014) se reporta el desempeño del modelo Chile-SR para varios sitios en Chile. Se obtuvieron a escala horaria valores de rMBD entre +5,7% y -2,7% y de rRMSD entre 8,3% y 24,0%, con un promedio entre estaciones de +0,4% y 12,8% respectivamente. A escala diaria se encontraron valores de rMBD entre +2,3% y -4,8% y de rRMSD entre 7,1% y 19,8%, con un promedio entre estaciones de -2,1% y 8,9% respectivamente.

2.7.7. Modelo NASA/SSE

El modelo NASA/SSE es un modelo físico no operacional que resuelve las ecuaciones de transferencia radiante en la atmósfera y surge de modificaciones escasamente documentadas del modelo de Pinker and Laszlo (1992). Además de las imágenes de satélite, el modelo utiliza información de vapor de agua estimada por modelos computacionales del GMAO/NASA (Global Modeling and Assimilation Office), de contenido de ozono estimado por satélite a través del satélite TOMS (Total Ozone Mapping Spectrometer) y de contenido de aerosoles obtenidos con el modelo NCAR/MATCH (Model of Atmospheric Transport and Chemistry). NASA corre este modelo en forma global y disponibiliza las medias mensuales históricas de irradiación solar GHI y otras componentes, con una resolución espacial de 1×1 grados en latitud-longitud. Estas medias mensuales se basan en información de al menos 22 años de observaciones de satélite y se usan en varias partes del mundo como una primera referencia del recurso solar disponible. Al tratarse de un modelo global, incorpora algunas herramientas de carácter genérico, como modelos de fracción difusa y pasaje a plano inclinado, que no son capaces de reflejar particularidades locales. En (Alonso-Suárez et al., 2012c) hemos evaluado la incerteza de los estimativos de largo plazo de este modelo contra las escasas series históricas que existen en Uruguay, encontrando un MBD mensual de +0,4 MJ/m² (2,4%) y

2.7. Modelos para estimar irradiación solar por satélite

un RSMD mensual de $1,1 \text{ MJ/m}^2$ (6,6 %).

2.7.8. Desempeño típico de modelos satelitales

La incerteza en la estimación del recurso solar por satélite depende en gran medida de las complejidades de la región objetivo. Por ejemplo, la estimación es más compleja en desiertos, regiones con nieve, o en sitios con alta variabilidad de componentes atmosféricos como vapor de agua y aerosoles. Los trabajos que estiman el desempeño de modelos utilizan medidas de distintas partes del mundo, con diferente estadística temporal y diferentes controles de calidad. No existe un conjunto de datos estandarizado para este propósito, que incluya todas las zonas del mundo y represente las particularidades de cada región. Además, los trabajos evaluando el desempeño de más de un modelo contra series de datos son escasos. Esto hace difícil establecer con precisión y de forma genérica la incerteza típica de los modelos satelitales para estimación del recurso solar. Este tipo de trabajos se ha hecho para modelos de cielo claro (Gueymard, 2012) y modelos de fracción difusa (Gueymard and Ruiz-Arias, 2016), que son de más sencilla implementación.

En (Ineichen, 2014) se realiza una comparación del desempeño de varios modelos y fuentes de datos para 8 años de medidas en 18 estaciones en Europa, donde se puso especial atención en el control de calidad de las medidas utilizadas. La comparación incluyó los modelos SolarGIS y Heliosat-3, además de otras iniciativas existentes en Europa y modelos comerciales. La comparación se realizó para datos de GHI, DHI y DNI. El modelo SolarGIS fue el mejor rankeado para todas las componentes y todas las escalas temporales (horaria, diaria y mensual). Para la GHI, el MBD hallado fue despreciable y el rSD a escala horaria, diaria y mensual fue de 17 %, 8 % y 4 %, respectivamente. Como el desvío medio es cero, el desvío estándar relativo reportado en el trabajo coincide con el rRMSD. Para DNI y DHI los indicadores son mayores. El desvío medio para la DNI estuvo entre -1% y -2% y para la DHI entre $+4 \%$ y $+5 \%$. Para la DNI se encontró un rSD horario, diario y mensual de 34 %, 21 % y 10 %, respectivamente, y para la DHI fue de 35 %, 23 % y 11 %. Para la GHI del modelo Heliosat-3 se reporta un rRMSD de 20 % a escala horaria y de 11 % a escala diaria. Estos resultados son consistentes con los encontrados a escala diaria por Espinar et al. (2009a).

En la Tabla 2.2 se resumen las distintas evaluaciones presentadas, poniendo foco en el rRMSD horario y diario, como indicador global de desempeño. A la vista de estos trabajos resulta claro que la incerteza depende fuertemente de las particularidades de cada sitio específico. Otros aspectos importantes a considerar son la calidad de las medidas y su estadística temporal. A modo de resumen, se puede decir que la estimación de GHI por satélite presenta una incerteza horaria en el rango entre 15-30 %, típicamente en el entorno del 20 %. A escala diaria estos valores descienden al rango 10-20 %, típicamente en el entorno del 12 %. Para mejorar el desempeño de los modelos satelitales es usual realizar un ajuste local utilizando medidas en tierra. Esto se puede hacer ajustando específicamente el modelo, en el caso que tenga parámetros ajustables, o post-procesando la salida de satélite. Existen diferentes técnicas para hacer esto último que se describen en Polo et al.

Capítulo 2. El recurso solar por satélite

(2016). Estos post-procesamientos son muy utilizados en los modelos comerciales, cuyas empresas generalmente solicitan los datos de superficie de calidad controlada que haya disponibles de modo de reducir la incerteza de sus estimaciones. La estimación de DNI y DHI por satélite presenta un grado de maduración menor a la GHI, con incertezas del orden del 35 %. Esto se debe principalmente a la dificultad que existe para estimar con precisión el contenido de aerosoles en la atmósfera sobre grandes extensiones territoriales por tele-detección. Los aerosoles tienen mayor impacto sobre estas componentes que sobre la GHI.

La evaluación del desempeño de modelos satelitales en Sudamérica es escasa. Esto se debe a la reducida cantidad de medidas de alta calidad del recurso solar que existe en el continente y a que el procesamiento de información satelital no es una práctica muy extendida. Existen sólo algunos centros con capacidad de recepcionar y procesar la información satelital cruda en tiempo real, con descarga directa desde el satélite, como el INPE/CPTEC en Brasil (<http://satelite.cptec.inpe.br/>) y la CONAE en Argentina (<http://catalogos.conae.gov.ar/goesn/>). En este trabajo se describe el desarrollo y evaluación de modelos satelitales para estimar el recurso solar en Uruguay, y la infraestructura construida que, entre otros objetivos, le permite a LES/UdelaR sumarse a la lista de centros donde se recibe y procesa información satelital en tiempo cuasi-real, aunque aún no con recepción satelital.

modelo satelital	rRMSD (%)		ubicación	estadística	referencia
	horario	diario			
JPT	16.2	10.8	18 sitios de EEUU	1021 días (1980)	Justus et al. (1986)
JPT	–	13.4	5 sitios en Argentina	917 días (1982)	Espoz and Brizuela (1983)
JPT	–	19.5	13 sitios en Argentina	5322 días (1982-1983)	Frulla et al. (1988)
JPT	–	19.0	9 sitios en Brasil	4404 días (1982-1983)	Frulla et al. (1990)
JPT	–	17.3	5 sitios en Argentina	715 días (2000-2002)	Righini and Barrera (2008)
SUNY-v1	15.8	–	10 sitios en EEUU	N/A (1999-2000)	Perez et al. (2002)
SUNY-v2	14.0	–	10 sitios en EEUU	N/A (1999-2000)	Perez et al. (2002)
SUNY-v3	23.4	–	7 sitios BSRN en EEUU	N/A (2010)	Perez and Hoff (2013a)
SUNY-v3	38.9 ^(†)	–	26 sitios en California (EEUU)	1586 meses (1998-2005)	Nottrott and Kleissl (2010)
SUNY-v3	27.8	15.0	18 sitios en Canada	300 000 horas (1998-2008)	Djebbar et al. (2012)
SolarGIS	17.0	8.0	8 sitios en Europa	475 000 horas y 43000 días (2004-2011)	Ineichen (2014)
Heliosat-1	–	23.0	9 sitios en Alemania	1000 horas de 2 meses (1993)	Rigollier and Wald (1998)
Heliosat-2	30.0	16.0	7 sitios en Alemania	N/A (1993-1997)	Hammer (2000)
Heliosat-2	24.4	12.8	35 sitios en Europa	3 meses en cada sitio (1994-1995)	Rigollier et al. (2004)
Heliosat-2	–	11.7	4 sitios en Iran	1105 días(2003-2004)	Moradi et al. (2009)
Heliosat-2	17.7	–	4 sitios en Emiratos Árabes (desierto)	20148 horas (2007-2010)	Eissa et al. (2012)
Heliosat-2 ^(††)	10.1	–	4 sitios en Emiratos Árabes (desierto)	20148 horas (2007-2010)	Eissa et al. (2012)
Heliosat-3	–	12.1	38 sitios en Alemania	114 434 días(1995-2003)	Espinar et al. (2009a)
Heliosat-3	20.0	11.0	8 sitios en Europa	475 000 horas y 43000 días (2004-2011)	Ineichen (2014)
GL	–	7.2	78 sitios en Brasil	4 meses (2002)	Ceballos et al. (2004)
GL	–	7.4	10 sitios en Uruguay	10704 días (2010-2014)	Autor. Trabajo no publicado.
Brasil-SR	–	13.4	98 sitios en Brasil	N/A (2002-2005)	Pereira et al. (2006)
Chile-SR	12.8	8.9	9 sitios en Chile	N/A (2011-2012)	Escobar et al. (2014).

^(†) En este trabajo se utiliza una media para la normalización que está un 45 % por debajo que en (Perez and Hoff, 2013a)

^(††) Con el modelo corregido para la DHI por medidas en tierra, utilizando una validación cruzada 60 % (ajuste) y 40 % (evaluación).

Tabla 2.2: Resumen de desempeño rRMSD de varios modelos satelitales a escala horaria y diaria.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 3

Base de información

Los datos necesarios para este trabajo tienen dos orígenes: (i) imágenes del canal visible del satélite GOES-East y (ii) datos de calidad controlada de irradiancia solar en superficie. Previo al año 2010 no existían en el país bases de datos de ninguna de estas dos fuentes, por lo que se invirtió gran cantidad de esfuerzo en generar la información necesaria. La infraestructura para el procesamiento de las imágenes de satélite que actualmente tenemos en el LES fue desarrollada íntegramente a lo largo de esta tesis, y nos permite recibirlas y procesarlas para generar los insumos para los modelos satelitales, entre otros. En la Sección 3.1 se describe la base de imágenes de satélite que hemos confeccionado y las capacidades desarrolladas para su operación. El segundo insumo, los datos de irradiancia solar, es de más compleja adquisición puesto que requiere la operación de una red de medida con cobertura nacional, atendiendo su mantenimiento y sus eventos de fallo. En la Sección 3.2 se presenta la Red de Medida Continua de Irradiancia Solar (RMCIS) que administramos, explicando su surgimiento y expansión, y el diseño y las prestaciones de la red actual. En la Sección 3.3 se describe la red de medida de la empresa eléctrica estatal (UTE), cuyos datos se utilizaron en conjunto con los de la RMCIS. La instalación, mantenimiento y operación de esta red es responsabilidad de la empresa UTE, a quien asesoramos en estos aspectos. Finalmente, en la Sección 3.4 se presenta el análisis de los datos, que permitió detectar series de medida con anomalías y descartarlas, y conformar el conjunto de datos que se utilizó para el ajuste y validación de los modelos satelitales.

3.1. Procesamiento satelital local

El procesamiento satelital que realizamos en el LES/UdelaR se resume en la Figura 3.1. Se parte de las cuentas digitales B_S^{vis} (VIS) y B_{Sx}^{irb} (IRB) para obtener la radiancia observada por el satélite L_S^{vis} y L_{Sx}^{irb} , y luego los valores de F_R y ρ_p para el canal visible y la temperatura de brillo T_x para los canales infrarrojos (la x denota cada uno de los cuatro canales infrarrojos). La infraestructura informática que da soporte a este procesamiento se describe en el Apéndice B.1, y los procedimientos de calibración de las imágenes en el Apéndice B.3.

Capítulo 3. Base de información

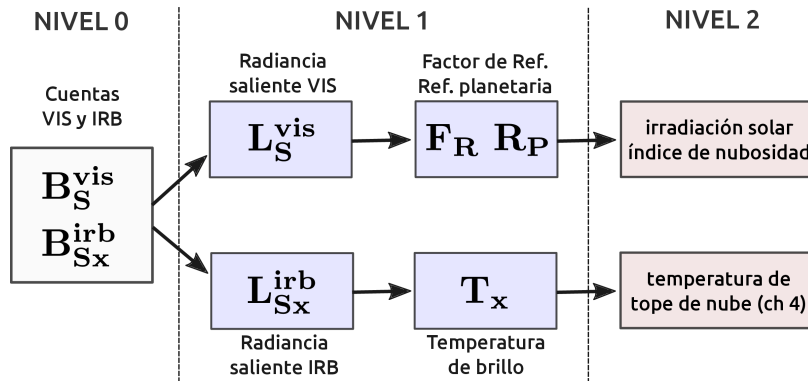


Figura 3.1: Procesamiento satelital implementado.

El procesamiento satelital genera dos tipos de insumos. El primero son series temporales de información satelital para una lista de puntos pre-configurados. Actualmente tenemos unas 300 ubicaciones en esta lista que cubren Uruguay y la región, donde se mantiene pre-calculada la información satelital (nivel 1) y los productos (nivel 2). Estos sitios son puntos de interés, como estaciones de medida, capitales departamentales, puntos equi-espaciados de utilidad o procesamientos a demanda que se nos han requerido (por ejemplo, para generar series de irradiación solar ad-hoc). El segundo procesamiento genera, para cada imagen, una nueva imagen en proyección regular (grilla equi-espaciada en latitud-longitud). Las imágenes originales están en proyección irregular (proyección satélite) y constan de 3 matrices: dato, latitud y longitud. El procedimiento de pasaje a grilla regular se realiza promediando los píxeles de la imagen original en cada celda de una grilla regular. Como los modelos desarrollados operan sobre celdas de algunos kilómetros, el sistema prevé que las celdas se puedan solapar, manteniendo una grilla destino más fina que el tamaño de la celda. Esto permite mantener el tamaño del mapeado aproximadamente igual a la resolución de las imágenes aún cuando el modelo satelital requiera de celdas más grandes. Los algoritmos de arquitectura paralela desarrollados e implementados para procesar este gran volumen de información se reportó en (Alonso-Suárez and Nesmachnow, 2012) y se describen en el Apéndice B.2. Existen otros algoritmos, con las mismas bibliotecas, que funcionan dando soporte al sitio <http://les.edu.uy/online/>, el cual opera automáticamente y permite visualizar las imágenes GOES-East en tiempo cuasi-real.

3.1.1. Base de imágenes local

El archivo local de imágenes del satélite GOES-East que hemos confeccionado en el LES es único en el país y a la fecha cuenta con más de 160 000 conjuntos de imágenes (visible + infrarrojos), totalizando más de 800 000 imágenes que cubren todo el período temporal desde el 01/01/2000 hasta ahora. Las imágenes originales están en formato NetCDF (www.unidata.ucar.edu/netcdf/), que es un formato multi-plataforma específicamente orientado al almacenamiento y distribución de información científica y meteorológica. En la Tabla 3.1 se muestra la cantidad de

3.1. Procesamiento satelital local

imágenes y el espacio en disco necesario, desglosado por el periodo de operación de cada satélite físico. Las diferencias de espacio en disco se deben a que hemos ido aumentando gradualmente el tamaño de la ventana espacial de las imágenes de acuerdo al almacenamiento que teníamos disponible. En la Tabla 3.2 se muestra un desglose de la información en cada periodo en que cambiamos el tamaño de la ventana, donde en las últimas dos columnas se puede observar que la base de imágenes ha crecido en forma incremental. En la actualidad nuestra base satelital crece a una tasa de $\simeq 1,5$ TB por año de imágenes y la ventana espacial es la que se mostró en la Figura 2.12.

satélite	inicio	fin	imágenes	disco
GOES 8	01/01/2000	31/03/2003	123775	242 GB
GOES 12	01/04/2003	14/04/2010	259445	586 GB
GOES 13	14/04/2010	31/12/2016	421653	4113 GB
total	01/01/2000	31/12/2016	804873	4941 GB

Tabla 3.1: Base de imágenes local del LES/UdelaR. Desglose por satélite.

periodo	estadística temporal	imágenes total	disco total	imágenes por año	disco por año
Per. 1	2000–2009	368810	719 GB	36881	72 GB
Per. 2	2010–2012	115200	866 GB	38400	289 GB
Per. 3	2013–2015	241855	1805 GB	80618	602 GB
Per. 4	2016–2016	79008	1550 GB	79008	1550 GB
total	2000–2016	804873	4941 GB	–	–

Tabla 3.2: Base de imágenes local del LES/UdelaR. Desglose por periodo.

Las imágenes son adquiridas vía internet a través del servicio de descarga CLASS/NOAA (<http://www.class.ngdc.noaa.gov>) que está públicamente disponible. Hasta el 2015 este proceso de descarga se realizó, en parte, manualmente. El servicio web del CLASS permite descargar hasta 100 conjuntos de imágenes por pedido, lo que implica que se hicieron unas 1400 descargas con intervención humana, realizadas casi en su completitud por el Ing. R. Siri. A partir de 2016 utilizamos una suscripción donde se nos preparan las nuevas imágenes conforme se van generando y las descargamos automáticamente utilizando un programa Linux/Bash que desarrollamos. Esta forma de recepcionar la información resulta en un retraso promedio de $\simeq 2$ horas entre que la información se genera y que la recibimos en nuestros servidores. El retraso se debe principalmente al tiempo de procesamiento que requieren los servidores de la NOAA para armar el pedido.

En régimen de operación normal el satélite genera para Sudamérica dos imágenes por hora. Hasta agosto de 2014, cuando el satélite cambiaba al modo de operación de escaneo rápido (RSO, Rapid Scan Operation), en Sudamérica se disponía solo de las imágenes Full-Disk (escaneo de todo el disco terrestre) cada 3 horas. El satélite se comanda a ese modo, por ejemplo, ante eventos meteorológicos extremos

Capítulo 3. Base de información

en la zona del Caribe. Esto ocasiona huecos frecuentes en la serie de imágenes para Sudamérica, especialmente en torno a la temporada de huracanes en el hemisferio norte. Luego de esa fecha, el problema fue parcialmente solucionado, y se dispone siempre de al menos 1 imagen por hora, cualquiera sea el modo de escaneo.

3.2. Red de medida del LES/UdelaR

Debe tenerse presente que la calidad de los datos registrados en tierra es un elemento determinante para el desempeño de un modelo satelital con parámetros ajustables. Ninguna institución en el país registra radiación solar con la continuidad y calidad necesaria para este fin. Detrás del excelente desempeño del modelo satelital que se presenta en esta tesis, hay un trabajo muy importante asociado a la infraestructura de la Red de Medida Continua de Irradiancia Solar (RMCIS), en cuyo diseño, implementación y operación hemos tenido un rol central. Durante la elaboración de la primera versión del Mapa Solar del Uruguay (MSUv1) se constató la necesidad de medir sistemáticamente el recurso solar a escala nacional con equipamiento adecuado. La actual RMCIS inició en el año 2009 en el marco de un Convenio entre el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) y la FING, bajo la dirección del Dr. J. Cataldo del Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental (IMFIA) y la Dra. V. Nunez del Instituto de Ingeniería Eléctrica (IIE) de la FING. En este marco se diseñaron e instalaron tres estaciones de medida que denominamos de primera generación (G1). En el año 2010 el LES asume la administración de esta red, y la ha mantenido en operación en forma ininterrumpida hasta la actualidad, con sucesivas mejoras en el equipamiento de las estaciones y en la forma de recepción y procesamiento de los datos. A la fecha se mide el recurso solar en 9 sitios de medida distribuidos en el territorio nacional, incluyendo el territorio antártico, con estaciones que denominamos de segunda generación (G2). En las siguientes subsecciones se describe brevemente la evolución de la RMCIS hasta la actualidad, atendiendo sus prestaciones y funcionamiento. Más detalles pueden encontrarse en el Reporte Técnico ([Abal et al., 2015](#)).

3.2.1. Estaciones de primera generación

Las primeras tres estaciones de la RMCIS se instalaron durante el año 2009. Con el objetivo de que las estaciones pudieran ser mantenidas y reparadas sin dificultad y bajo costo, el diseño y la construcción de las estaciones se realizó con capacidades locales. La estación resultante funcionaba en forma autónoma y contaba con: un piranómetro de Primera Clase para la medida de GHI, un adquisidor con comunicación remota desarrollado por el IIE y un sistema de alimentación autónomo basado en una batería automotriz, paneles fotovoltaicos, un regulador de voltaje y una placa de protecciones. El corazón de la estación era el adquisidor ADQ-VX, que fue diseñado en el marco de un proyecto de fin de carrera de Ingeniería Eléctrica y se replicó para las estaciones de primera generación ([Cataldo et al., 2011](#)). El adquisidor funcionaba en base a un sistema operativo Linux, encargado de controlar todas las funcionalidades de la estación. La placa madre

3.2. Red de medida del LES/UdelaR

tenía un modem integrado que le permitía enviar datos a un servidor por FTP utilizando la red telefónica. Además, el equipo contaba con un pendrive USB para el respaldo local de los datos y los archivos del sistema. Estos equipos respondían remotamente a comandos y permitían que un usuario ingrese de forma local o remota para hacer ajustes en su programación o acceder a los datos disponibles. Por motivos de seguridad y de acceso a medidas complementarias (temperatura de aire ambiente, humedad relativa, entre otros), las estaciones se ubicaron en los predios del Instituto Nacional de Investigación Agropecuaria (INIA) de Canelones (INIA/Las Brujas), de Treinta y Tres (INIA/Paso de la Laguna) y de Salto (INIA/Salto). Esta opción permite además contar con la limpieza periódica por el personal de la estación.

A partir de 2010 el LES asume la administración de esta pequeña red y desplegamos tres nuevos puntos de medida, usando adquisidores Kipp & Zonen LOGBOX-SD de muy bajo consumo y sin capacidades de comunicación remota. Las nuevas estaciones de medida se ubicaron en los predios del Instituto Uruguayo de Meteorología (INUMET) de Artigas y Rocha, que tenían soporte las 24 horas de día (H24), y en la propia azotea de la Facultad de Ingeniería en Montevideo. De este modo se conformó una red de seis puntos de medida que, con varias mejoras y algunas re-ubicaciones menores, conforman el núcleo central de la RMCIS que opera hasta la fecha. La operación y mantenimiento de la RMCIS-G1 contó con la importante colaboración del Ing. P. Toscano, actualmente docente del Depto. de Potencia del IIE, quien participó del desarrollo de los adquisidores ADQ-VX, de la instalación de las primeras 3 estaciones y de su posterior mantenimiento. En la Figura 3.2 se muestra la estación G1 de Salto de la RMCIS-G1 y su gabinete.



(a) Estación RMCIS-G1.



(b) Gabinete RMCIS-G1.

Figura 3.2: Estaciones de primera generación (RMCIS-G1).

3.2.2. Estaciones de segunda generación

La red de primera generación contaba con equipos y formatos muy distintos entre sí, lo que resultaba en una difícil administración. Los adquirentes ADQ-VX funcionaron exitosamente durante varios años, pero tenían algunas fallas propias de equipamiento sin soporte comercial, como que en ocasiones el modem quedaba iterando el envío de datos y agotaba la batería, o que el cambio de horario de verano ocurría en cualquier momento de la semana posterior al cambio. Al ser el resultado de un proyecto de fin de carrera existían pocas personas capaces de modificar su programación o encontrar errores en ella. Esto resultaba en una baja flexibilidad para agregar o modificar medidas en la estación, y el mantenimiento de las estaciones se hizo cada vez más dificultoso. A partir de la experiencia adquirida entre 2010 y 2012 en la operación y mantenimiento de la RMCIS-G1, comenzamos a diseñar las nuevas estaciones de segunda generación que hoy conforman la RMCIS-G2, con las siguientes premisas de diseño:

1. Sencillez de operación y bajo mantenimiento.
2. Simplificar el post-procesamiento de los datos.
3. Autonomía de funcionamiento (energía) y comunicación remota.
4. Flexibilidad para agregar medidas de diferente tipo y facilidad para programar los adquirentes, sin depender de firmas comerciales o de los fabricantes.

Las cuatro premisas apuntan a asegurar la continuidad temporal de las series de medidas, especialmente la de GHI, y a viabilizar una operación continua de largo plazo (de al menos 10 años) para caracterizar la variable irradiancia solar. Para ello, se realizó un diseño local de la estación en base a sub-componentes comerciales, fiables para el funcionamiento en campo y cuya programación/configuración pudiese hacerse sin depender de terceros. El elemento central de la estación es el adquirente de datos. Luego de analizar varios adquirentes comerciales disponibles, se redujo la búsqueda a dos equipos que contaban con las capacidades necesarias: el Campbell Scientific CR-800 con accesorios varios y el Fischer Scientific DataTaker. Si bien el primero es el estándar en laboratorios científicos y teníamos experiencia en su utilización, por consideraciones económicas y de simplicidad de operación, se optó por el DataTaker (se debían comprar varios equipos), que a posteriori ha resultado una excelente elección. Además de ofrecer prestaciones superiores al equipo Campbell Scientific a un costo del orden de la mitad, estos equipos son muy robustos, todas sus funciones son programables remotamente vía una página web y tienen el hardware de comunicaciones integrado (puerto USB, puerto Ethernet, modem GSM) por lo que su configuración es más sencilla. Se adquirieron inicialmente dos adquirentes DataTaker y luego de un período de pruebas exitoso de seis meses, se adquirieron los equipos que están desplegados en campo dando soporte a la RMCIS-G2. También se re-diseñó el soporte mecánico de la estación y el sistema de alimentación eléctrico (ampliándose el panel PV, entre otros). En la Figura 3.3 se muestra la estación Canelones de la RMCIS-G2 y su gabinete.

3.2. Red de medida del LES/UdelaR



(a) Estación RMCIS-G2.



(b) Gabinete RMCIS-G2.

Figura 3.3: Estaciones de segunda generación (RMCIS-G2).

Las estaciones cuentan con comunicación remota para su configuración y el envío de los datos, utilizando chips GSM/GPRS que se conectan a la red de telefonía celular de la empresa de telecomunicaciones estatal (ANTEL). Todos los días a las 00:00 hora local, el equipo se conecta a un servidor del LES y envía por FTP el archivo de datos de ese día. La infraestructura computacional para la recepción y procesamiento de los datos de la RMCIS se describe en el Apéndice B.4. El acceso a las medidas en tiempo real puede realizarse a través de la interfaz web del DataTaker, que además genera gráficos de las medidas que son útiles para inspeccionar su estado. En algunos sitios donde la red celular es débil se debió instalar una antena direccional tipo Yagi-Uda, como complemento a la antena omnidireccional básica con que están provistas todas las estaciones. El único caso donde la debilidad de la red no pudo ser solucionada fue en la estación de Treinta y Tres, originariamente ubicada en el predio del INIA/Paso de la Laguna. Este sitio cuenta con una red celular especialmente débil, y ni la inclusión de la doble antena ni otras mejoras que se intentaron a nivel de configuración de la estación, lograron que se recibieran los datos diariamente en forma estable. En ningún caso hubo pérdida de datos puesto que el equipo intenta enviarlos en los próximos días si logra establecer conexión y como contingencia cuentan con almacenamiento local para 3 meses. Sobre finales de 2016 decidimos re-localizar la estación Treinta y Tres al predio INIA/Palo a Pique, a unos 30 km de Paso de la Laguna, donde la conectividad es mejor.

3.2.3. Estado actual de la red

Todos los sitios de la RMCIS funcionan a la fecha con estaciones de segunda generación. La GHI se registra en forma redundante de modo de realizar controles

Capítulo 3. Base de información

de consistencia entre ambas medidas y recuperar datos en caso de falla del sensor principal. La medida primaria de GHI se realiza con un piranómetro de Primera Clase o Estándar Secundario. La medida de respaldo se registra con un radiómetro fotovoltaico Li-Cor salvo en algunas estaciones, como Artigas, Tacuarembó y Treinta y Tres, donde funciona un instrumento DeltaT SPN1 para la medida de DHI, que además registra la GHI de respaldo. Considerando el equipamiento de la red y su mantenimiento diario, asignamos una incerteza de 3-5 % a la medida de GHI de las estaciones autónomas de campo dependiendo del sitio y periodo de tiempo. En todas las estaciones de la RMCIS-G2 se mide además la temperatura del aire ambiente a 1 m del suelo (bulbo seco), con un sensor Pt1000 de la mejor calidad, y calibrado en el LES. Complementar radiación solar con esta medida es de importancia para realizar simulaciones en el área de energía.

La estación ubicada en el LES/Salto tiene características especiales y medidas de mayor calidad. Esta estación sustituyó en marzo de 2015 a la estación de medida que estaba ubicada en Salto/INIA, a unos 2 km del LES. En la antigua ubicación operó siempre una estación de primera generación midiendo GHI. Desde 2015 opera en el LES una estación de medida con estándares BSRN, siendo la medida de referencia en el país. A la fecha, ésta es la única donde se miden en forma directa las tres componentes principales de irradiancia solar, GHI, DHI y DNI, y además se realiza con equipamiento de la más alta calidad^[1]. Los piranómetros utilizados para la GHI y DHI son Estándares Secundarios con ventilación forzada de aire seco, lo que impide que se condense agua en la cúpula del equipo, asegurando la estabilidad de la medida ante condiciones variables de temperatura y humedad. La irradiancia difusa es registrada utilizando una esfera que en todo momento bloquea el disco solar. La DNI se mide con un pirheliómetro Kipp & Zonen CHP1, que es un Estándar Secundario para la medida de directa. Este instrumento y la esfera de sombra requieren de un sistema de seguimiento solar de alta precisión, que se realiza con el Tracker Solys2 de Kipp & Zonen. El equipo tiene un programa pre-cargado para el seguimiento de Sol basado en lectura del GPS y realiza un ajuste fino utilizando un sensor de luminosidad. Con este equipamiento y el mantenimiento diario adecuado, la incerteza diaria es menor al 2 % para la medida de GHI y DHI, y menor a 1 % para la DNI, siendo las medidas de mayor calidad en el país.

Han existido tres re-ubicaciones de los sitios originales, que son identificados con códigos distintos para diferenciarlos. Las estaciones Salto/INIA y Salto/LES tienen códigos SA y LE, respectivamente. La estación de Treinta y Tres de Paso de la Laguna se identifica con el código TT y la de Palo a Pique con el código PP. La estación de Rocha fue re-ubicada en abril de 2015 desde la estación H24 del INUMET a la azotea de la sede Rocha del Centro Universitario Regional del Este (CURE/Rocha, UdelaR), que dista $\simeq 1$ km de la anterior ubicación. Se utilizan los códigos RO y RC para estas dos estaciones, respectivamente. Recientemente se instaló la estación BA en la Base Antártica Uruguay (Instituto Antártico Uruguayo), cuyo diseño especial para el funcionamiento en condiciones climáticas extremas fue realizado por el Lic. A. Laguarda y el Dr. G. Abal. La operación de la

^[1]A mediados de 2017 se desplegará otra estación de estas características en las inmediaciones de Tomás Gomensoro (Artigas), en el marco de un proyecto FSE/ANII.

3.2. Red de medida del LES/UdeLaR

estación se incorporó al sistema de recepción de la RMCIS y actualmente funciona como una estación más. En la Tabla 3.3 se resume la ubicación de las estaciones y sus prestaciones, donde la fecha de inicio se establece en base a la medida de GHI y no necesariamente las otras medidas están disponibles para todo el periodo. En la parte superior de la Tabla se muestran las estaciones actuales y en la parte inferior las estaciones que fueron sustituidas. Para las estaciones que se dieron de baja se muestran las capacidades al momento de desmontarlas o trasladarlas.

sitio	cód	LAT (deg)	LON (deg)	ALT (m)	GHI (s/n)	GHIr (s/n)	DHI (s/n)	DNI (s/n)	GTI (deg)	inicio GHI
Salto	LE	-31.28	-57.92	42	•	•	•	•	30	01/2015
Treinta y Tres	PP	-33.26	-54.49	58	•	•	•		45	10/2016
Artigas	AR	-30.40	-56.51	136	•	•	•		35	12/2011
Tacuarembó	TA	-33.71	-55.83	140	•	•	•		45	05/2015
Canelones	LB	-34.67	-56.34	32	•	•			35	03/2010
Rocha	RC	-34.49	-54.32	24	•	•				04/2015
Montevideo	AZ	-34.92	-56.17	58	•	•				03/2011
Colonia	ZU	-34.34	-57.69	81	•	•				03/2015
Antartida	BA	-62.18	-58.91	18	•	•				12/2016
Treinta y Tres	TT	-33.28	-54.17	22	•	•	•			06/2010
Rocha	RO	-34.49	-54.31	20	•	•				06/2011
Salto	SA	-31.27	-57.89	48	•					06/2010

Tabla 3.3: Ubicación y capacidades actuales de las estaciones de la RMCIS. En la columna GTI se indica el ángulo de la medida de irradiancia en plano inclinado. La columna GHIr refiere a la medida redundante de GHI.

A la fecha, todas las estaciones se encuentran registrando datos minutales y enviándolos con cadencia diaria. Treinta y Tres (actual PP) fue la última estación de la red en alcanzar un funcionamiento estable y no ha dado inconvenientes desde su re-localización. En la Figura 3.4.a se muestra la ubicación actual de los sitios de medida de la RMCIS, sin incluir la estación BA. Los piranómetros de la RMCIS son calibrados cada 2 años según indican las buenas prácticas de la WMO (WMO, 2008) y la recomendación del fabricante. Esta calibración se realiza según la norma ISO 9847:1992^[2] utilizando un Estándar Secundario, Kipp & Zonen CMP22, un equipo de alta estabilidad que el LES mantiene calibrado con trazabilidad a la referencia radiométrica mundial. Aparte de la redundancia y la calidad del equipamiento utilizado, esta es la acción más básica e importante para mantener las mediciones con calidad controlada.

3.2.4. Procesamiento de los datos

Una vez que los datos se reciben en el servidor, son procesados para chequear su integridad y etiquetarlos de acuerdo a una serie de criterios. Los datos que pasan estos criterios son integrados a escalas 10-minutales, horaria y diaria. Este procesamiento básico se encuentra automatizado y se ejecuta todas las noches al ingresar los datos. Uno de los objetivos principales de este procesamiento es transformar la información recibida a un formato único y uniforme, organizarla de

^[2]ISO 9847:1992 “Solar energy – Calibration of field pyranometers by comparison to a reference pyranometer”.

Capítulo 3. Base de información

forma ordenada y detectar fallas. Hasta 2014 la red contenía al menos tres tipos diferentes de adquirentes y el formato con el que llegaba la información era muy variable, lo cual complejizaba su utilización y administración. Ante tales inhomogeneidades, este procedimiento era crítico para un uso eficiente de la información. Hoy, los adquirentes son idénticos en todas las estaciones, pero el procedimiento se mantiene puesto que existen particularidades por estación, que tienen diferentes medidas y capacidades. Este procesamiento se implementó en Python junto con el Ing. D. Aicardi, y realiza las siguientes operaciones:

1. Generación de los archivos ART (Alta Resolución Temporal) y control de integridad de la información.
2. Generación de archivos regulares (cantidad de líneas y columnas conocidas) a escala minutal, 10-minutal, horario y diario.
3. Organización de la información en una estructura de carpetas y archivos, que incluye respaldos en diferentes discos físicos.

Los archivos ART tienen la misma cantidad de líneas que los archivos originales pero cada variable es desglosada por separado. Por lo tanto, cada archivo ART contiene el registro de una única variable. Sobre estos archivos se corren algunos chequeos de integridad, como que haya al menos 60% de los datos dentro de cada hora y que el índice de claridad horario esté por debajo de 0,85. El índice de claridad horario es el cociente entre la irradiación horaria GHI (I_h) y la irradiación solar extraterrestre en un plano horizontal al tope de la atmósfera (I_{oh} , dada por la Ec. (2.13)), según,

$$k_T = \frac{I_h}{I_{oh}}. \quad (3.1)$$

k_T es una magnitud adimensional que da una indicación indirecta de la nubosidad: si k_T es bajo indica la presencia de nubosidad, en cambio, si k_T tiene un valor alto indica cielo despejado. Para cielo despejado, dependiendo de la turbidez de la atmósfera, k_T horario toma valores cercanos a 0,80, por lo que el umbral en 0,85 es adecuado. Existe un último chequeo de integridad que se realiza con cadencia semestral, basado en la inspección visual de los datos asistida por satélite. Utilizando el estimativo satelital se identifican horas de datos sospechosos que luego se inspeccionan manualmente. Sólo se retiran los valores si se encuentran eventos notoriamente erróneos o que coincidan con intervenciones en la estación. Los datos a escala diaria están públicamente disponibles en <http://les.edu.uy/datos/sgd>. Los datos a otras escalas temporales (horaria, 10-minutal o minutal) se facilitan a pedido a instituciones nacionales sin fines de lucro (Universidades, centros educativos, organismos estatales, etc.). La estructura de carpetas y el formato de los archivos para el almacenamiento ordenado de los valores minutales, 10-minutales, horarios y diarios se describe en el Apéndice B.4.

3.3. Red de medida de UTE

La red de medida de UTE es otra red a escala nacional que opera desde el año 2009 y mide irradiancia solar GHI utilizando radiómetros Li-Cor LI200SA, cuya incerteza a escala diaria es de 7%. La red fue ideada principalmente para medir dirección y velocidad de viento en varias alturas, con fines de caracterización del recurso eólico, pero en varios de sus puntos está equipada con sensores fotovoltaicos para la medida de GHI y ha existido cierta coordinación para que ambas redes se complementen entre sí. En la Figura 3.4.b se puede apreciar la distribución espacial de esta red (sólo los sitios donde se mide irradiancia solar) y en la Tabla 3.4 se muestra la ubicación de los sitios y el inicio de la medida de GHI. Las medidas en estas estaciones se disponen con cadencia 10-minutal. Recientemente la empresa ha iniciado un programa de calibración sistemática de estos instrumentos, suscribiendo un convenio con el LES para este fin.

estación	código	latitud	longitud	inicio
Piedras de Afilar	PA	-34.68	-55.58	11/2009
Rincón del Bonete	RB	-32.80	-56.42	04/2010
Buena Unión	BU	-31.06	-55.60	04/2010
Rincón de Arias	RA	-33.82	-56.58	02/2011
Colonia McMeekan	MM	-34.64	-56.70	04/2011
Rosendo Mendoza	RM	-34.34	-57.58	05/2011
José Ignacio	JI	-34.84	-54.74	07/2011
Rocha	RR	-34.09	-53.65	07/2011
Valentines	VA	-33.26	-55.10	09/2011
Colonia Rubio	CR	-31.24	-57.47	12/2011
Baltasar Brum	BB	-31.75	-57.87	02/2012
Otamendi	OT	-32.14	-54.42	03/2012

Tabla 3.4: Ubicación y estadística de las medidas de irradiancia solar de la red de UTE.

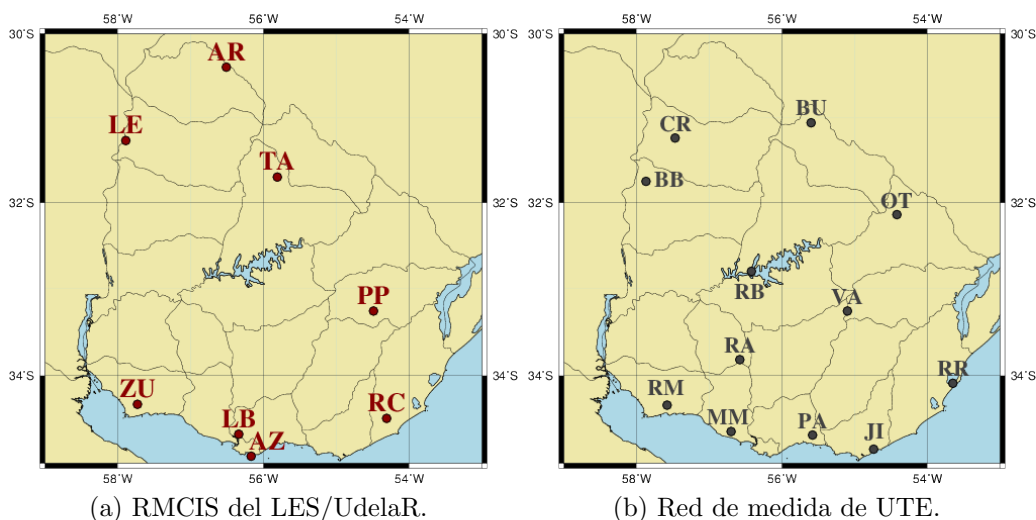


Figura 3.4: Sitios de medida de irradiancia solar en Uruguay.

3.4. Datos de irradiación utilizados

La variable que se estimará directamente por satélite es la irradiación horaria GHI. Para el ajuste y validación de los modelos se utilizaron los datos de GHI del periodo 2010 al 2014 (5 años) de la red del LES y de UTE, que no hayan sido descartados por los procedimientos explicados en la Subsección 3.2.4 y los que se explicarán en esta sección, que son más refinados. La GHI es la única componente de la radiación solar que se registra en todas las estaciones de la RMCIS y la única componente que se registra en la red de UTE.

Además de los procedimientos ya explicados, se analizaron los datos en busca de alguno de los principales problemas que puede tener una serie de medida de campo: (i) equipos que se degradan y varían su sensibilidad en el tiempo de forma sistemática, (ii) problemas puntuales con el equipo de medida o su constante y (iii) problemas de sombreado sobre el sensor. Este último es muy difícil de distinguir de la nubosidad, a menos que siga una regularidad día a día que pueda ser atribuida a una sombra sistemática. Si además de la medida de GHI se cuenta con medidas de DHI, se pueden definir criterios de calidad más elaborados, que son críticos para el estudio de la fracción difusa. Este estudio y el filtrado asociado se presentan en la Sección 4.6.

Las estaciones del LES/UdelaR de Tacuarembó y Colonia son más recientes a las demás, y no son utilizadas debido a su escasa estadística. La estación AZ tampoco se utilizó debido a que se trata de una medida en un entorno urbano y a pocos metros de la costa, que durante el periodo 2010–2014 fue afectada por varios inconvenientes operativos^[3]. Por ejemplo, en marzo de 2013 se detectó una discrepancia importante entre una versión preliminar del modelo satelital y la medida de la estación de Artigas, que persistía desde mediados de mayo de 2012. Al inspeccionar in-situ la estación se encontró que se había degradado un sello y la cúpula externa del sensor se había llenado de agua, afectando seriamente la medida del instrumento. Este problema se solucionó cambiando el sensor de la estación por otro piranómetro recientemente calibrado. Todos los datos del periodo de tiempo afectado fueron descartados.

En las series de Buena Unión y Piedras de Afilar (ambas de UTE) se encontraron eventos de sombras sistemáticas durante el verano. En estas estaciones los equipos estaban ubicados de forma tal que a partir de noviembre el instrumento era sombreado en algún momento del día por el mástil al cuál estaba sujetado por un vástago. Este problema fue detectado observando anomalías en la comparación con la versión preliminar del modelo satelital, y luego se constató por inspección de la serie temporal de la medida y con una visita a las estaciones. Establecer la fecha de inicio y fin del evento de sombra es un problema geométrico que se solucionó identificando las sombras en un diagrama solar para el sitio. Este problema persistió en los veranos de 2010, 2011 y 2012, afectando datos en la mañana desde noviembre a mediados de febrero. Los datos afectados fueron filtrados, modificando la estadística de verano de estas estaciones. Como el modelo funciona a escala

^[3]Recién a partir de 2015 esta medida ha adquirido una operación estable y confiable, debido al ruido electrónico ambiente e interferencias de varias obras en la azotea.

3.4. Datos de irradiación utilizados

horaria, el resto de los datos se pueden utilizar para su ajuste y validación, pero no para caracterizar el recurso del sitio. A partir del verano 2013 el problema fue solucionado por UTE re-ubicando los instrumentos.

Los eventos anteriores fueron detectados con una versión preliminar del modelo satelital, y luego constatados por inspección de la serie temporal. La degradación sistemática no es de sencilla detección utilizando el modelo y, en cambio, se analizó desde las propias series de datos a través de un análisis de máximos del índice de claridad diario, en forma similar a lo realizado para descarte de series en el MSUv1 (Abal et al., 2011). La definición del índice de claridad diario (K_T) es la misma que la de la Ec. (3.1), pero utilizando la irradiación diaria H_h y H_{oh} . Los máximos de K_T se corresponden con los días de cielo despejado y definen una envolvente superior para la serie temporal. Si esta envolvente presenta un comportamiento sistemático a la baja quiere decir que la medida del radiómetro se degrada en el tiempo ya que los efectos estacionales han sido removidos por la normalización. Se calculó esta envolvente para todas las estaciones utilizando un máximo móvil con una ventana de 15 días. En la Figura 3.5 se ilustra a modo de ejemplo el resultado del análisis para las estaciones SA y VA. En azul está la serie temporal diaria del índice de claridad, en verde la envolvente de máximos y en rojo el ajuste lineal a dicha envolvente. Se observa que la medida es estable en el tiempo en SA pero no en VA, indicando la probable degradación del radiómetro fotovoltaico. En el Apéndice D se muestran los gráficos de este análisis para todas las estaciones de medida.

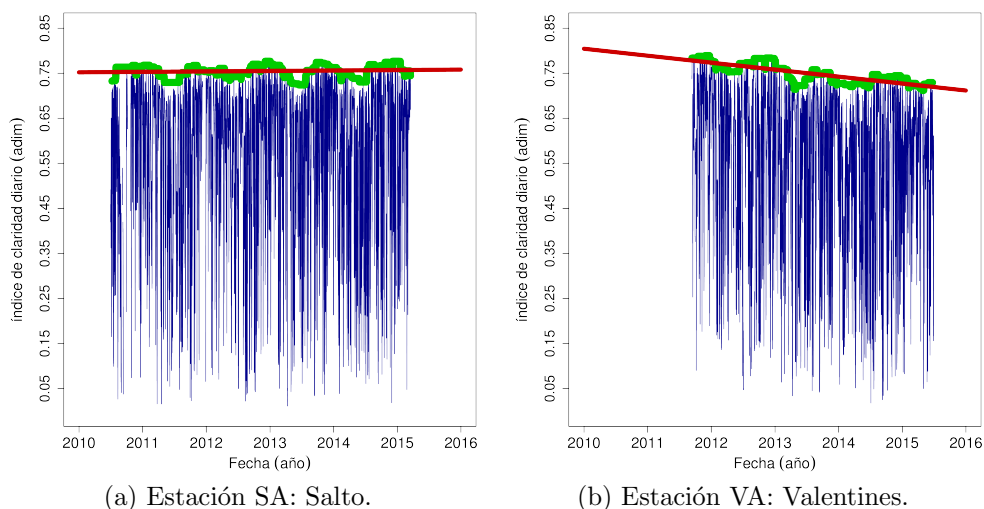


Figura 3.5: Análisis de máximos para el índice de claridad. Azul: serie temporal de índice de claridad. Verde: envolvente de máximos. Rojo: ajuste lineal a la envolvente de máximos. Se observa una medida estable en SA y degradación sistemática en VA.

En la Tabla 3.5 se presenta el análisis de máximos en forma cuantitativa. Se presenta la pendiente del ajuste lineal expresada en variación anual de K_T porcentual y la media de la envolvente de máximos. La pendiente de indica la

Capítulo 3. Base de información

magnitud de la degradación sistemática (si la hubiera) y la media indica el nivel promedio de la envolvente. Sobre los valores hallados se establecieron dos filtros cuantitativos para definir qué estaciones utilizar:

- \mathcal{F}_1 : que la degradación anual absoluta sea menor al 1 %,
- \mathcal{F}_2 : que la media esté a ± 2 desviaciones estándar del promedio ($\bar{K}_T \approx 0,75$).

Las estaciones filtradas se muestran en rojo en la Tabla 3.5, indicando cuál de los dos filtros descartó la serie. Las estaciones JI, RA y VA son descartadas por alta degradación sistemática y las estaciones CR y OT por ser medidas con índice de claridad sistemáticamente más bajo que las demás, elemento que indica que pueden haber problemas con la constante de los radiómetros. Los radiómetros Licor vienen de fábrica con una constante genérica, que en general es realista al 5 %. Al no haber recibido controles ni calibraciones hasta 2016, algunos de estos radiómetros pueden presentar problemas desde el inicio de la medida. Dado que la nueva información disponible es bastante abundante, se optó por descartar las series de medidas en vez de intentar corregirlas. De la inspección de la Tabla 3.5 se observa también una menor degradación sistemática en las estaciones piranométricas que en las estaciones con radiómetros Li-Cor, como es esperado, según se comentó en la Subsección 2.4.1.

Sitios LES/UdelaR				Sitios UTE							
est.	pend.	media	filt.	est.	pend.	media	filt.	est.	pend.	media	filt.
LB	-0,05	0,752	ok	PA	-0,49	0,744	ok	JI	-1,26	0,750	\mathcal{F}_1
SA	+0,10	0,758	ok	RB	-0,43	0,744	ok	RR	-0,10	0,751	ok
TT	+0,15	0,756	ok	BU	-0,62	0,737	ok	VA	-1,55	0,751	\mathcal{F}_1
RO	-0,96	0,759	ok	RA	-1,14	0,757	\mathcal{F}_1	CR	+0,09	0,718	\mathcal{F}_2
AR	+0,53	0,756	ok	MM	-0,25	0,746	ok	BB	-0,37	0,748	ok
	-	-	-	RM	+0,64	0,753	ok	OT	-0,21	0,718	\mathcal{F}_2

Tabla 3.5: Resultados del análisis de máximos. Se presenta la variación anual de k_T porcentual (pendiente) y la media de los máximos detectados. En rojo se muestran las series de medidas descartadas por el criterio de filtrado.

Las estaciones OT y CR ya habían sido diagnosticadas como sospechosas por la versión preliminar del modelo satelital. La comparación con este modelo reportaba en CR un rMBD de +8,4 % y un rRMSD de 15,5 % y en OT un rMBD de +8,8 % y un rRMSD de 16,9 %. En ambos casos es sospechoso el alto valor del rMBD, que es atípico para el desempeño de este modelo satelital en Uruguay. El análisis basado en la comparación con satélite por sí solo no puede ser tomado como concluyente, pero complementa el anterior en la misma línea. Para la estación de CR además se realizó una comparación con la estación SA, que está a unos 40 km de distancia. Al comparar en forma directa los datos de SA con los de CR, se encontró un rMBD de +7,2 % y un rRMSD de 22,7 %. El valor elevado de rRMSD es esperado puesto que el error de extrapolación aumenta rápidamente con la distancia entre dos estaciones (Perez et al., 1997; Zelenka et al., 1999). En cambio, el hecho que la medida de SA esté 7,2 % por encima es llamativo, y confirma el análisis anterior.

3.4. Datos de irradiación utilizados

El modelo satelital evaluado en SA reportaba indicadores más típicos: un rMBD de +1,0% y un rRMSD de 11,3%. En la Figura 3.6 se observa como en ambas comparaciones los datos de cielo claro (acumulación de puntos) está por encima de la recta de ajuste perfecto ($x = y$), denotando que las medidas de CR están sistemáticamente por debajo.

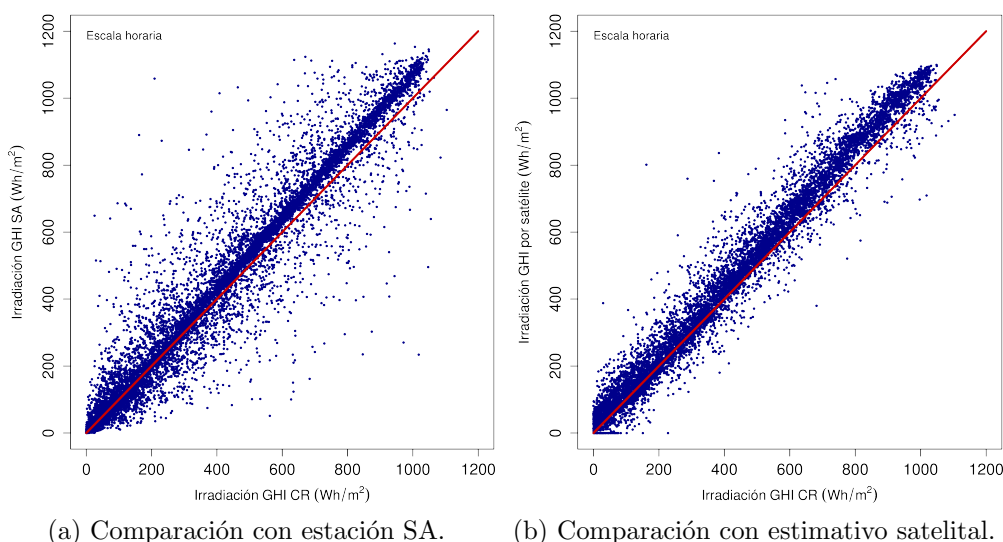


Figura 3.6: Comparación a escala horaria de los datos de CR con la medida de SA (a) y con el estimativo satelital (b).

En la Tabla 3.6 se resumen las estaciones que finalmente fueron utilizadas para el ajuste y validación de los modelos satelitales que se consideran en el Capítulo 4. Se presenta su ubicación, su fecha de inicio y la incertidumbre asociada a su medida de GHI. A las estaciones piranométricas se les asignó un 5% de incertidumbre debido a que operaron con instrumentos de Primera Clase (Kipp & Zonen CMP6) o superior. A las estaciones con radiómetros Li-Cor se les asignó una incertidumbre de 7%. Si bien los instrumentos pueden medir con menor incertidumbre, para establecer estos valores se considera también el mantenimiento diario recibido en campo. En la Figura 3.7 se puede apreciar la distribución espacial de las estaciones utilizadas. Se observa una buena distribución de las estaciones sobre la costa, cubriendo de forma adecuada la zona costera. También hay una buena cobertura en el norte del país. La zona del centro del país es la que presenta menor cantidad de estaciones. En términos generales, la distribución espacial es buena, aunque no excelente.

Capítulo 3. Base de información

Sitios LES/UdelaR					Sitios UTE				
cód.	lat.	lon.	inicio	incert.	cód.	lat.	lon.	inicio	incert.
LB	-34.67	-56.34	03/2010	5%	PA	-34.68	-55.58	01/2010	7%
TT	-33.28	-54.17	06/2010	5%	RB	-32.80	-56.42	04/2010	7%
SA	-31.27	-57.89	06/2010	5%	BU	-31.06	-55.60	04/2010	7%
RO	-34.49	-54.31	06/2011	5%	MM	-34.64	-56.70	04/2011	7%
AR	-30.40	-56.51	12/2011	5%	RM	-34.34	-57.58	05/2011	7%
-	-	-	-	-	RR	-34.09	-53.65	07/2011	7%
-	-	-	-	-	BB	-31.75	-57.87	02/2012	7%

Tabla 3.6: Ubicación y estadística de las medidas utilizadas para el ajuste y validación de modelos satelitales.

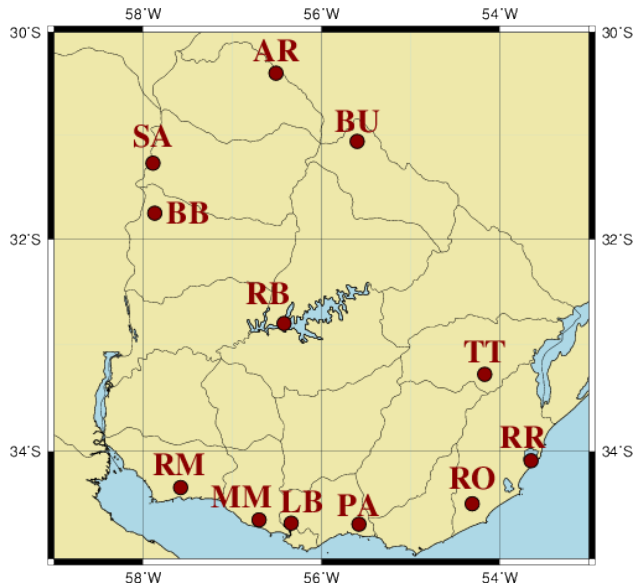


Figura 3.7: Mapa de las estaciones de medida utilizadas para el ajuste y validación de modelos satelitales.

Capítulo 4

Modelado de la irradiación

En este capítulo se presenta el desarrollo y evaluación de modelos empíricos para la estimación de la irradiación solar horaria. Se inicia con el modelado de la irradiación horaria GHI a través del modelo JPT (Justus et al., 1986), que se ajustó y validó localmente (Alonso-Suárez et al., 2011). En una segunda etapa, se modificó el modelo introduciendo una dependencia de sus parámetros con el brillo observado por satélite (Alonso-Suárez et al., 2012b,c). Al modelo modificado lo denominamos BD-JPT (por Brightness-Dependent JPT) y su desempeño es significativamente mejor que el del modelo original. Tomando estos desarrollos como base, se ensayaron otras variantes empíricas de mayor simplicidad con resultados mejores o equivalentes. Tanto el ajuste como la validación de los modelos se realiza por el procedimiento de validación cruzada, utilizando para todos los modelos el mismo set de datos conformado en la Sección 3.4 y se seleccionó el modelo con menor incerteza en la región. También, se ajustaron localmente y se evaluaron una serie de modelos de fracción difusa (Abal et al., 2017), que permiten descomponer la irradiación GHI en sus dos sub-componentes directa y difusa para estimar la DNI y GTI. Este proceso permitió obtener un conjunto de herramientas empíricas especialmente adecuadas para caracterizar el recurso solar en Uruguay y la región. Todo el material presentado en este capítulo corresponde a desarrollos originales realizados por el autor, y algunos desarrollos están aún pendientes de publicación.

4.1. Metodología de ajuste y validación de modelos

El ajuste de los parámetros de los modelos se realiza para cada estación de medida por separado, por regresión múltiple o ajuste no lineal dependiendo de la naturaleza del modelo. Los modelos JPT, BD-JPT y otras variantes lineales que se propondrán (ver Sección 4.4), se ajustan por regresión múltiple. Una de las variantes no puede ser reducida a un modelo lineal, y requiere un ajuste donde la norma cuadrática del error se minimiza siguiendo el gradiente. Se utiliza el 50 % de los datos horarios de la estación para entrenar el modelo y el otro 50 % para evaluar su desempeño. El conjunto de datos de entrenamiento y de validación se seleccionan en forma aleatoria, lo que resulta en que, dependiendo del sorteo, los valores de

Capítulo 4. Modelado de la irradiación

los parámetros y los indicadores de desempeño son levemente distintos. Para darle robustez (repetitibilidad) a este procedimiento, se realizan 1000 iteraciones de ajuste y validación del modelo, con sorteos aleatorios e independientes entre sí. Los parámetros del modelo y los indicadores de desempeño son estimados como el promedio en el ensemble de las 1000 iteraciones. Este procedimiento es conocido como validación cruzada, y garantiza que las muestras que se utilizan para la evaluación de desempeño nunca son las mismas que las que se utilizan para el ajuste, lo que resultaría en un desempeño artificialmente bueno para los modelos. Hemos escogido el valor de 50 % para hacer una estimación de desempeño exigente.

Para la irradiación solar interesa no solo la evaluación a escala horaria, sino también a escala diaria, en la cual se deben comparar los acumulados diarios de la medida con los acumulados diarios del estimado satelital. Por otro lado, el ajuste de los coeficientes de los modelos se realiza a escala horaria, y no diaria. Para poder hacer la validación cruzada con igual rigurosidad en ambas escalas temporales, el sorteo del 50 % se realiza a nivel de días. La mitad de los días se sortean para el ajuste, cuyas horas se usan para ajustar los parámetros de los modelos, y la otra mitad se utiliza para evaluar los modelos a escala horaria y diaria.

Con el procedimiento anterior se determinan los parámetros óptimos y los indicadores de desempeño para cada estación por separado. Este es el desempeño intrínseco del modelo cuando se ajustan los parámetros localmente. Para obtener un conjunto de indicadores generales para la región, los indicadores de cada estación se promedian en forma ponderada utilizando como pesos el inverso de la incertidumbre de cada medida (ver Tabla 3.6). Al normalizar los valores de incerteza, se obtiene un peso $w_1 = 1/10$ para las estaciones LES/UdelaR y un peso $w_2 = 1/14$ para las estaciones UTE. El desempeño general de los modelos se comparará en términos de los indicadores promedio, obtenidos con esta ponderación.

4.2. Implementación del modelo JPT

En la propuesta original del modelo JPT la información satelital se utiliza en forma de cuentas digitales B_S^{vis} (ver Ec. (2.30)). Una actualización necesaria de este modelo es cambiar la utilización de las cuentas digitales por el factor de reflectancia, F_R (ver Ec. (2.19)), de modo de poder utilizar la información proveniente de distintos satélites físicos como un único conjunto de datos. Esto es crítico para poder integrar la información de los satélites GOES-8, GOES-12 y GOES-13, y completar una estadística de más de 15 años. De esta forma, el modelo actualizado es,

$$I_h = I_{sc} F_n \cos \theta_z (a + b \cos \theta_z + c \cos^2 \theta_z) + d (F_{Rm}^2 - F_{Ro}^2), \quad (4.1)$$

donde F_{Rm} es el factor de reflectancia horario y F_{Ro} es el correspondiente factor de reflectancia de fondo, cuyo cálculo se explica en la siguiente subsección. De cada imagen, y para cada sitio, se calcula para cada sitio objetivo el promedio espacial de Factor de Reflectancia en celdas de (10 minutos)×(10 minutos) en latitud y longitud. Sobre Uruguay esta celda corresponde a unos 18×15 km. El tamaño

4.2. Implementación del modelo JPT

de la celda no es una limitante para la resolución espacial del modelo (2 km), debido a que esta información se calcula para cada sitio directamente a partir de las imágenes originales. Procesando todas las imágenes se obtiene para cada sitio una serie temporal con paso irregular donde la etiqueta temporal coincide con la de las imágenes originales. A partir de esta serie temporal, los valores horarios de F_{Rm} se calculan promediando la información en la hora. Tanto el promedio espacial (celdas) como el promedio temporal (horario) suavizan la información original contenida en las imágenes instantáneas de alta resolución. En el promedio espacial los píxeles nublados se mezclan con los píxeles despejados, y en el promedio temporal se puede mezclar datos de celdas claras con celdas nubladas. En definitiva, la información satelital horaria utilizada en el modelo representa una situación promedio de lo acontecido en la hora. El tamaño de la celda tiene directa relación con la resolución temporal del modelo. Como se detalla en la Sección 4.5 el tamaño de celda utilizado es adecuado, y se puede optimizar levemente. Un modelo intra-horario, por ejemplo, requerirá un tamaño de celda menor.

4.2.1. Brillo de fondo

En una imagen de satélite las nubes aparecen más brillantes que el fondo debido a que reflejan más irradiancia solar hacia el espacio. Los píxeles en condiciones de cielo despejado tienen un factor de reflectancia más bajo que la nubosidad. Un píxel despejado, a la misma hora solar, es más “oscuro” en invierno que en verano. En la Figura 4.1 se muestra una serie temporal de 12 días del año 2015 de Factor de Reflectancia para la estación SA. Se identifican en rojo los días totalmente despejados, que presentan un comportamiento regular que varía anualmente en forma geométrica. El comportamiento no es simétrico sobre Uruguay, debido a la posición del satélite respecto a la Tierra. El resto de los días de esta serie temporal son nublados o parcialmente nublados.

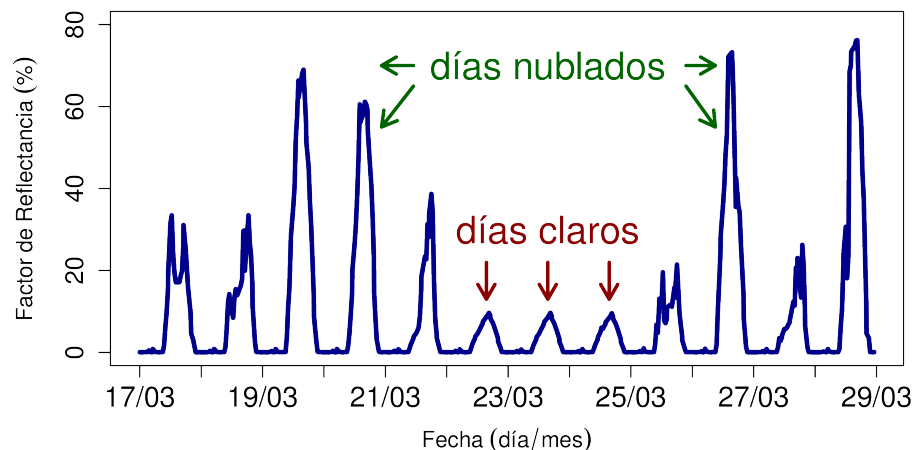


Figura 4.1: Serie temporal de Factor de Reflectancia. Se identifican en rojo los días que fueron totalmente de cielo despejado.

Si en vez de graficar el Factor de Reflectancia en función del tiempo, se lo grafica

Capítulo 4. Modelado de la irradiación

en función del coseno del ángulo cenital, se tiene una distribución como la que se muestra en la Figura 4.2. Debido al comportamiento geométrico de las muestras de cielo despejado y su estrecha relación con el coseno del ángulo cenital, estas muestras quedan agrupadas en la parte inferior del gráfico. El resto de las muestras corresponde a distintas condiciones de nubosidad y se encuentran dispersas en el resto del diagrama. Se observa que al mismo tiempo que las muestras de cielo despejado tienen una envolvente por debajo, la nubosidad tiene una envolvente por encima. Un modelo adecuado para el fondo debe capturar el comportamiento intra-día y anual del factor de reflectancia de terreno firme o masas de agua.

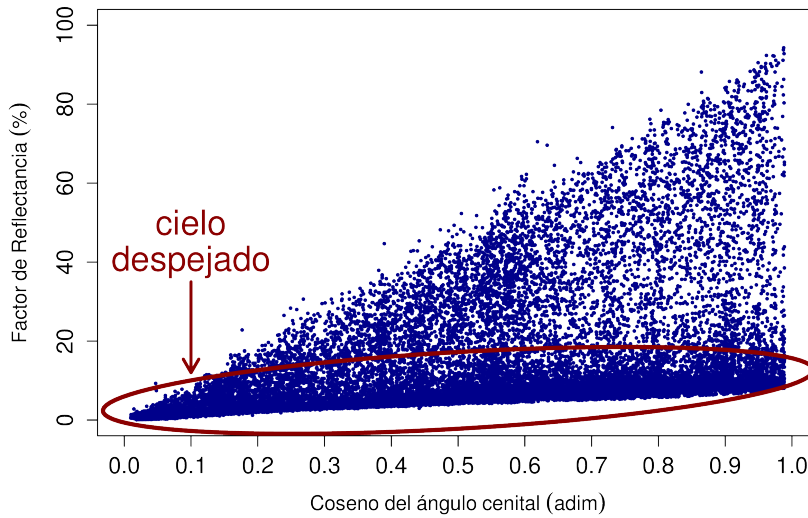


Figura 4.2: Factor de Reflectancia como función del coseno del ángulo cenital. Se identifica en rojo la región donde se encuentran las muestras de cielo despejado.

Para el funcionamiento de los modelos JPT, BD-JPT y otras propuestas que se ensayarán, este brillo de fondo se debe poder estimar para todo momento y para todo punto, independientemente de la presencia o no de nubosidad en el sitio. En (Tarpley, 1979) se describe esquemáticamente un procedimiento para este fin, donde el brillo de fondo se parametriza según,

$$F_{Ro} = A + B \cos \theta_z + C \sin \theta_z \cos \gamma + D \sin \theta_z \cos^2 \gamma, \quad (4.2)$$

donde se ha actualizado la expresión original de la Ec. (2.31) para su uso con Factor de Reflectancia. Esta parametrización, ya presentada en la Subsección 2.7.1, está compuesta por un término independiente, una variación lineal con el coseno del ángulo cenital y dos términos extra asociados al ángulo azimutal entre el Sol y el satélite, que permiten modelar el comportamiento no simétrico del brillo de fondo. Los coeficientes de la parametrización deben ser ajustados para cada sitio por separado utilizando solamente muestras de cielo despejado, por lo que Tarpley propone un procedimiento de filtrado iterativo donde las muestras asociadas a nubosidad se descartan progresivamente de la serie temporal. A partir de un conjunto inicial convenientemente escogido, se realizan varias iteraciones de ajuste

4.2. Implementación del modelo JPT

de la parametrización y posterior filtrado de las muestras que se encuentren alejadas del modelo. Para el funcionamiento de este algoritmo se deben establecer tres elementos: (i) una forma adecuada de seleccionar el conjunto de datos inicial, (ii) la tolerancia que se aplicará para decidir en cada iteración si una muestra está alejada o no del modelo y (iii) un criterio de parada. En la implementación de [Tarpley](#) el conjunto inicial es definido utilizando un nivel de referencia escogido heurísticamente y se filtra por $\pm 1,3$ desviaciones estándar (σ_S) del conjunto de datos de satélite. Se realizan 3 iteraciones de ajuste y filtrado en las cuáles el umbral de error se achica en cada iteración, pero no se reporta el valor de los umbrales.

En nuestra primera implementación de este algoritmo utilizamos un nivel de referencia de $F_R^{(0)} = 12\%$ y $\pm 1,2 \sigma_S$, para definir el conjunto de datos inicial. El valor del nivel de referencia se estableció por inspección visual de las distribuciones de probabilidad de información satelital y de gráficos como el de la [Figura 4.2](#), para varios sitios en Uruguay. Este procedimiento selecciona un conjunto inicial que es una franja horizontal de puntos en la [Figura 4.2](#). Sin embargo, las muestras de cielo despejado en ese gráfico no se encuentran horizontales, sino levemente inclinadas. En una segunda implementación utilizamos la recta $F_R = 5\% + 15\% \times \cos \theta_z$, para dejar por debajo solamente muestras de cielo despejado. El resto del algoritmo es igual, independientemente de cómo se defina el conjunto inicial. En cada iteración se compara el modelo ajustado con las muestras, y se descartan aquellas que estén por fuera de un umbral de tolerancia. En la primera iteración se usa un umbral de $\pm 1,2$ desvíos estándar del error (respecto al error cero), y éste se achica a razón de 0,1 por iteración. El procedimiento continua hasta que ninguna muestra es descartada, y se utilizan los parámetros ajustados en la última iteración.

El algoritmo de [Tarpley](#) para el brillo de fondo es rápido y determinista, pero es un procedimiento empírico que no asegura optimalidad. Para validarlo implementamos un algoritmo de ajuste robusto denominado Random Sample Consensus (RANSAC) ([Fischler and Bolles, 1981](#)), que permite ajustar un modelo a un conjunto de datos que siguen cierta regularidad en presencia de un gran número de datos que no la siguen (outliers). A partir del conjunto de datos inicial se seleccionan aleatoriamente un porcentaje de muestras, a las cuales se ajusta el modelo. Luego, se realiza una única iteración de filtrado utilizando una diferencia máxima aceptable, y se vuelve a ajustar el modelo con las muestras que quedaron seleccionadas. Este procedimiento se repite muchas veces y se escoge aquel modelo que haya reportado menor RMSD en su comparación con las muestras del conjunto final. Si se realizan suficientes repeticiones, este algoritmo asegura optimalidad incluso ante la presencia de un 50% de outliers, que no es el caso del conjunto inicial. En la implementación de RANSAC utilizamos el filtrado inicial de nuestra segunda implementación del procedimiento de [Tarpley](#), además de 10000 repeticiones del procedimiento y una tolerancia de 3% de Factor de Reflectancia para la detección de los outliers. A esta implementación se llegó luego de probar otras combinaciones, buscando que el algoritmo RANSAC (que tiene una componente estocástica) convergiera a los mismos coeficientes en cada ejecución.

Las diferencias entre las distintas propuestas es menor al 5%, tanto en rRMSD como rMBD, y tienen el mismo comportamiento geométrico. La diferencia principal

Capítulo 4. Modelado de la irradiación

entre los modelos de fondo es la “altura” que alcanza la serie temporal estimada en cada caso, que es un poco más alta en unos que en otros, como resultado de capturar mejor el régimen de verano que el de invierno. Por otro lado, la utilización de uno u otro modelo de fondo no afecta de forma significativa el desempeño de los modelos para la estimación del recurso solar (las diferencias de rRMSD son menores al 0,1 %), por lo que lo adecuado es utilizar aquel que proporcione mayores ventajas en otros aspectos. Como el algoritmo RANSAC es de alto costo computacional, decidimos utilizar nuestra segunda implementación del algoritmo de Tarpley. Se prefiere la segunda por delante de la primera debido a que reporta un menor rRMSD en el ajuste final. Este algoritmo normalmente requiere de 8 o 9 iteraciones para finalizar y se computa en el orden de algunos segundos. En la Figura 4.3 se muestra la misma serie temporal de la Figura 4.1, pero junto a la serie temporal de brillo de fondo calculada con la parametrización ajustada. Se puede observar que el modelo de fondo logra capturar el régimen de los días despejados, y asimetría. En la Tabla 4.1 se muestran los coeficientes A, B, C y D de la Ec. (2.31), para calcular los brillos de fondo en cada estación de las seleccionadas (ver Tabla 3.6). Estos coeficientes dependen del sitio específico (son un campo escalar en el espacio latitud-longitud), y tienen una distribución espacial coherente con la topografía, como se mostrará más adelante en la Subsección 5.1.1.

Sitios LES/UdelaR					Sitios UTE				
cód.	A	B	C	D	cód.	A	B	C	D
LB	0.728	9.723	0.807	2.348	PA	0.655	10.306	0.753	2.216
SA	0.630	9.189	0.653	1.697	RB	0.744	9.645	0.355	1.708
TT	0.574	11.201	0.595	2.038	BU	0.480	9.210	0.775	1.737
RO	0.698	10.661	0.644	2.220	MM	0.780	10.291	0.720	2.158
AR	0.541	10.181	0.698	1.703	RM	0.760	10.461	0.710	2.117
	-	-	-	-	RR	0.839	8.618	-0.205	1.640
	-	-	-	-	BB	0.608	10.474	0.763	1.904

Tabla 4.1: Coeficientes de la parametrización de brillo de fondo para cada estación.

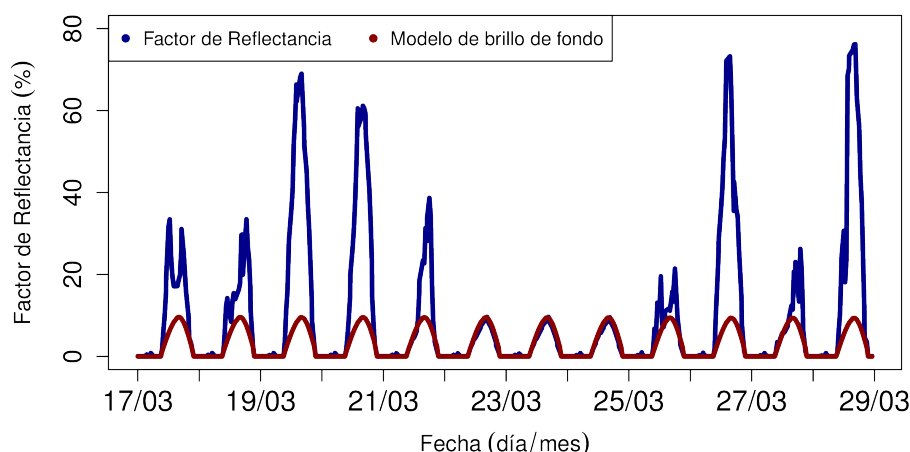


Figura 4.3: Serie temporal de Factor de Reflectancia y brillo de fondo.

4.2.2. Ajuste y evaluación de desempeño

La implementación del modelo JPT original se reportó en [Alonso-Suárez et al. \(2011\)](#). Aquí presentamos los resultados utilizando las medidas descritas en la Sección 3.4, de modo de que todos los modelos sean ajustados y comparados ante los mismos datos. Los coeficientes a , b , c y d ajustados para cada localidad se muestran en la Tabla 4.2. En la penúltima fila se presentan los parámetros del modelo promedio, hallados en forma ponderada por la calidad de la medida de cada estación (ver Sección 4.1). Los coeficientes a , b y c son similares a los hallados originariamente por [Justus et al.](#), siendo el parámetro a el que presenta mayor diferencia (-27%). El parámetro b tiene una diferencia de $+8\%$ y el parámetro c de $+14\%$. El parámetro d no se puede inter-comparar debido a que el modelo original utilizaba cuentas digitales (y con menos bits) y no Factor de Reflectancia. En la última fila de la Tabla se muestra el desvío estándar de los parámetros entre estaciones en forma porcentual. En los dos primeros parámetros se tiene un desvío menor al 7% . Estos parámetros son el término lineal y cuadrático asociado a la parte de cielo despejado del modelo. Para el término cúbico del modelo de cielo despejado la dispersión es un poco mayor, alcanzando una desviación estándar de $11,5\%$. El parámetro d es el que tiene menor dispersión espacial. Este parámetro está asociado a la nubosidad y su relativa homogeneidad sugiere que no hay gran variación del tipo de nubosidad en estos sitios.

cód.	a	b	c	d
est.	adim	adim	adim	Wh/m ²
LB	0.314	0.774	-0.332	-0.194
SA	0.301	0.813	-0.356	-0.185
TT	0.277	0.868	-0.405	-0.192
RO	0.301	0.793	-0.361	-0.191
AR	0.319	0.729	-0.296	-0.174
PA	0.302	0.750	-0.342	-0.190
RB	0.316	0.722	-0.289	-0.185
BU	0.267	0.805	-0.360	-0.180
MM	0.321	0.739	-0.326	-0.191
RM	0.343	0.676	-0.261	-0.196
RR	0.294	0.770	-0.330	-0.200
BB	0.293	0.801	-0.366	-0.181
prom.	0.304	0.774	-0.338	-0.188
std.	6.8 %	6.6 %	11.6 %	3.9 %
<i>Justus et al.</i>	0.415	0.717	-0.391	-

Tabla 4.2: Coeficientes del modelo JPT original para cada estación.

En la Tabla 4.3 se muestran los indicadores de desempeño del modelo para cada estación a escala horaria y diaria (obtenidos por la validación cruzada). Como es esperado, los indicadores a escala diaria son sensiblemente mejores que a escala horaria. El modelo localmente ajustado presenta sesgos pequeños en todos los sitios: el rMBD máximo a escala horaria es de $+0,7\%$ y a escala diaria es de $+0,5\%$. En promedio, el sesgo horario es de $+0,4\%$ y el diario es de $+0,3\%$. En tanto, el RMSD a escala horaria es de $80,0 \text{ Wh/m}^2$ ($17,9\%$) y a escala diaria es de $2,1 \text{ MJ/m}^2$ ($11,8\%$). Las estaciones que presentan mayor rRMSD a escala horaria,

Capítulo 4. Modelado de la irradiación

PA (20,4 %), BU (20,3 %) y RR (20,2 %), son también las estaciones que presentan mayor rRMSD a escala diaria, siendo 13,7 %, 14,3 % y 13,2 %, respectivamente. En algunas estaciones, como SA, LB, AR y RB, el rRMSD horario está por debajo del 17 %, y para 8 de las 12 estaciones el rRMSD diario está por debajo del 12 %. Por otro lado, el modelo presenta valores de rOVER positivos, y grandes, en casi todas las estaciones, salvo en la estación RM a escala diaria. Esto quiere decir que en la mayoría de las estaciones los datos y la estimación satelital no son estadísticamente similares. El rKSI es de 60,3 % a escala horaria y 25,0 % a escala diaria, brindando un primer nivel de referencia para los valores de este indicador.

En la Figura 4.4 se muestran gráficos de dispersión entre la medida y el modelo JPT original, para la estación de Salto, lo que permite observar cualitativamente el desempeño del estimado satelital. Se presenta la comparación a escala horaria (izquierda) y a escala diaria (derecha). En el gráfico horario se observa una acumulación de puntos por debajo de la recta de ajuste perfecto (recta $x = y$). Estos puntos son las horas claras que son sistemáticamente subestimadas por el modelo. La dispersión restante en el gráfico corresponde a las horas con cielo nublado, que están mayormente por encima de la recta $x = y$. Esto quiere decir que las horas nubladas son sistemáticamente sobrestimadas. El mismo comportamiento se puede observar en el gráfico a escala diaria (Figura 4.4.b), donde se observa que los días de baja irradiación diaria están por encima (son sobrestimados) y los días de alta irradiación diaria están por debajo (son subestimados). Los días de alta irradiación diaria son mayormente despejados y los de baja irradiación diaria son mayormente nublados. Este comportamiento de sobrestimación y subestimación sistemática es conocido en el modelo JPT, y ya había sido notado en [Justus et al.](#).

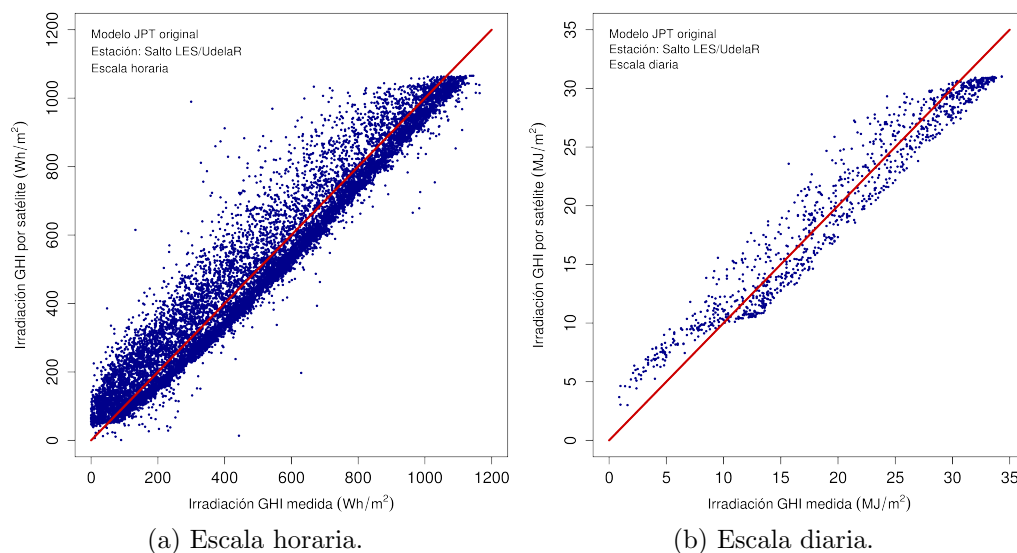


Figura 4.4: Gráficos de dispersión entre la medida y el estimado satelital utilizando el modelo JPT original. La línea en rojo indica la curva de ajuste perfecto $x = y$.

EVALUACIÓN A ESCALA HORARIA – MODELO JPT ORIGINAL												
cód. est.	horas #	media Wh/m ²	MBD Wh/m ²	MAD Wh/m ²	RMSD Wh/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMSD (%)	KSI Wh/m ²	OVER Wh/m ²	rKSI (%)	rOVER (%)
LB	11006	453	+2.0	61.0	75.6	+0.4	13.5	16.7	14.7	2.1	55.7	8.0
SA	12498	477	+1.9	62.1	78.6	+0.4	13.0	16.5	15.4	2.7	62.3	10.9
TT	12145	458	+1.4	63.9	78.4	+0.3	13.9	17.1	14.5	2.2	57.9	8.9
RO	9209	442	+1.6	65.2	80.2	+0.4	14.7	18.1	14.9	2.0	51.6	7.0
AR	6378	469	+2.6	63.8	79.1	+0.6	13.6	16.9	17.3	1.9	49.8	5.5
PA	11291	411	+1.6	69.2	84.0	+0.4	16.8	20.4	17.6	3.4	67.7	13.2
RB	13415	455	+2.0	62.3	77.0	+0.4	13.7	16.9	16.2	3.3	67.8	13.7
BU	11069	414	+2.7	69.5	84.0	+0.7	16.8	20.3	21.3	5.6	81.0	21.2
MM	10490	445	+1.7	62.6	76.6	+0.4	14.1	17.2	15.0	2.3	55.4	8.6
RM	9062	435	+1.6	66.5	80.9	+0.4	15.3	18.6	17.7	2.9	61.0	10.1
RR	10059	439	+2.1	70.6	88.9	+0.5	16.1	20.2	18.4	3.3	66.7	11.8
BB	8411	449	+1.8	65.1	79.8	+0.4	14.5	17.8	17.0	2.7	56.3	8.8
prom.	–	448	+1.9	64.9	80.0	+0.4	14.5	17.9	16.5	2.8	60.3	10.3

EVALUACIÓN A ESCALA DIARIA – MODELO JPT ORIGINAL												
cód. est.	días #	media MJ/m ²	MBD MJ/m ²	MAD MJ/m ²	RMSD MJ/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMSD (%)	KSI MJ/m ²	OVER MJ/m ²	rKSI (%)	rOVER (%)
LB	1013	17.9	+0.1	1.6	1.9	+0.3	9.1	10.9	0.7	0.0	23.5	0.3
SA	1131	19.1	+0.1	1.8	2.1	+0.3	9.2	10.9	0.8	0.0	30.6	1.5
TT	1113	18.2	+0.0	1.6	1.9	+0.1	8.9	10.5	0.7	0.0	25.5	0.5
RO	842	17.6	+0.1	1.7	2.0	+0.3	9.5	11.3	0.7	0.0	21.2	0.2
AR	577	18.8	+0.1	1.9	2.2	+0.5	9.8	11.5	0.9	0.0	23.3	0.3
PA	1064	15.9	+0.0	1.8	2.2	+0.3	11.6	13.7	0.7	0.0	23.1	0.1
RB	1218	18.2	+0.1	1.8	2.1	+0.3	9.9	11.6	0.8	0.0	29.0	1.0
BU	1031	16.2	+0.1	2.0	2.3	+0.5	12.3	14.3	0.9	0.0	30.0	0.1
MM	962	17.6	+0.1	1.7	2.0	+0.4	9.7	11.4	0.7	0.0	25.1	0.5
RM	840	17.1	+0.0	1.8	2.1	+0.1	10.6	12.4	0.7	0.0	22.4	0.0
RR	913	17.6	+0.1	1.9	2.3	+0.4	10.9	13.2	0.7	0.0	23.1	0.4
BB	768	17.8	+0.0	1.8	2.1	+0.3	10.2	11.9	0.8	0.0	24.1	0.1
prom.	–	17.8	+0.1	1.8	2.1	+0.3	10.0	11.8	0.8	0.0	25.0	0.4

Tabla 4.3: Indicadores de desempeño del modelo JPT original. En la Tabla superior están los indicadores a escala horaria y en la Tabla inferior están los indicadores a escala diaria. En la última fila de cada Tabla se brindan los indicadores promedio ponderados por la calidad de la medida de cada estación, como se explicó en la Sección 4.1.

Capítulo 4. Modelado de la irradiación

La subestimación sistemática en cielo despejado y la sobrestimación sistemática en cielo nublado, se pueden analizar cuantitativamente, discriminando el desempeño del modelo como función del coseno del ángulo cenital y el índice de claridad. Este análisis, no muy común en la evaluación de modelos para estimar la irradiación solar, fue propuesto por Lorenz et al. (2009) en el contexto de estimar intervalos de confianza para el pronóstico de irradiación solar, y se puede extrapolar al análisis del desempeño de cualquier estimación intra-día del recurso solar. Para ello, los indicadores globales presentados en la Tabla 4.3 son desglosados en intervalos de coseno del ángulo cenital ($\cos \theta_z$) e índice de claridad (k_T , ver Ec. (3.1)), generando un diagrama en donde se observa en qué regiones existen mayores desvíos. Para entender este diagrama, se debe comprender previamente cómo se distribuyen en él las horas de cielo claro y cielo nublado. En la Figura 4.5 se muestra la cantidad de muestra contenidas en cada región, utilizando un paso de 0,1 como sugiere Lorenz et al.. La acumulación de puntos en la parte superior del gráfico se corresponde con las horas de cielo despejado. Por encima de esta región se encuentran horas de cielo claro con atmósfera excepcionalmente clara, que no son las más comunes, y por debajo se encuentran las horas nubladas y parcialmente nubladas, que se distribuyen de manera más homogénea en el resto del espacio.

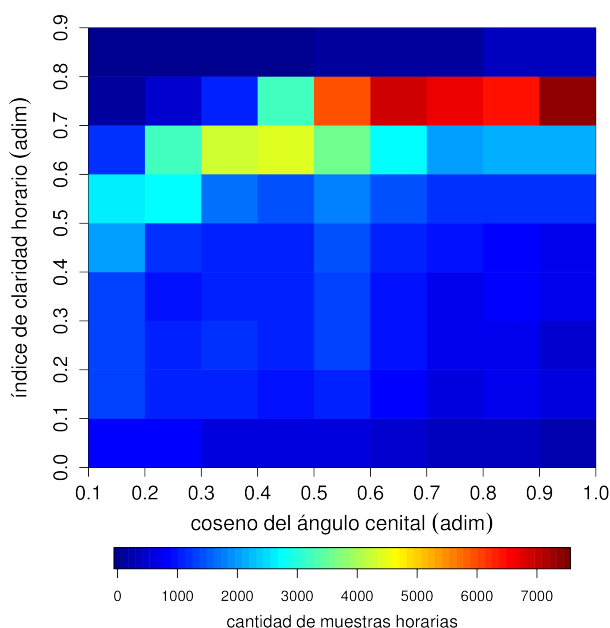


Figura 4.5: Distribución de la cantidad de muestras horarias en función del coseno del ángulo cenital y el índice de claridad.

El modelo en forma global presenta un rMBD pequeño y un rRMSD del 17,9%. En la Figura 4.6 se muestra el comportamiento de estos indicadores como función de $\cos \theta_z$ y k_T . Al discriminar por regiones emergen características del modelo que no es posible apreciar a partir de los indicadores globales. En la Figura 4.6.a se observa cómo en distintas condiciones de cielo, el modelo puede tener sesgos importantes, alcanzando valores de $\pm 30\%$. El desvío medio es positivo en la región

4.3. Desarrollo del modelo BD-JPT

de las horas nubladas y negativo en la región de horas despejadas, confirmando que los sesgos son sistemáticos en cada situación. El sesgo global pequeño se debe a que la sobrestimación en cielo nublado es compensada por la subestimación en cielo despejado. En la Figura 4.6.b. se observa que el modelo presenta menor dispersión en condiciones de cielo claro, entre 5% y 15%, y mayor en condiciones de cielo nublado donde el indicador se dispara al rango 25–40%. El peor desempeño del modelo ocurre en condiciones de nubosidad intermedia en el entorno del mediodía solar de verano, donde se alcanza el rRMSD de 40%. En condiciones atípicas, como en las horas de cielo excepcionalmente claro (por encima de la acumulación de horas claras) o en las horas del mediodía solar de verano con irradiancia GHI pequeña (esquina inferior derecha), el modelo también presenta alta incerteza. El buen desempeño del modelo en las horas despejadas típicas compensa su peor desempeño en otras condiciones, resultando en el rRMSD global de 17,9%.

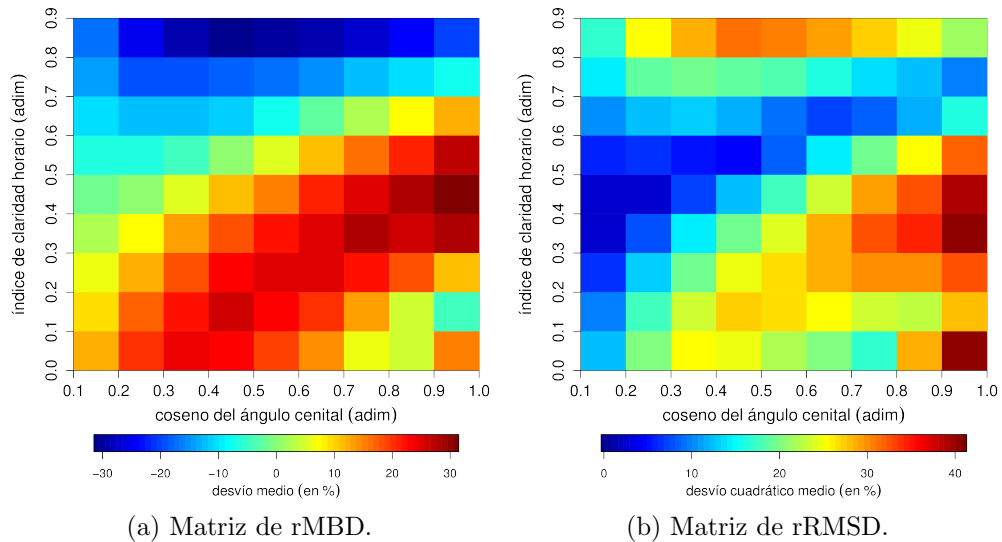


Figura 4.6: Desvío del modelo JPT original como función del coseno del ángulo cenital y el índice de claridad.

El desempeño de este modelo brinda un primer nivel de referencia. Los indicadores de la Tabla 4.3 muestran que su desempeño global es aceptable si es comparado con la incerteza típica de modelos satelitales (ver Tabla 2.2). Sin embargo, de la inspección en las Figuras 4.4 y 4.6 surge que existe un amplio margen de mejora. En la siguiente sección se presenta la primera modificación que introdujimos en este modelo.

4.3. Desarrollo del modelo BD-JPT

El análisis anterior, en particular la Figura 4.4.a, da elementos de cómo mejorar el modelo. El desempeño sería sensiblemente mejor si las horas de cielo despejado estuvieran alineadas en torno a la recta de ajuste perfecto y las horas nubladas se

Capítulo 4. Modelado de la irradiación

distribuyeran a su alrededor. Esto es equivalente a pensar que en cada condición de cielo se tenga una estimación lo más insesgada posible. Buscando reducir estos sesgos hemos propuesto que los coeficientes del modelo pasen a depender del nivel de brillo de la imagen (Alonso-Suárez et al., 2012b). En la primera implementación de esta modificación utilizamos el promedio del Factor de Reflectancia como umbral para discriminar las horas mayormente claras de las horas nubladas. Esto resulta en un modelo a dos franjas que denominamos BDJPT-2f (Brightness Dependent JPT, 2 franjas), donde por simplicidad se utiliza el promedio como umbral. Las horas mayormente despejadas tendrán un F_R por debajo de la media, y viceversa para las horas nubladas. Luego, se ajusta un set de coeficientes distintos para cada situación. La formulación de este modelo es:

$$I_h = \begin{cases} I_{sc} F_n \cos \theta_z (a_1 + b_1 \cos \theta_z + c_1 \cos^2 \theta_z) + d_1 (F_{Rm}^2 - F_{Ro}^2) & \text{si } F_R \leq F_R^{\text{thr}}, \\ I_{sc} F_n \cos \theta_z (a_2 + b_2 \cos \theta_z + c_2 \cos^2 \theta_z) + d_2 (F_{Rm}^2 - F_{Ro}^2) & \text{si } F_R > F_R^{\text{thr}}. \end{cases} \quad (4.3)$$

En la Tabla 4.4 se muestran los parámetros del modelo promedio hallado a través de la ponderación por calidad. Los parámetros para cada estación se desglosan en la Tabla D.2 del Apéndice D. Los parámetros globales a_1 , b_1 y c_1 son similares a los parámetros globales a , b y c del modelo JPT, lo que es correcto puesto que están asociados a condiciones de cielo despejado. El parámetro a_2 es el más pequeño y presenta una alta dispersión intra-estaciones, del 65 % (ver Tabla D.2), lo que sugiere que puede ser eliminado del modelo. El umbral para el modelo promedio es $F_R^{\text{thr}} = 15,9\%$ y presenta una baja dispersión intra-estaciones (de 4,2 %, ver Tabla D.2).

	a	b	c	d
franja	adim	adim	adim	Wh/m ²
$F_R \leq F_R^{\text{thr}}$	0.383	0.849	-0.498	-0.797
$F_R > F_R^{\text{thr}}$	-0.059	1.217	-0.498	-0.142

Tabla 4.4: Coeficientes globales del modelo BDJPT-2f.

El modelo modificado es esencialmente insesgado en forma global (al igual que el modelo JPT), presentando un rMBD horario y diario de +0,2 %. La dispersión promedio es significativamente menor respecto al modelo JPT, con rRMSD horario de 57,6 Wh/m² (12,9 %) y diario de 1,1 MJ/m² (6,0 %). Por lo tanto, debido a la discriminación de brillo la incerteza global del modelo se reduce de $\simeq 18\%$ a $\simeq 13\%$. En la Figura 4.7 se muestran las matrices de rMBD y rRMSD para el modelo BDJPT-2f. Los sesgos discriminados de este modelo se han reducido en comparación con el modelo JPT, pasando del rango $\pm 30\%$ al rango $\pm 22\%$. La mayor reducción ocurre en condiciones de cielo despejado típico, donde la subestimación sistemática se reduce 3 veces, pasando de $-10,8\%$ a $-3,2\%$. En cambio, la mejora en la estimación en condiciones de nubosidad intermedia no es tan importante, pasando de un rMDB de +31,4 % (JPT) a +22,3 % (BD-JPT). El rRMSD máximo ocurre también para nubosidad intermedia, y pasa de 40,3 % a 32,2 %.

4.3. Desarrollo del modelo BD-JPT

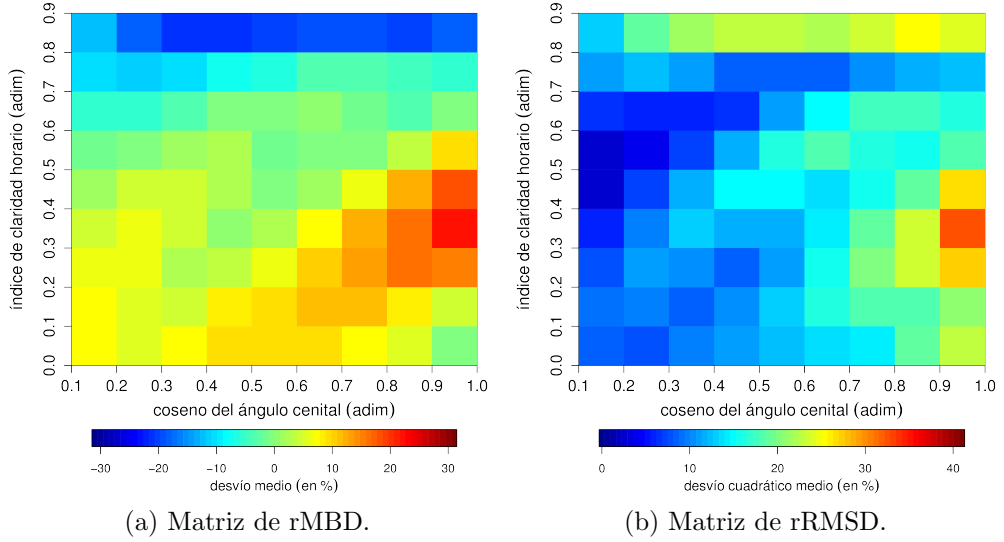


Figura 4.7: Desempeño del modelo BDJPT-2f como función de $\cos \theta_z$ y k_T .

Estos resultados sugieren que se discrimine el tratamiento de la nubosidad para reducir la incerteza que existe en condiciones de nubosidad intermedia y, de esta manera, la incerteza global. La implementación actual del modelo BDJPT es a 3 franjas (BDJPT-3f), donde se utiliza un criterio físico para establecer las franjas y se elimina la necesidad del umbral promedio. La muestras son separadas en tres condiciones de cielo: despejado, parcialmente nublado y nublado. Se considera cielo despejado si el valor de F_R se encuentra por debajo del brillo de fondo más una tolerancia de 3%. Una hora se considera nublada si su valor de F_R está por encima del brillo de fondo más 20%. En la franja intermedia quedan las horas consideradas parcialmente nubladas. Los valores de 3% y 20% fueron establecidos en forma heurística, buscando los valores que proporcionaran una buena discriminación y el mejor desempeño del modelo. La formulación de este modelo es,

$$I_h = \begin{cases} I_{sc} F_n \cos \theta_z (a_1 + b_1 \cos \theta_z + c_1 \cos^2 \theta_z) + d_1 (F_{Rm}^2 - F_{Ro}^2) & \text{si } F_R \leq F_{Ro} + 3\% \\ I_{sc} F_n \cos \theta_z (a_2 + b_2 \cos \theta_z + c_2 \cos^2 \theta_z) + d_2 (F_{Rm}^2 - F_{Ro}^2) & \text{si } \begin{matrix} F_R > F_{Ro} + 3\% \\ F_R \leq F_{Ro} + 20\% \end{matrix} \\ I_{sc} F_n \cos \theta_z (a_3 + b_3 \cos \theta_z + c_3 \cos^2 \theta_z) + d_3 (F_{Rm}^2 - F_{Ro}^2) & \text{si } F_R > F_{Ro} + 20\% \end{cases} \quad (4.4)$$

cuyos parámetros en el territorio se reportan en la Tabla 4.5. Los parámetros discriminados por estación están en la Tabla D.2 del Apéndice D.

En la Figura 4.8 se muestra una comparación de las franjas definidas para ambos modelos. En el gráfico de la izquierda se observa que el umbral del modelo BDJPT-2f ($F_R^{\text{thr}} = 15,9\%$) efectivamente deja por debajo varias horas con nubosidad parcial además de todas las horas claras. Con esta discriminación las horas parcialmente nubladas se reparten en las dos franjas. El modelo a 3 franjas busca una discriminación más adecuada de las condiciones de nubosidad (gráfico de la

Capítulo 4. Modelado de la irradiación

	a	b	c	d
franja	adim	adim	adim	Wh/m ²
cielo despejado	0.410	0.783	-0.461	-0.865
parc. nublado	0.117	1.287	-0.691	-0.345
nublado	-0.065	0.990	-0.343	-0.113

Tabla 4.5: Coeficientes globales del modelo BDJPT-3f.

derecha). En la franja inferior quedan agrupadas las horas claras, en la franja superior las horas con nubosidad muy brillante y en la franja intermedia se encuentran las horas con nubosidad menos brillante y nubosidad parcial.

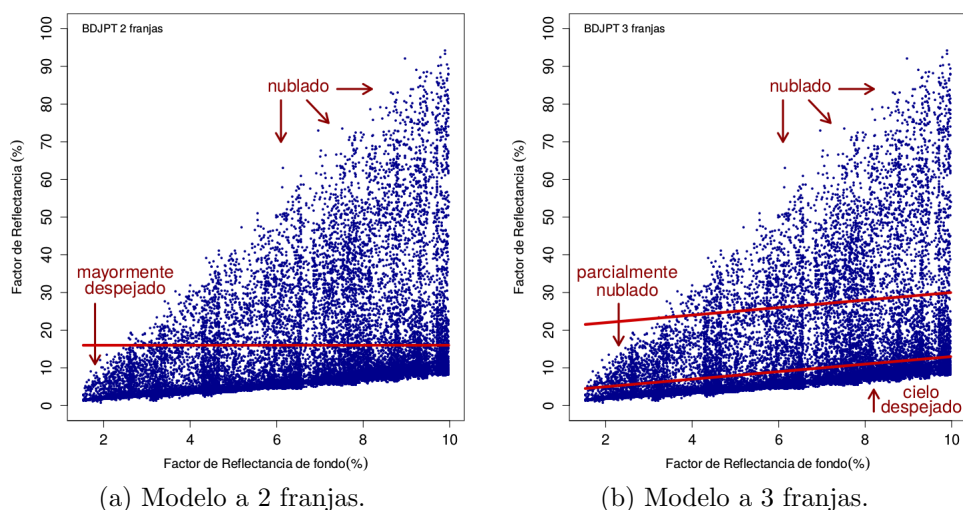


Figura 4.8: Comparación de los umbrales de los modelos BDJPT a 2 y 3 franjas.

La mejora de desempeño introducida por los modelos con discriminación de brillo debe ser significativa para compensar las discontinuidades que introducen en las transiciones entre franjas. Los indicadores globales de los 3 modelos se muestran en la Tabla 4.6. Los 3 modelos son esencialmente insesgados en forma global, y los modelos con discriminación de brillo presentan menor sesgo. A escala horaria el rRMSD es reducido desde 17,9% del modelo JPT original a 12,9% para el modelo BDJPT-2f y a 12,1% para el modelo BDJPT-3f. En ambos casos la reducción es significativa. El modelo a 3 franjas presenta una ganancia de 0,8% de rRMSD frente al modelo a 2 franjas, lo que es una mejora porcentual de 6%. A escala diaria, el rRMSD respecto al modelo JPT se reduce a la mitad. El rRMSD diario de 11,8% del modelo JPT es reducido a 6,0% por el modelo BDJPT-2f y a 5,5% por el modelo BDJPT-3f. La reducción de 0,5% de rRMSD diario del modelo BDJPT-3f frente al modelo BDJPT-2f representa una reducción porcentual de 8%, lo que es un poco mayor que en el caso horario. El rKSI es uno de los indicadores de mayor reducción, pasando de 60,3% para el modelo original a 26,2%

4.3. Desarrollo del modelo BD-JPT

y 22,0% para los modelos con discriminación de brillo. La disminución no alcanza para que el rOVER a escala horaria sea nulo, pero sí a escala diaria. La mejora introducida por los modelos con discriminación de brillo es consistente en todos los indicadores y significativa en la mayoría de ellos, por lo que su desempeño compensa la complejidad extra introducida en su formulación y son preferidos frente al modelo JPT original.

EVALUACIÓN A ESCALA HORARIA								
modelo satelital	MBD Wh/m ²	MAD Wh/m ²	RMS Wh/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)	rKSI (%)	rOVER (%)
JPT	+1.9	64.9	80.0	+0.4	14.5	17.9	60.3	10.3
BDJPT-2f	+0.7	39.9	57.6	+0.2	9.0	12.9	26.2	0.4
BDJPT-3f	+0.3	37.2	54.1	+0.1	8.3	12.1	22.0	0.1

EVALUACIÓN A ESCALA DIARIA								
modelo satelital	MBD MJ/m ²	MAD MJ/m ²	RMS MJ/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)	rKSI (%)	rOVER (%)
JPT	+0.1	1.8	2.1	+0.3	10.0	11.8	25.0	0.4
BDJPT-2f	0.0	0.8	1.1	+0.2	4.6	6.0	8.8	0.0
BDJPT-3f	0.0	0.7	1.0	+0.1	4.2	5.5	8.5	0.0

Tabla 4.6: Indicadores globales de desempeño de los modelos JPT y BDJPT. La media de referencia es 448 Wh/m² y 17,8 MJ/m² (horario y diario respectivamente).

Todos los indicadores de la Tabla 4.6 muestran que el modelo BDJPT-3f presenta mejor desempeño que el modelo BDJPT-2f. La incerteza global de este modelo es un 6% menor, lo que es suficiente para preferir su utilización, puesto que para estos órdenes de magnitud de rRMSD los márgenes de mejora son pequeños. La discriminación del desempeño por $\cos\theta_z$ y k_T del modelo BDJPT-3f ofrece más evidencia en este sentido, dado que permite observar que se reducen en forma importante el desvío y la incertidumbre máximas. En la Figura 4.9 se ilustra esta discriminación y en la Tabla 4.7 se muestran los valores extremos de rMBD y rRMSD de dicho gráfico. Se observa que la sobrestimación máxima, alcanzada para nubosidad intermedia en torno al mediodía solar de verano, se reduce notablemente, desde +22,3% (BDJPT-2f) a +12,6% (BDJPT-3f). De la misma forma, el rRMSD máximo, que ocurría en estas condiciones, se reduce de 32,3% a 25,0%. La discriminación a 3 bandas cumple el objetivo de disminuir significativamente la incerteza y el error sistemático en condiciones de nubosidad intermedia, que era lo que se buscaba con este modelo. La subestimación sistemática en condiciones de claridad excepcional no es afectada por la discriminación en 3 bandas, y para su disminución se requerirá de modelos físicos basados en una estimación fina de la turbidez de Linke por tele-detección.

modelo	rMBD máx.	rMBD mín	rRMSD máx.
JPT	+31.4%	-30.9%	40.5%
BDJPT-2f	+22.3%	-21.7%	32.3%
BDJPT-3f	+12.6%	-21.6%	25.0%

Tabla 4.7: Valores extremos de rMBD y rRMSD para los modelos JPT y BDJPT.

Capítulo 4. Modelado de la irradiación

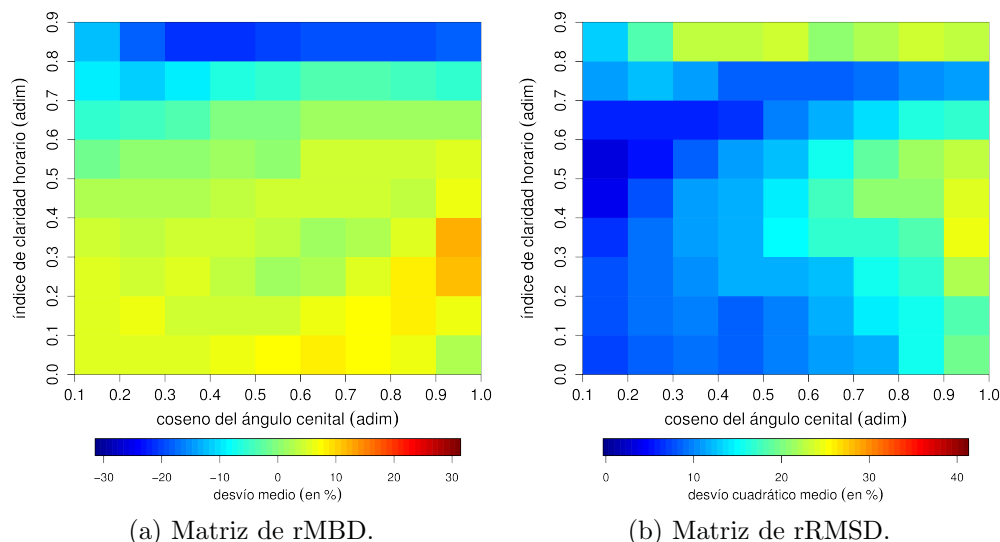


Figura 4.9: Desempeño del modelo BDJPT-3f como función de $\cos \theta_z$ y k_T .

Para finalizar la comparación, en la Figura 4.10 se presenta una separación del espacio $(\cos \theta_z, k_T)$ en zonas de interés para la comparación de los modelos, y que representan distintas situaciones de nubosidad y posición del Sol, definidas en forma compatible con la discriminación en celdas de $0,1 \times 0,1$. La zonas se escogieron en forma huerística y conceptualmente representan:

- Zona 1: horas de cielo despejado con atmósfera especialmente clara.
- Zona 2: horas de cielo despejado con turbidez típica.
- Zona 3: horas de cielo principalmente despejado, con baja nubosidad parcial.
- Zona 4: horas parcialmente nubladas en torno al mediodía solar de verano y media estación.
- Zona 5: horas parcialmente nubladas al mediodía solar de invierno, y a media tarde y media mañana de verano y media estación.
- Zona 6: horas nubladas de la mañana y el atardecer.
- Zona 7: horas muy nubladas después de la mañana y antes del atardecer.

Las Zonas 1 y 7 representan situaciones extremas, de alta claridad o alta nubosidad, respectivamente. Las horas de cielo despejado típico están representadas por la Zona 2, la zona donde se observa la acumulación de puntos en la Figura 4.10.a. La Zona 4 es la zona de nubosidad intermedia donde los modelos presentaban mayores desvíos e incertezas. La Zona 5 es similar a la anterior, pero además de considerar los mediodías solares de invierno, incluye horas de media tarde y media mañana de verano y media estación. La Zona 6 representa condiciones de nubosidad alta y moderada hasta alturas solares no muy altas. Finalmente, la Zona

4.3. Desarrollo del modelo BD-JPT

3 es una zona intermedia entre las horas de cielo despejado típico y las horas de nubosidad intermedia, donde pueden incluirse situaciones de poca nubosidad a lo largo de la hora o de nubosidad con poco espesor óptico, e incluso horas despejadas con alta turbidez atmosférica.

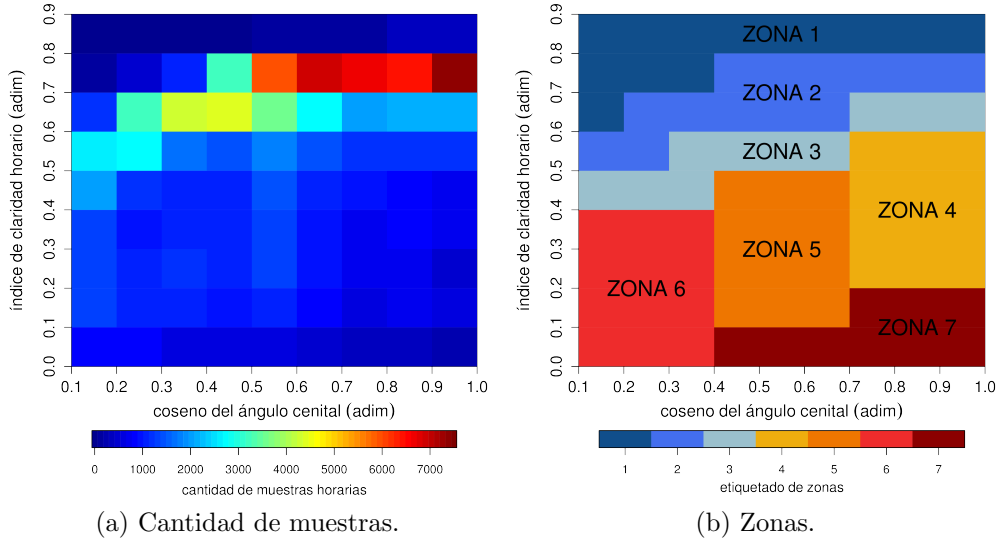


Figura 4.10: Zonificación del espacio $\cos \theta_z$ y k_T .

En la Tabla 4.8 se presentan los indicadores promedio en cada zona. En prácticamente todas las zonas la dependencia de brillo reduce significativamente los indicadores y el modelo a 3 franjas mejora el desempeño del modelo a 2 franjas, salvo en la Zona 3. Para el modelo JPT original, la Zona 3 es una transición entre la subestimación sistemática y la sobrestimación sistemática, en la cual el modelo se comporta excepcionalmente bien en comparación con las demás zonas (ver Figura 4.6). Al introducir las modificaciones, esta zona de transición se diluye y se afecta por la discriminación. En términos de rMBD la modificación mejora el desempeño, reduciendo la sobrestimación de +4,0% a +0,7% (BDJPT-2f) y +1,9% (BDJPT-2f), siendo además el único caso donde el modelo a 3 franjas no supera al modelo a 2 franjas y el rRMSD empeora. En todas las demás zonas hay una mejora importante por la incorporación de la dependencia de brillo, en particular en las Zonas 2, 4, 5, 6 y 7. En estas zonas, así como también en la Zona 7, el desempeño del modelo BDJPT-3f es consistentemente mejor que el modelo BDJPT-2f. Esto incluye las condiciones de cielo despejado típico y especialmente claro, la nubosidad intermedia y las horas nubladas y muy nubladas. Las mejoras encontradas, en especial la reducción de desvío e incerteza en la Zona 2 donde pequeñas mejoras impactan fuertemente en el desempeño global, y en las Zonas 4 y 5 donde los desvíos sistemáticos se reducen sensiblemente, explican el mejor desempeño global del modelo BDJPT-3f.

El modelo BDJPT-3f presenta mejores indicadores globales (ver Tabla 4.6), rangos de variación de rMBD y rRMSD más acotados en el espacio ($\cos \theta_z, k_T$)

Capítulo 4. Modelado de la irradiación

(ver Tabla 4.7) y un mejor desempeño en 6 de las 7 zonas definidas (ver Tabla 4.8), por lo que se prefiere este modelo frente al modelo a 2 franjas. Además, el modelo a 3 franjas tiene una formulación más adecuada en tanto cada franja tiene un significado conceptual, y se elimina el umbral estadístico de cada estación. En la Figura 4.11 se muestra el gráfico de dispersión entre las medidas de SA y su estimado satelital. Se observa que la acumulación de horas claras se encuentra sobre la recta $x = y$, y que las horas nubladas se distribuyan a su alrededor. A escala horaria hay una mayor dispersión de las muestras que a escala diaria, como es esperado. En el gráfico diario sólo se observa una pequeña sobrestimación de los días muy nublados (baja irradiación), que es consistente con los indicadores en la zonas nubladas. No se observa un comportamiento tan polarizado como el del modelo JPT (ver Figura 4.4.b).

modelo satelital	Desvío promedio – rMBD (%)						
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7
JPT	-22.7	-10.8	+4.0	+23.7	+21.4	+13.8	+10.6
BDJPT-2f	-16.2	-3.2	+0.7	+12.1	+5.3	+5.7	+7.0
BDJPT-3f	-15.7	-2.8	+1.9	+6.4	+3.8	+5.0	+6.6

modelo satelital	Dispersión promedio – rRMSD (%)						
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7
JPT	23.0	11.9	8.2	31.6	23.8	14.4	25.2
BDJPT-2f	18.1	8.5	12.6	21.5	13.0	9.3	16.8
BDJPT-3f	17.6	8.0	11.7	20.4	12.8	8.7	13.9

Tabla 4.8: Comparación para las distintas zonas entre el modelo JPT y los modelos con discriminación de brillo. La media de referencia es 448 Wh/m^2 .

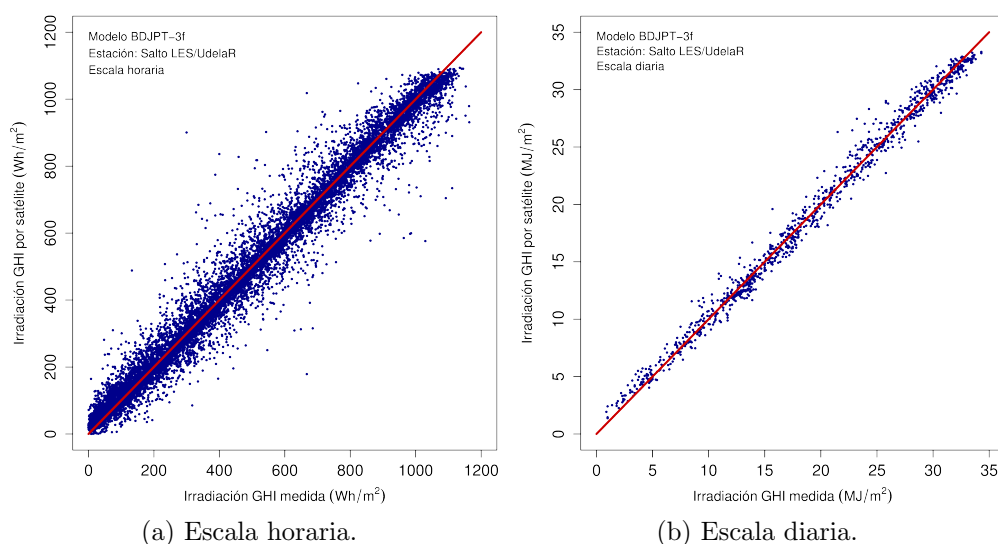


Figura 4.11: Gráficos de dispersión entre la medida y el estimado satelital utilizando el modelo BDJPT-3f. La línea en rojo indica la curva de ajuste perfecto $x = y$.

4.4. Desarrollo de variantes empíricas

En la sección anterior se presentó la modificación de un modelo estadístico pre-existente, que fue guiada por la evaluación del modelo original y la identificación de espacios de mejora. El modelo BDJPT-3f, resultante de sucesivas modificaciones, tiene indicadores de desempeño muy buenos en comparación con otros modelos satelitales (ver Tabla 2.2), que no son fáciles de mejorar. El muy buen desempeño se explica por el ajuste local del modelo, del que carecen modelos globales que buscan ser aplicables en variadas condiciones climáticas y geográficas (como el modelo NASA/SSE). La ganancia de desempeño respecto al modelo JPT original es obtenida a costa de agregar complejidad en su formulación. En particular, la cantidad de parámetros se multiplica por 3 y se introducen discontinuidades en la estimación de la irradiación horaria debido a que el set de coeficientes a utilizar es distinto dependiendo del valor de Factor de Reflectancia del píxel. En esta sección presentamos la búsqueda de variantes estadísticas más simples que el modelo BDJPT-3f, pero con igual o mejor desempeño.

Del análisis de los modelos existentes (ver Sección 2.7) surgen dos tipos de modelos: (i) aquellos en que la nubosidad es tomada en cuenta en forma aditiva (resta) y (ii) aquellos en que la nubosidad es tomada en forma multiplicativa. Ambas propuestas requieren estimar la irradiación de cielo despejado, I_h^{csk} , y la diferencia está en cómo se modela la reducción de irradiación debido a las nubes,

$$I_h = I_h^{\text{csk}} + f(F_R), \quad I_h = I_h^{\text{csk}} \times f(\eta).$$

En un modelo aditivo, como el de Justus et al. (1986), a la irradiación de cielo despejado se le adiciona una función negativa del Factor de Reflectancia (y de otras variables que ingresan a través del brillo de fondo). En los modelos multiplicativos, como el de Perez et al. (2002) o Rigollier et al. (2004), la irradiación de cielo despejado es atenuada multiplicando por una función de un índice de nubosidad.

El modelo de cielo claro que utilizaremos es la simple expresión polinomial del modelo JPT. El índice de nubosidad para los modelos multiplicativos será una adaptación del η_{sunny} de la Ec. (2.34). El valor de ρ_{\min} es calculado hora a hora a partir del modelo de brillo de fondo, como $\rho_{\min} = F_{Ro} / \cos \theta_z$. El valor de ρ_{\max} es fijo y fue establecido en 78,5% optimizando el desempeño de los modelos multiplicativos. Como resultado, el cálculo del índice de nubosidad a utilizar tiene la siguiente expresión,

$$\eta = \frac{\rho_p - \rho_{\min}}{\rho_{\max} - \rho_{\min}} = \frac{F_{Rm} - F_{Ro}}{\rho_{\max} \cos \theta_z - F_{Ro}}, \quad (4.5)$$

y satura en '1' para $\rho_p > \rho_{\max}$ y en '0' para $\rho_p < \rho_{\min}$, de forma similar a la cobertura nubosa C del modelo GL (Ceballos et al., 2004).

4.4.1. Propuestas de variantes

La versión más sencilla de un modelo estadístico es el que se muestra en la Ec. (4.6) bajo el nombre JPT-v1. Se trata de un primer término polinomial para

Capítulo 4. Modelado de la irradiación

la irradiación de cielo despejado más un término directamente proporcional al Factor de Reflectancia. En la propuesta JPT-v2 se agrega a este modelo el brillo de fondo según la Ec. (4.7). La diferencia sustancial con el modelo JPT original es que los términos satelitales no son cuadráticos, sino que son lineales en Factor de reflectancia. Ambos modelos tienen la misma cantidad de parámetros que el modelo JPT original y son lineales en sus coeficientes.

$$\text{JPT-v1: } I_h = I_{sc} F_n \cos \theta_z (a + b \cos \theta_z + c \cos^2 \theta_z) + d F_{Rm} \quad (4.6)$$

$$\text{JPT-v2: } I_h = I_{sc} F_n \cos \theta_z (a + b \cos \theta_z + c \cos^2 \theta_z) + d (F_{Rm} - F_{Ro}) \quad (4.7)$$

Las siguientes dos propuestas están basadas en el índice de nubosidad de la Ec. (4.5), una lo utiliza de forma aditiva (Ec. (4.8)) y la otra de forma multiplicativa (Ec. (4.9)). Para la versión aditiva el índice de nubosidad se multiplica por $\cos \theta_z$ dado que una misma nube debe “restar” más o menos irradiación dependiendo de la hora del día, por ejemplo, reduce más la irradiación al mediodía solar que en las mañanas. El factor de 100 en la Ec. (4.8) se introduce sólo para que el parámetro d sea del mismo orden que los de los modelos anteriores, y es equivalente a utilizar el índice de nubosidad de forma porcentual. La versión multiplicativa utiliza una simple función $f(\eta)$ lineal, igual a la versión 1 del modelo SUNY (Perez et al., 2002).

$$\text{JPT-v3: } I_h = I_{sc} F_n \cos \theta_z (a + b \cos \theta_z + c \cos^2 \theta_z) + d \times 100 \times \eta \cos \theta_z \quad (4.8)$$

$$\text{JPT-v4: } I_h = I_{sc} F_n \cos \theta_z (a + b \cos \theta_z + c \cos^2 \theta_z) \times (1 + d \eta) \quad (4.9)$$

Las cuatro propuestas estadísticas constan de sólo cuatro parámetros ajustables, tres para la irradiación de cielo despejado y uno para la nubosidad, al igual que el modelo JPT original. La propuesta más simple es el modelo JPT-v1 que no requiere el modelo de fondo. El resto de las propuestas son de complejidad equivalente al modelo JPT original, y menor a la de los modelos con discriminación de brillo. En la Tabla 4.9 se presentan los parámetros globales ajustados para cada modelo por el procedimiento de validación cruzada explicado en la Sección 4.1. Los parámetros por estación se encuentran en el Apéndice D.

modelo	a	b	c	d
satelital	adim	adim	adim	–
JPT-v1	0.602	0.576	-0.341	-13.149 Wh/m ²
JPT-v2	0.426	0.693	-0.385	-13.258 Wh/m ²
JPT-v3	0.458	0.650	-0.365	-9.243 Wh/m ²
JPT-v4	0.408	0.762	-0.422	-0.917 (adim)

Tabla 4.9: Coeficientes globales de las variantes propuestas.

4.4.2. Analisis de desempeño

En la Tabla 4.10 se presentan los indicadores globales de error para estos modelos a escala horaria y diaria. Se observa que los 4 modelos presentan desempeños parecidos entre si, con indicadores similares a los del modelo BDJPT-3f, que se muestran en la última fila como referencia. Todos las variantes son esencialmente insesgadas, presentando a escala horaria y diaria un rMBD máximo de +0,2%. A escala horaria esto representa un MBD menor a 0,5 Wh/m². En términos de rRMSD y rKSI los modelos están muy parejos entre sí, observándose que el modelo JPT-v2 es el de menor rRMSD y el modelo JPT-v3 es el de menor rKSI. La utilización del modelo de fondo introducida en el modelo JPT-v2 tiene un impacto sorprendentemente pequeño respecto al modelo JPT-v1, pero apreciable. El rRMSD se reduce en 0,5 % (ganancia de 4 % en términos porcentuales) y el rKSI se reduce en 0,7 % (ganancia de 3 %). El modelo JPT-v4 no es el mejor en ningún indicador y es el único que presenta un rOVER positivo (a escala horaria), aunque pequeño. En base diaria, el modelo JPT-v2 es el que reporta menores rRMSD y rKSI, incluso considerando el modelo BDJPT-3f. En particular, presenta una mejora respecto al modelo JPT-v1 de 0,4 % en rRMSD (ganancia porcentual de 7 %) y de 0,8 % en rKSI (ganancia porcentual de 9 %).

EVALUACIÓN A ESCALA HORARIA								
modelo satelital	MBD Wh/m ²	MAD Wh/m ²	RMSD Wh/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMSD (%)	rKSI (%)	rOVER (%)
JPT-v1	+0.2	39.3	55.7	0.0	8.8	12.5	25.4	0.0
JPT-v2	+0.4	37.0	53.4	+0.1	8.3	12.0	24.7	0.0
JPT-v3	+0.2	38.1	54.6	0.0	8.5	12.2	24.0	0.0
JPT-v4	+1.0	38.7	54.8	+0.2	8.7	12.3	24.5	0.5
BDJPT-3f	+0.3	37.2	54.1	+0.1	8.3	12.1	22.0	0.1

EVALUACIÓN A ESCALA DIARIA								
modelo satelital	MBD MJ/m ²	MAD MJ/m ²	RMSD MJ/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMSD (%)	rKSI (%)	rOVER (%)
JPT-v1	0.0	0.8	1.0	-0.1	4.5	5.9	9.1	0.0
JPT-v2	0.0	0.7	1.0	+0.2	4.2	5.5	8.3	0.0
JPT-v3	0.0	0.8	1.0	0.0	4.4	5.7	8.5	0.0
JPT-v4	0.0	0.8	1.0	+0.2	4.6	5.9	10.0	0.0
BDJPT-3f	0.0	0.7	1.0	+0.1	4.2	5.5	8.5	0.0

Tabla 4.10: Indicadores globales de desempeño de las variantes propuestas y el modelo BDJPT-3f. La media de referencia es 448 Wh/m² y 17,8 MJ/m² (horario y diario).

La discriminación de desempeño por $\cos \theta_z$ y k_T muestra también un escenario de paridad entre los modelos. En la Tabla 4.11 se presentan los valores extremos de rMBD y rRMSD que surgen de la discriminación en las regiones de $0,1 \times 0,1$ de $\{\cos \theta_z, k_T\}$. Ningún modelo mejora la subestimación sistemática en condiciones de alta claridad, siendo el modelo JPT-v2 el que más lo reduce, acercándose al desempeño del BDJPT-3f. Tampoco el rRMSD máximo es mejorado por ningún modelo, siendo los modelos JPT-v2 y JPT-v4 los que más se acercan al desempeño del modelo BDJPT-3f. La sobrestimación máxima sí es mejorada, siendo reducida

Capítulo 4. Modelado de la irradiación

a +9,3% por el modelo JPT-v4 y a 11,7% por el modelo JPT-v2, respecto al nivel de referencia de 12,6% establecido por el modelo a 3 franjas.

modelo	rMBD máx.	rMBD mín	rRMSD máx.
JPT-v1	+12.8%	-24.2%	28.2%
JPT-v2	+11.7%	-21.8%	27.7%
JPT-v3	+12.2%	-22.3%	28.6%
JPT-v4	+9.3%	-22.4%	27.6%
BDJPT-3f	+12.6%	-21.6%	25.0%

Tabla 4.11: Valores extremos de rMBD y rRMSD de las variantes y el modelo BDJPT-3f.

En la Tabla 4.12 se presenta el desempeño promedio en cada zona de la Figura 4.10. Se identifica en rojo el mejor indicador obtenido por los modelos propuestos y en azul si el modelo BDJPT-3f es el de mejor desempeño. La comparación por zonas reporta que dependiendo de la zona, y el indicador, se prefiere un modelo u otro, evidenciando nuevamente la semejanza entre modelos. De las variantes propuestas, el modelo JPT-v2 es el mejor en 7/14 indicadores, el modelo JPT-v3 en 4/14 y el modelo JPT-v4 en 3/14. El modelo JPT-v1 tiene el mismo desvío promedio en la zona 3 que el modelo JPT-v2, y no resulta el mejor en ninguna otra zona y para ningún otro indicador. En términos de rRMSD, la propuesta preferida es el JPT-v2, resultando el mejor en 5 de las 7 zonas. Desde el punto de vista del rMBD no emerge un modelo que destaque. En comparación con las 4 propuestas, el modelo BDJPT-3f resulta el mejor en 6 de los 14 indicadores.

modelo satelital	Desvío promedio – rMBD (%)						
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7
JPT-v1	-17.3	-3.1	+3.4	+9.6	+7.5	+5.4	+5.3
JPT-v2	-15.7	-3.2	+3.4	+8.7	+6.4	+5.3	+3.9
JPT-v3	-16.1	-2.9	+4.4	+8.5	+5.5	+4.9	+4.6
JPT-v4	-16.7	-3.6	+3.9	+5.5	+6.5	+6.5	+1.4
BDJPT-3f	-15.7	-2.8	+1.9	+6.4	+3.8	+5.0	+6.6

modelo satelital	Dispersión promedio – rRMSD (%)						
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7
JPT-v1	18.9	8.2	11.2	22.1	15.2	9.4	14.5
JPT-v2	17.3	7.5	10.9	21.5	13.9	9.0	13.9
JPT-v3	17.4	7.3	11.5	22.2	14.9	9.4	13.8
JPT-v4	17.9	7.5	11.1	21.9	14.4	9.4	11.5
BDJPT-3f	17.6	8.0	11.7	20.4	12.8	8.7	13.9

Tabla 4.12: Comparación de desempeño entre las propuestas simples y el modelo BDJPT-3f para las distintas zonas. La media de referencia es 448 Wh/m².

El modelo JPT-v2 surge de agregar el brillo de fondo al modelo JPT-v1. La mejora de desempeño por esta inclusión es pequeña, pero se entiende relevante, en tanto permite reducir el rRMSD horario de 12,5% a 12,0%, siendo éstos valores para los cuáles es difícil introducir modificaciones con grandes ganancias. Además, el desempeño del modelo JPT-v2 es mejor o igual en todas las zonas, siendo importante en las zonas 1, 2, 4 y 5. Los modelos JPT-v3 y JPT-v4 presentan un

4.4. Desarrollo de variantes empíricas

desempeño muy similar al JPT-v2, siendo la preferencia por este último principalmente amparada en su menor rRMSD horario y diario en forma global, y en el mejor desempeño en la mayoría de las zonas. No se observa una diferencia de desempeño significativa entre los modelos aditivos y multiplicativos, y tampoco en la utilización directa del Factor de Reflectancia F_R o el índice de nubosidad η .

Considerando las variantes propuestas, la evaluación de desempeño indica una pequeña preferencia por el modelo JPT-v2. Al comparar los indicadores de estas propuestas con el modelo BDJPT-3f, resulta claro que la complejidad introducida en la formulación de este modelo no reporta una mejora sustancial respecto a lo que se puede alcanzar con propuestas más simples. En particular, casi todos los indicadores globales del modelo JPT-v2 son mejores o iguales que los del modelo BDJPT-3f (ver Tabla D.6), con la única excepción del rKSI a escala horaria. Al discriminar el desempeño por $\cos\theta_z$ y k_T emerge que el modelo a 3 franjas tiene el mejor desempeño en algunas regiones, pero no en términos significativos, a tal punto que en forma global no resulta la mejor opción. De los indicadores presentados se obtiene que el modelo JPT-v2 presenta el mejor balance entre simplicidad y desempeño, entre las opciones empíricas exploradas, con la ventaja de que en este modelo no existen las discontinuidades que introduce la discriminación de brillo.

4.4.3. Discriminación de brillo

Cabe preguntarse si la discriminación de brillo aplicada al modelo JPT-v2 resulta en una mejora significativa de su desempeño. Si la discriminación de brillo tuviese un impacto similar sobre el modelo JPT-v2 que el que tiene sobre el modelo JPT original, se justificaría su utilización. En las Tabla 4.13 se muestran los indicadores globales de desempeño del modelo JPT-v2 a 3 franjas, JPT-v2-3f, junto con los indicadores de los modelos explorados que presentaron mejor desempeño. Se observa una reducción consistente de todos los indicadores, pero ninguna del mismo orden que las observadas al introducir la discriminación de brillo en el modelo JPT. El rRMSD horario y diario se reduce en 0,2% respecto al modelo JPT-v2, lo que representa una ganancia porcentual de 1,5% a escala horaria y de 3,5% a escala diaria. El rKSI horario se reduce en un 0,5% respecto al mejor rKSI (del modelo BDJPT-3f), lo que representa un $\simeq 2\%$, y más importante respecto al modelo JPT-v2, reduciéndose en un 3,2% (ganancia porcentual de $\simeq 13\%$). En las Tablas 4.14 y 4.15 se presentan los indicadores de la discriminación por $\cos\theta_z$ y k_T , identificando en azul los indicadores para los cuales el modelo JPT-v2-3f es mejor. Se observa que el nuevo modelo mejora varios de los indicadores, pero no todos, y no de forma sustancial, como es el caso del modelo BDJPT-3f respecto al modelo JPT original.

Los inconvenientes introducidos por la discriminación de brillo son mayores a los de la inclusión del modelo de fondo. El modelo de fondo, si bien tiene cierta complejidad en la determinación de los coeficientes A, B, C y D para cada celda, luego que fueron hallados para el sitio específico, se trata de evaluar una simple parametrización. La discriminación de brillo no sólo multiplica por 3 la cantidad de parámetros, sino, más importante, introduce discontinuidades en la estimación

Capítulo 4. Modelado de la irradiación

EVALUACIÓN A ESCALA HORARIA								
modelo satelital	MBD Wh/m ²	MAD Wh/m ²	RMSD Wh/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMSD (%)	rKSI (%)	rOVER (%)
JPT-v2-3f	+0.2	36.1	52.8	0.0	8.1	11.8	21.5	0.0
JPT-v2	+0.4	37.0	53.4	+0.1	8.3	12.0	24.7	0.0
BDJPT-3f	+0.3	37.2	54.1	+0.1	8.3	12.1	22.0	0.1

EVALUACIÓN A ESCALA DIARIA								
modelo satelital	MBD MJ/m ²	MAD MJ/m ²	RMSD MJ/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMSD (%)	rKSI (%)	rOVER (%)
JPT-v2-3f	0.0	0.7	0.9	+0.1	4.0	5.3	8.0	0.0
JPT-v2	0.0	0.7	1.0	+0.2	4.2	5.5	8.3	0.0
BDJPT-3f	0.0	0.7	1.0	+0.1	4.2	5.5	8.5	0.0

Tabla 4.13: Indicadores globales de desempeño de los mejores modelos.

modelo	rMBD máx.	rMBD mín	rRMSD máx.
JPT-v2-3f	+9.1%	-21.1%	26.0%
JPT-v2	+11.7%	-21.8%	27.7%
BDJPT-3f	+12.6%	-21.6%	25.0%

Tabla 4.14: Valores extremos de rMBD y rRMSD para los mejores modelos.

modelo satelital	Desvío promedio – rMBD (%)						
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7
JPT-v2-3f	-15.2	-2.5	+2.3	+5.9	+5.0	+4.4	+5.6
JPT-v2	-15.7	-3.2	+3.4	+8.7	+6.4	+5.3	+3.9
BDJPT-3f	-15.7	-2.8	+1.9	+6.4	+3.8	+5.0	+6.6

modelo satelital	Dispersión promedio – rRMSD (%)						
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7
JPT-v2-3f	17.2	7.8	11.4	20.3	12.9	8.5	13.0
JPT-v2	17.3	7.5	10.9	21.5	13.9	9.0	13.9
BDJPT-3f	17.6	8.0	11.7	20.4	12.8	8.7	13.9

Tabla 4.15: Comparación de desempeño en las distintas zonas para los mejores modelos.

de la irradiación que no se observan en las medidas. Estas discontinuidades se ejemplifican en la Figura 4.12 donde se grafica el índice de claridad k_T como función del $\cos \theta_z$, para las medidas, el modelo JPT-v2 y el modelo BDJPT-3f. Los artefactos que se observan para el modelo con discriminación de brillo no se observan en las medidas, y si bien su desempeño puede ser mejor en forma global o en zonas, este es un comportamiento no deseado en las estimaciones. En el modelo JPT-v2 este comportamiento a tramos no se observa, lo que es saludable.

La dependencia de brillo aplicada al modelo JPT-v2 no aporta mejoras sustanciales que compensen la introducción de discontinuidades en la estimación. Sin embargo, la inclusión de la misma dependencia de brillo en el modelo JPT original reporta indicadores significativamente mejores, que lo hacen competitivo con cualquiera de las cuatro propuestas simples presentadas en la Subsección 4.4.1. Estas propuestas simples tienen idéntica complejidad y cantidad de parámetros que el modelo JPT original. Esto significa que la dependencia de brillo es una modifica-

4.4. Desarrollo de variantes empíricas

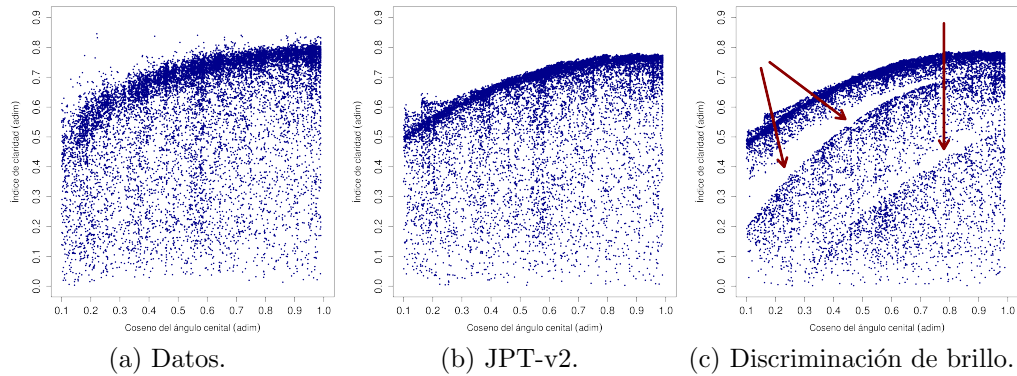


Figura 4.12: Gráficos de k_T vs $\cos \theta_z$ para datos medidos y estimados por satélite.

ción que tiene alto impacto sobre un modelo cuya formulación base no es la más adecuada para la información satelital disponible en la actualidad. En ese sentido, la discriminación de brillo arregla los comportamiento sub-óptimos introducidos por la dependencia cuadrática en el Factor de Reflectancia del modelo JPT. Si se aplica la dependencia de brillo a modelos cuya formulación básica ya reporta buenos resultados, no se observan mejoras significativas.

4.4.4. Modelo óptimo JPT-v2

En la Figura 4.13 se muestra a modo de ejemplo una comparación entre la serie temporal horaria de GHI medida en tierra (azul) y su estimado satelital (rojo), utilizando el modelo JPT-v2. Se presentan algunos días de la estación SA, donde se observan condiciones de cielo despejado y de cielo nublado. Se puede apreciar un buen desempeño del modelo en ambas situaciones. En la Figura 4.14 se presentan los gráficos de dispersión del modelo JPT-v2 a escala horaria y diaria para la estación SA. Se observan las mismas bondades comentadas para el modelo BDJPT-3f (ver Figura 4.11), incluyendo la mejora sustancial de la subestimación y sobreestimación sistemática del modelo JPT.

El modelo seleccionado (JPT-v2) es esencialmente insesgado y su rRMSD global es de 12% (ver Tabla D.12), lo que lo convierte en una alternativa competitiva con los modelos en uso en el mundo. Una caracterización más fina de su incerteza, muestra que dependiendo de la altura solar y la condición del cielo, la sobreestimación máxima en condiciones de nubosidad parcial es de +12%, la subestimación máxima en las horas de cielo despejado con atmósfera muy clara es de -22% y el desvío rRMSD máximo es de $\simeq 28\%$. No es posible comparar estos indicadores con otros modelos satelitales debido a que no es común reportar caracterizaciones tan en detalle del funcionamiento de los modelos, lo que sería deseable. En la Figura 4.15 se muestran las matrices de error rMBD y rRMSD. Se observa que el modelo JPT-v2 tiene patrones de rMBD y rRMSD muy similares a los del modelo BDJPT-3f (ver Figura 4.9), y mejoran en forma sustancial el modelo JPT original que tomamos como base (ver Figura 4.6).

Capítulo 4. Modelado de la irradiación

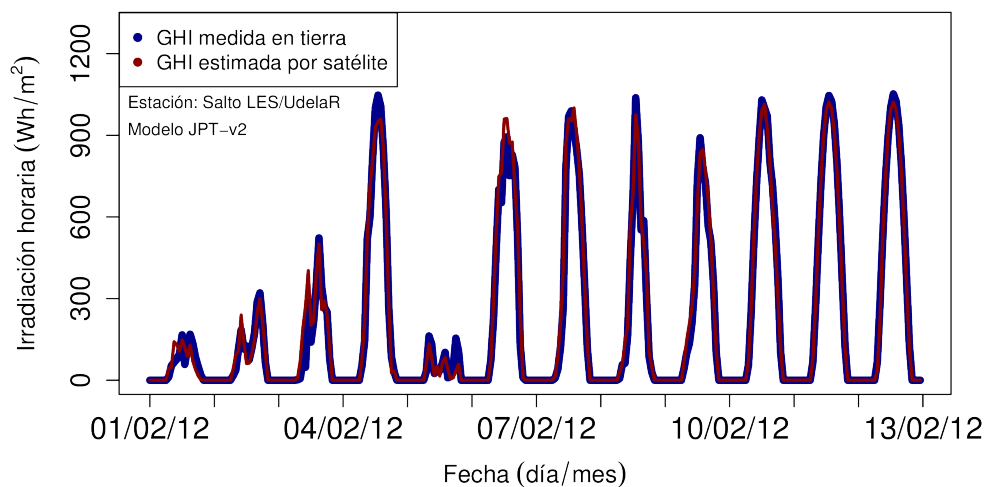


Figura 4.13: Serie temporal de irradiación solar horaria medida en tierra y estimada con el modelo JPT-v2. Estación: Salto/LES (SA).

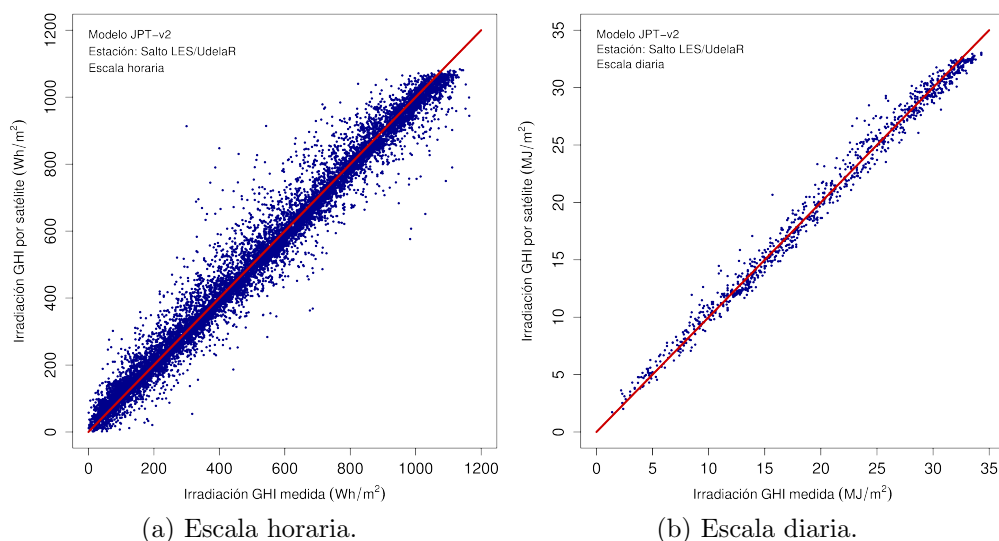


Figura 4.14: Gráficos de dispersión entre la medida y el estimado satelital utilizando el modelo JPT-v2. La línea en rojo indica la curva de ajuste perfecto $x = y$.

Para finalizar el diagnóstico de este modelo, en la Figura 4.16 se muestra el histograma de todas las medidas y su estimado satelital. Para alta irradiación se vuelve a observar la sub-representación de las horas despejadas de verano, y para baja irradiación la sub-representación de las horas muy nubladas u horas del inicio o fin del día. Estas sub-representaciones son espacios de mejora, y ocurren para valores de irradiación en los extremos. Este comportamiento se observa también en otros modelos satelitales (Cebecauer et al., 2011). Para el resto de los valores de irradiación se observa una buena representación del modelo satelital.

4.4. Desarrollo de variantes empíricas

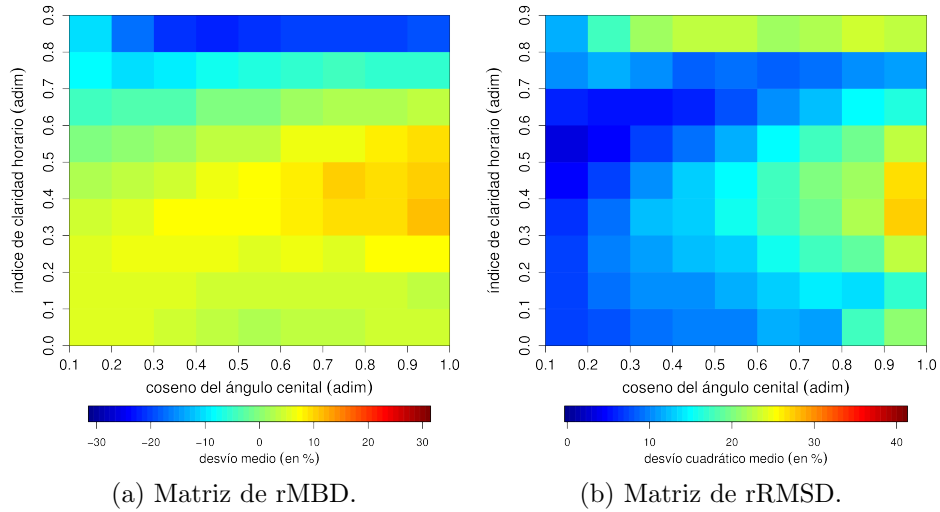


Figura 4.15: Caracterización del desempeño del modelo JPT-v2 como función del coseno del ángulo cenital y el índice de claridad.

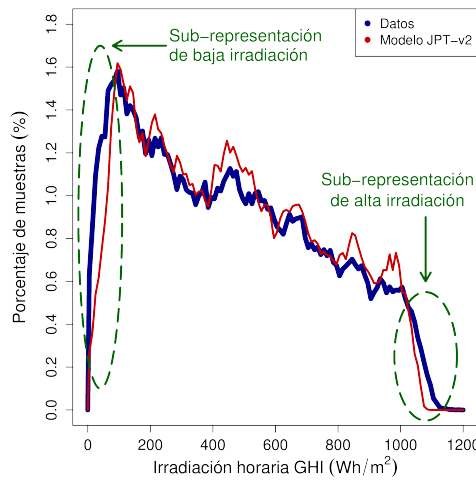


Figura 4.16: Histograma normalizado de las medidas y del modelo JPT-v2.

Además de los modelos aquí presentados, se exploraron también otras variantes que incluyeron modelos aditivos y multiplicativos con términos lineales y cuadráticos. Estos modelos en general mejoran el desempeño, pero en forma marginal. La dificultad en lograr mejoras sustanciales respecto al nivel de referencia establecido por el modelo JPT-v2 muestra que los indicadores reportados por este modelo se encuentran cercanos al límite de los modelos empíricos ajustados localmente, con la información de base que se utilizó aquí. Mejorar este nivel de referencia requerirá de incorporar nueva información, como estimaciones de aerosoles o vapor de agua, introducir modelos de cielo claro más sofisticados de naturaleza física o híbrida, o modificar el procesamiento de la información satelital generando mejores productos como insumo a los modelos.

4.5. Tamaño de la celda

El tamaño de la celda espacial en donde se promedia la información satelital está relacionado con el intervalo temporal en el cual se estima la irradiación, que en este caso es horario. Esta relación está influenciada por la velocidad promedio con que se mueven las nubes en la zona y su distribución, en tanto tiene que ver con qué tan bien un promedio en el espacio representa un promedio en el tiempo. Inicialmente tomamos un tamaño de celda de 10 min \times 10 min en latitud-longitud, buscando una celda más pequeña que la utilizada por Justus *et al.*, que fuese del orden de 15–20 km². Esta elección ha resultado adecuada, como se observa en la Figura 4.17, donde se presenta el rRMSD horario global del modelo JPT-v2 como función del tamaño de la celda (de uno de sus lados). Se observan curvas con un mínimo global definido en el rango de estudio. En la figura de la izquierda se grafican las curvas que se obtienen para cada estación, identificando con puntos rojos los mínimos de cada una, que son distintos entre sí. En la mayoría de las estaciones las curvas no presentan un mínimo muy pronunciado, lo que resulta que para celdas entre 6 min \times 6 min y 10 min \times 10 min el rRMSD es similar, y para celdas mayores o menores el rRMSD aumenta. En el gráfico de la derecha se muestra la curva que resulta del promedio ponderado (por calidad de las series de medida) de las curvas de cada estación, donde se observa que el tamaño óptimo es de 8 minutos. Como este mínimo también es poco pronunciado (la figura está ampliada) y la ganancia porcentual en usar una celda de 8 minutos respecto a la de 10 minutos es de 0,4 %, que es marginal. Se inspeccionó también rMBD, no encontrándose ningún comportamiento en particular con el tamaño de celda. Por lo tanto, se considera que la celda que estábamos usando de 10 min \times 10 min es adecuada, y es la que se utilizará para los posteriores desarrollos que se presentan en el Capítulo 5.

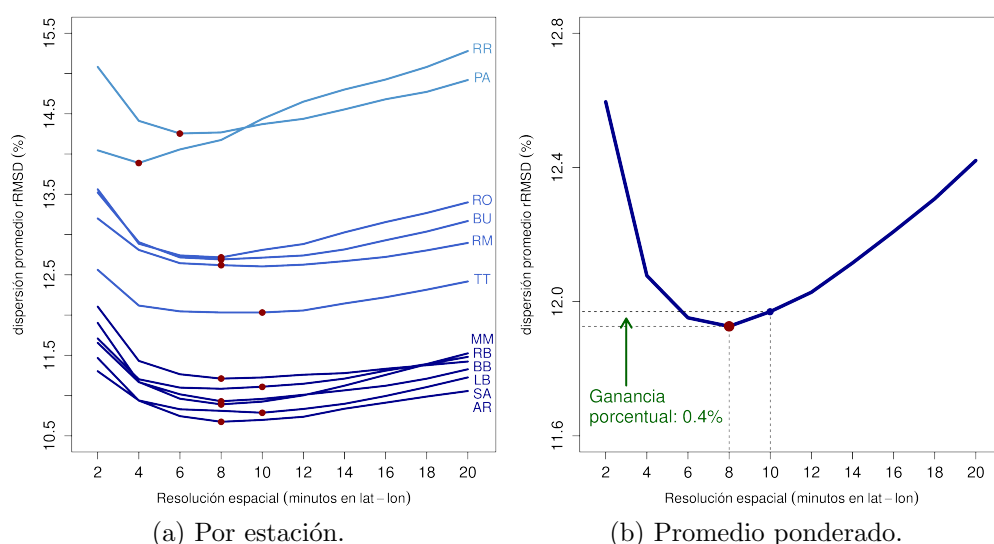


Figura 4.17: Dispersión promedio (rRMSD) en función del tamaño de la celda.

4.6. Modelado de la fracción difusa

La fracción difusa es el cociente entre las componentes DHI y GHI de la radiación solar. Esta definición aplica a cualquier escala temporal, en particular, la fracción difusa *horaria* es,

$$f_d = \frac{I_{dh}}{I_h}. \quad (4.10)$$

Los modelos de fracción difusa relacionan esta cantidad con magnitudes derivadas de la serie temporal de GHI, como el índice de claridad horario k_T , cantidades geométricas u otras. Conocidas la fracción difusa horaria y la GHI horaria, se obtienen la DHI y la BHI a la misma escala temporal, que permiten calcular la DNI y GTI horarias como se explicará en la Subsección 5.1.4. Por lo tanto, la incertidumbre en la separación de la directa y la difusa afecta directamente el cálculo de estas componentes a partir de la GHI.

La irradiación solar difusa es el resultado de múltiples dispersiones y reflexiones en la atmósfera, que ocurren tanto en la nubosidad, como en el aire o en el material particulado en suspensión. Estas reflexiones dependen del estado local de la atmósfera instante a instante, lo que hace que el problema sea de difícil modelado. Por otro lado, al igual que la DNI, esta componente es muy sensible a los cambios de la turbidez atmosférica, que es de difícil estimación. Su medida también presenta dificultades dado que se requiere bloquear el disco solar en todo momento. Este conjunto de factores hace que la estimación de irradiación difusa (o la fracción difusa) sea un problema de alta dificultad, y por tanto requiere de un set de datos de calidad muy controlada.

En esta sección describimos los resultados reportados en una publicación reciente (Abal et al., 2017), donde se ajustan y se evalúan localmente 10 modelos de fracción difusa disponibles en la literatura. Una parte importante de este trabajo se encuentra en la elección de filtros para aplicar a las medidas disponibles, de modo de obtener un conjunto final de datos adecuado para el ajuste y validación de este tipo de modelos.

4.6.1. Datos utilizados

Para el modelado de la fracción difusa horaria se requieren, como mínimo, de medidas concurrentes de GHI y DHI a dicha escala temporal. Los datos utilizados fueron registrados en cuatro sitios en Uruguay y un sitio en Argentina, ubicado en la localidad de Luján a unos 50 km de la ciudad de Buenos Aires. Estos sitios se muestran en la Figura 4.18, donde se puede observar que su distribución espacial cubre la región de Uruguay.

Los sitios AR, TT y AZ son estaciones de segunda generación del LES donde se registró la irradiancia global con piranómetros K&Z de primera clase o superior, y la irradiancia difusa con piranómetros SPN1 (ver Subsección 2.4.1). La incerteza de las medidas de GHI es de 5% como se mencionó en la Sección 3.4. A las medidas de DHI se les aplicó la corrección de 1.05 propuesta por Badosa et al. (2014), que fue verificada en el LES durante la calibración de los equipos SPN1.

Capítulo 4. Modelado de la irradiación

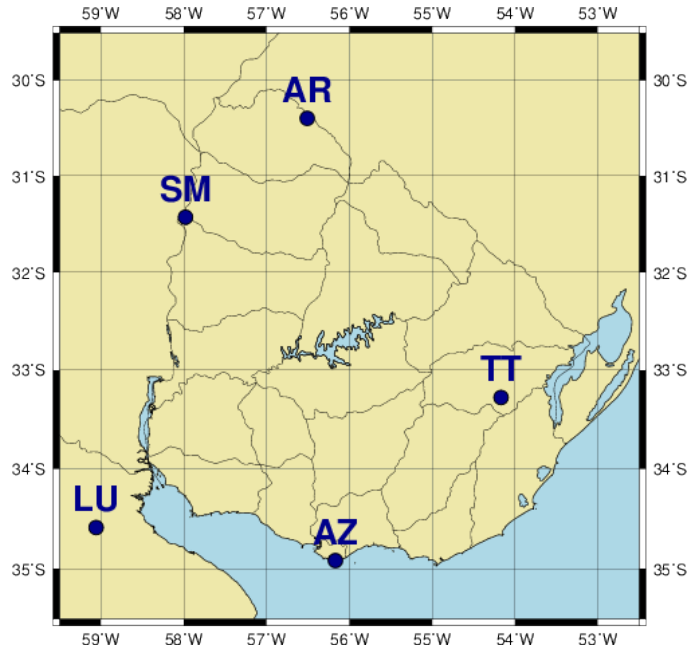


Figura 4.18: Sitios utilizados para el ajuste y validación de modelos de fracción difusa.

En esta verificación se comparó la medida de DHI del SPN1 contra la medida que se realiza en el LES utilizando una esfera de sombramiento (s-ball) con un Tracker K&Z Solys2 y un Estándar Secundario K&Z CMP10. En esta comparación se encontró una incerteza de 9–10% para la medida de DHI sin la corrección, y al aplicarla la incerteza disminuyó al rango 6–7%, en concordancia a lo reportado por [Badosa et al. \(2014\)](#). La corrección, además de reducir la incerteza, reduce el sesgo sistemático, siendo la medida de DHI post-corrección esencialmente insesgada con respecto a la medida de referencia.

La medida en SM fue registrada por el Instituto Uruguayo de Meteorología (INUMET) en su estación de Salto, ubicada en un área semi-rural en el aeropuerto de Nueva Espérides cercano a la ciudad. La medida de GHI se realizó utilizando un Estándar Secundario K&Z CMP11 (incerteza 2%). Para la medida de DHI se utilizó el mismo modelo de piranómetro y una banda de sombra (s-ring), que fue ajustada periódicamente para bloquear el sensor de la irradiancia directa^[1]. Para la corrección de estas medidas, explicadas en la Subsección 2.4.1, se utilizó la corrección isotrópica propuesta por [Drummond \(1956\)](#) adaptada para una banda de sombra con perfil en ‘U’, como consta en el Manual de Usuario de K&Z:

$$f_{\text{cor}} = \left[1 - \left(\frac{2 \theta_0 \cos \delta}{\pi} \right) \times (w_S \sin \phi \sin \delta + \sin w_S \cos \phi \cos \delta) \right]^{-1}, \quad (4.11)$$

donde $\theta_0 = 0,185$ rad es el ángulo subtendido entre la banda del sombra y el piranómetro, ϕ es la latitud del sitio, δ es la declinación solar y w_S es el ángulo ho-

^[1]Esta medida fue mantenida durante varios años por el Sr. Sergio Arizcorreta.

4.6. Modelado de la fracción difusa

rario de salida/puesta del Sol. En (Sánchez et al., 2012) se realiza una comparación de distintas propuestas de corrección de la medida de DHI por banda de sombra comparándolas con una medida de alta calidad basada en una esfera de sombra con sistema de seguimiento solar, y se le asigna una incerteza de 4 % a la corrección de Drummond (1956), lo que es consistente con nuestra propia experiencia.

La medida de la estación LU fue registrada en el Laboratorio experimental de Grupo de Estudios de la Radiación Solar (GERSolar) de la Universidad Nacional de Luján, Argentina. Las medidas fueron adquiridas utilizando un Estándar Secundario K&Z CMP11 para la medida de GHI (incerteza 2 %) y un Tracker Solys2 equipado con una esfera de sombra y un Estándar Secundario Eppley Black&White 8-48. Los equipos fueron calibrados contra un radiómetro Kendall de cavidad absoluta. Más detalles sobre este conjunto de datos se puede encontrar en (Raichijk and Taddei, 2012). Si bien esta forma de medir DHI es potencialmente muy precisa, el piranómetro Eppley utilizado tiene una incerteza de 5 % para la medida de difusa, según lo declarado por el fabricante.

En la Tabla 4.16 se resume la información de cada sitio y el equipamiento utilizado para las medidas, con su incerteza asociada. Se presenta la información básica de la estación, el periodo temporal de datos utilizados, la cantidad de registros horarios y la incerteza global asociada al conjunto de medidas de DHI y GHI. Se observa que la incerteza global (GHI+DHI) de las medidas de campo adquiridas en las estaciones LES es del 9 %, y representan un 46 % del total de las medidas. El restante 56 % de las medidas fueron registradas en estaciones experimentales con personal in-situ dedicado a su registro y con equipamiento de mayor precisión, y presentan una incerteza global del 5 %.

4.6.2. Filtrado de datos

El filtrado de datos es especialmente importante para los estudios de fracción difusa y la forma en que se realice puede afectar los resultados. No obstante, a la fecha no existe un conjunto de filtros universalmente aceptados u óptimos para este propósito (Gueymard and Ruiz-Arias, 2016), existiendo algunas propuestas de filtrado que varían en su grado de exigencia (Long and Dutton, 2002; Younes et al., 2005; Journée and Bertrand, 2011). Por ello, hemos puesto especial atención en la selección de los filtros para este conjunto de datos, prefiriendo los filtros de origen físico frente a los estadísticos. La cadena de filtros utilizados consta de 2 filtros básicos iniciales, 5 filtros de origen físico y un filtro final estadístico que elimina los pocos outliers restantes.

Los filtros se implementan a escala horaria. El primer filtro (F0) selecciona las horas diurnas con irradiancia global y difusa con valores estrictamente positivos, que son el conjunto de datos inicial. El filtro F1 descarta las horas donde la altura solar es baja ($\alpha_s < 7^\circ$) para las cuales los instrumentos de medida presentan mayores errores porcentuales. Los filtros F2 y F3 están basados en el modelo de cielo claro ESRA (Rigollier et al., 2000) que proporciona envolventes superiores para la GHI e inferiores para la DHI si se utiliza un valor de turbidez de Linke bajo. Para el filtro F2 elimina las muestras que cumplen $I_h > I_h^{\text{ESRA}}$ utilizando

Capítulo 4. Modelado de la irradiación

$T_L = 2$, que es un valor bajo para los valores de turbidez en Uruguay (Laguarda and Abal, 2016). El filtro F3 opera sobre la DHI y elimina las muestras para las cuales $I_{dh} < I_{dh}^{ESRA}$ utilizando $T_L = 1,5$. El valor de T_L se bajó respecto al anterior porque se constató que el valor $T_L = 2$ filtraba algunas muestras de DHI que correspondían a días de cielo despejado válidos. Este comportamiento se debe a que el modelo ESRA modela la DHI con mayor incerteza que la GHI. La presencia de nubosidad aumenta los valores de DHI, siempre que la nubosidad no sea muy alta. Debido a esto, el filtro F3 opera sólo sobre las muestras con $k_T > 0,1$. El filtro F4 establece un límite superior para la medida de DHI, $I_{dh} \leq (600 \text{ Wh/m}^2) \times \alpha_s$ (con α_s en radianes), basado en la estimación de Page para la difusa de cielo cubierto (Muneer et al., 2004). Para valores de alta nubosidad (k_T bajo) la fracción difusa debe ser alta. El filtro F5 busca eliminar estos valores, eliminando los valores con $f_d < 0,85$ para $k_T < 0,10$. Físicamente la fracción difusa no puede ser mayor que 1. Para tomar en cuenta errores experimentales que surgen de la incerteza de los equipos, este límite superior se relaja a $f_d < 1,03$. El filtro F6 selecciona los valores que cumplen $0,05 \leq f_d \leq 1,03$ y $k_T \leq 0,85$. Finalmente, se realiza un filtrado estadístico leve (F7), donde se eliminan las muestras que están a más de 3σ de un ajuste polinomial de grado 5 a los datos que pasan todos los filtros anteriores. En la Figura 4.19 se muestran en gris la nube de puntos f_d vs k_T de los datos originales, y en azul los datos que pasan los 8 filtros explicados (nivel F7). La nube de puntos presenta dos acumulaciones de puntos, una sobre $f_d \rightarrow 1$ y $k_T < 0,40$ (cielo cubierto), y otra sobre $f_d \rightarrow 0,15$ y $k_T > 0,60$ (cielo despejado). Esta acumulación de puntos se puede observar también en los histogramas de f_d y k_T de la Figura 4.20, donde se observan distribuciones bi-modales, pronunciada para f_d y menos marcada para k_T . Estas distribuciones están en concordancia a las reportadas en (Janetz and Kudish, 2008; Tovar-Pescador, 2008; Gueymard and Ruiz-Arias, 2016).

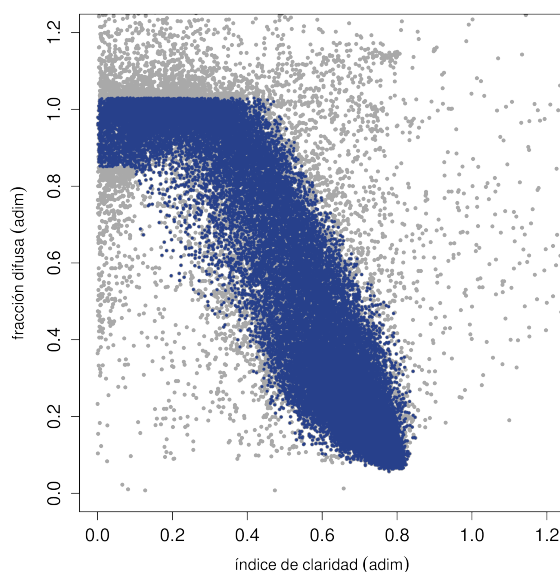


Figura 4.19: Filtrado de datos para el estudio de la fracción difusa.

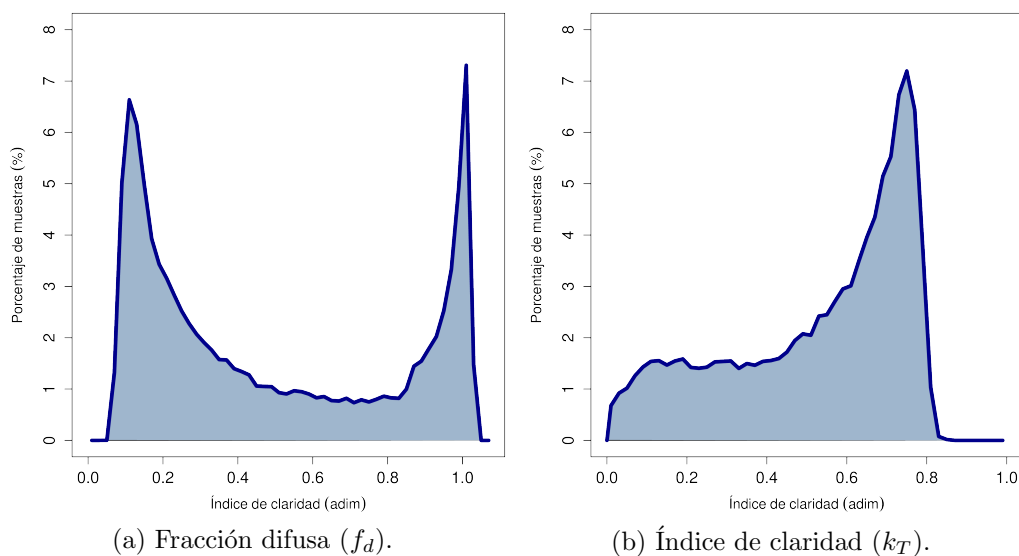


Figura 4.20: Histogramas de los datos que pasan todos los filtros (nivel F7).

En la Tabla 4.17 se presenta el porcentaje de descarte de cada filtro para cada estación y en forma global. Las muestras que pasan el filtro básico F0 (48736 en total) son tomadas como base. De ese conjunto, un 10 % son descartadas por el filtro geométrico F1. Los otros filtros descartan porcentajes más chicos, hasta un 5 %. Los porcentajes de muestras descartadas varían entre 14,5 % y 18,5 % dependiendo de la estación, con un promedio de 15,9 % que reduce el conjunto inicial a $\simeq 41000$ horas. El filtro estadístico F7 elimina $\simeq 1$ % de los datos.

4.6.3. Modelos empíricos implementados

Los modelos empíricos de fracción difusa requieren un ajuste local de sus coeficientes a partir de medidas en tierra. En ausencia de los coeficientes locales, estos modelos son usualmente utilizados en aplicaciones ingenieriles con los coeficientes originales como si fuesen universales, introduciendo sesgos importantes en las estimaciones. Varios de estos modelos son univariados y utilizan el índice de claridad horario como único predictor. Otros, introducen más predictores, como la altura solar (α_s), la **masa de aire** (m) u otros. La masa de aire se puede aproximar por $m = 1/\cos\theta_z$, y brinda una medida del trayecto recorrido por la irradiancia DNI, normalizado respecto al trayecto que recorrería si incidiera por el cenit local. Para definir el mejor modelo a utilizar en la región hemos ajustado nueve modelos bien conocidos de la literatura. Agrupamos los modelos en cinco familias que se describen a continuación, incluyendo además el ajuste polinomial de grado 5, que utilizamos como nivel base de referencia.

Modelos univariados a tramos

Un modelo simple univariado y polinomial (P5), se puede definir según,

Sitio	COD	LAT (deg)	LON (deg)	ALT (m)	regist. por	Periodo inicio–fin	Instrumentación				
							GHI		DHI		horas
Montevideo	AZ	-34.92	-56.17	58	LES	03/2011–08/2013	K&Z CMP6 [5 %]	Delta-T SPN1 [7 %]		7961	9 %
Artigas	AR	-30.40	-56.51	136	LES	02/2014–12/2015	K&Z CMP6 [5 %]	Delta-T SPN1 [7 %]		7613	9 %
Treinta y Tres	TT	-33.27	-54.17	20	LES	03/2014–12/2015	K&Z CMP6 [5 %]	Delta-T SPN1 [7 %]		6634	9 %
Salto	SM	-31.27	-57.89	41	INUMET	06/1998–12/2003	K&Z CMP11 [2 %]	K&Z CMP11 + s-ring [4 %]		20594	4 %
Luján	LU	-34.58	-59.05	20	GERSolar	01/2011–06/2012	K&Z CMP11 [2 %]	Eppley 8-48 + s-ball [5 %]		5934	5 %

Tabla 4.16: Sitios de medida de GHI y DHI para el estudio de la fracción difusa. Se desglosan la incerteza asociada a cada serie de datos de acuerdo a su equipamiento. En la última columna se asigna una incerteza global al conjunto de medidas.

código filtro	especificación del filtro	AZ		SM		LU		AR		TT		todos	
		horas	(%)	horas	(%)	horas	(%)	horas	(%)	horas	(%)	horas	(%)
F0	$\cos \theta_z \geq 0 \ \& \ I_h > 0 \ \& \ I_{dh} > 0$	7961	–	20594	–	5934	–	7613	–	6634	–	48736	–
F1	$\cos \theta_z \geq 0,1219 \ (\alpha_s \geq 7^\circ)$	7062	11.3	18483	10.3	5372	9.5	6974	8.4	5987	9.8	43878	10.0
F2	$I_h \leq I_{hc} \ (T_L = 2)$	6863	2.8	18348	0.7	5315	1.1	6909	0.9	5890	1.6	43325	1.3
F3	Para $k_t > 0,10$: $I_d \geq I_{dc} \ (T_L = 1,5)$	6796	1.0	18327	0.1	5300	0.3	6909	0.0	5890	0.0	43222	0.2
F4	$I_d \leq (600 \text{ W/m}^2) \times \alpha_s$	6773	0.3	18091	1.3	5142	3.0	6903	0.1	5875	0.3	42784	1.0
F5	Para $k_t \leq 0,10$: $f_d \geq 0,85$	6601	2.5	18045	0.3	5132	0.2	6786	1.7	5853	0.4	42417	0.9
F6	$k_t \leq 0,85 \ \& \ 0,05 \leq f_d \leq 1,03$	6559	0.6	17895	1.0	4920	4.1	6558	3.4	5576	4.7	41472	2.2
F7	$ t = \left \frac{\hat{f}_d - f_d}{\sigma} \right < 3$	6491	1.0	17616	1.4	4868	1.1	6486	1.1	5534	0.8	40995	1.2
todos	descarte global (%)	–	18.5	–	14.5	–	18.0	–	14.8	–	16.6	–	15.9

Tabla 4.17: Secuencia de filtros para las series de medida de GHI y DHI. Se especifica el porcentaje de descarte de cada filtro por estación.

4.6. Modelado de la fracción difusa

$$f_d = \begin{cases} 1 & k_T < 0,20 \\ a_0 + a_1 k_T + a_2 k_T^2 + a_3 k_T^3 + a_4 k_T^4 + a_5 k_T^5 & 0,20 \leq k_T \leq 0,85 \\ c_0 & k_T > 0,85, \end{cases} \quad (4.12)$$

donde se impone continuidad de la función y su derivada en las transiciones entre intervalos. Estos vínculos reducen los grados de libertad del problema de 7 a 3, que son los parámetros libres que se deben ajustar utilizando los datos filtrados.

Los modelos de [Orgill and Hollands \(1977\)](#) y [Erbs et al. \(1982\)](#) son modelos históricos, univariados, que han sido testeados por varios autores ([Jacovides et al., 2006](#); [Dervishi and Mahdavi, 2012](#); [Gueymard and Ruiz-Arias, 2016](#)) y se reportan en textos de uso extendido como ([Duffie and Beckman, 2006](#)). Los denominaremos como OH y EKD, respectivamente. La formulación de ambos modelos se puede resumir a la siguiente expresión,

$$f_d = \begin{cases} 1 + a_1 k_T & k_T < k_a \\ b_0 + b_1 k_T + b_2 k_T^2 + b_3 k_T^3 + b_4 k_T^4 & k_a \leq k_T \leq k_b \\ c_0 & k_T > k_b. \end{cases} \quad (4.13)$$

Los modelos difieren principalmente en su franja intermedia. El modelo OH utiliza en dicha franja un modelo lineal (donde $b_2 = b_3 = b_4 = 0$) e impone continuidad de la función en los extremos de cada intervalo, que se fija en $k_a = 0,35$ y $k_b = 0,75$. Con estos vínculos, los grados de libertad efectivos del modelo OH son 2. Los coeficientes originales del modelo de [Orgill and Hollands](#) fueron ajustados utilizando 4 años de datos horarios para la ciudad de Toronto (Canadá). El modelo EKD utiliza la formulación completa de la Ec. (4.13) con $k_a = 0,22$ y $k_b = 0,80$. Se impone continuidad de la función en ambos puntos, y continuidad de la derivada en k_a , por lo que quedan 4 grados de libertad efectivos en su ajuste. El modelo de [Erbs et al.](#) ha sido históricamente recomendado como modelo universal con los coeficientes originales, que fueron ajustado a partir de 5 años de datos de 5 estaciones en EEUU entre las latitudes 31°N y 42°N y alturas entre 62 m y 1620 m.

Modelo Reindl et al.

El modelo de [Reindl et al. \(1990a\)](#) es un ejemplo de modelo simple multivariado, que utiliza el índice de claridad horario k_T y la altura solar α_s como predictores. [Reindl et al.](#) exploraron el ajuste lineal a tramos de un set de 28 predictores y concluyeron que k_T y α_s era los más relevantes. También se exploró la incorporación de temperatura de aire ambiente y humedad relativa, con mejoras marginales de desempeño de los modelos. La formulación del modelo en términos de sus dos variables principales es,

$$f_d = \begin{cases} a_0 + a_1 k_T + a_2 \sin \alpha_s & f_d \leq 1,00 & k_T < k_a \\ b_0 + b_1 k_T + b_2 \sin \alpha_s & 0,10 \leq f_d \leq 0,97 & k_a \leq k_T \leq k_b \\ c_0 + c_1 k_T + c_2 \sin \alpha_s & f_d \geq 0,10 & k_T > k_b, \end{cases} \quad (4.14)$$

Capítulo 4. Modelado de la irradiación

donde se utiliza $k_a = 0,30$ y $k_b = 0,78$, sin aplicar vínculos en estos extremos. Este modelo consta de 9 parámetros ajustables y lo denominamos RBD. Los parámetros originales de este modelo fueron ajustados utilizando 22000 horas de datos de 5 sitios en Europa y EEUU.

Modelo de Skartveit y Olseth

Skartveit and Olseth (1987) propusieron un modelo no lineal a tramos y multivariado, que utiliza k_T y α_s como predictores. La fracción difusa horaria para este modelo (SO2) se parametriza como,

$$f_d(k_T, \alpha_s) = \begin{cases} 1 & k_T \leq k_a \\ f(k_T, \alpha_s) & k_a \leq k_T \leq \alpha k_b(\alpha_s) \\ f(\alpha k_b, \alpha_s) & k_T \geq \alpha k_b(\alpha_s), \end{cases} \quad (4.15)$$

donde $\alpha = 1,09$, el umbral k_b es $k_b(\alpha_s) = r + s \exp(-\alpha_s/\alpha_0)$ con $\alpha_0 = 0,291$ rad y la función $f(k_T, \alpha_s)$ es:

$$\begin{aligned} f(k_T, \alpha_s) &= 1 - (1 - d_1) \left[a\sqrt{K} + (1 - a) K^2 \right], \\ K(k_T, \alpha_s) &= \frac{1}{2} \left\{ 1 + \sin \left[\pi \left(\frac{k_T - k_a}{k_b - k_a} - \frac{1}{2} \right) \right] \right\}, \\ d_1(\alpha_s) &= r' + s' \exp(-\alpha_s/\alpha_0). \end{aligned} \quad (4.16)$$

A pesar de su aparente complejidad, el modelo tiene sólo 6 parámetros ajustables $\{a, r, s, r', s', k_a\}$. El modelo es continuo en las interfaces entre tramos y su derivada es aproximadamente continua. Este modelo fue ajustado originariamente utilizando 45000 horas de medidas en una localidad de Noruega.

Modelos logísticos

En (Boland et al., 2001, 2008) se propone y se evalúa, respectivamente, la utilización de una función logística para modelar la fracción difusa horaria en base al índice de claridad horario. En (Ridley et al., 2010) se extiende la utilización de la función logística incorporando más predictores al modelado. Ambos modelos pueden ser descriptos por la siguiente función,

$$f_d = [1 + \exp(a_0 + a_1 k_T + a_2 t_s + a_3 \alpha_s + a_4 K_T + a_5 \psi)]^{-1}, \quad (4.17)$$

donde k_T y K_T son los índices de claridad horario y diario, t_s es el tiempo solar expresado en horas, α_s es la altura solar y ψ es un parámetro de persistencia definido como el promedio de k_T horario en la hora anterior y posterior a la hora actual. Al modelo univariado propuesto en (Boland et al., 2001) lo denominamos BSL, y se obtiene de la Ec. (4.17) con $a_2 = a_3 = a_4 = a_5 = 0$. El modelo con todos los predictores se denominará RBL, y como utiliza el índice de claridad diario y la próxima hora a través de la persistencia, este modelo no puede ser utilizado

4.6. Modelado de la fracción difusa

en aplicaciones en tiempo real, pero sí para fines de caracterización. En (Boland et al., 2008) se ajusta el modelo BSL utilizando datos de siete sitios en Australia y otras partes del mundo. El modelo RBL se ajusta utilizando los mismos datos en (Ridley et al., 2010), obteniendo una mejora significativa de desempeño.

Modelos de doble exponencial

Ruiz-Arias et al. propusieron el uso de la función de Gompertz (doble exponencial) para modelar el comportamiento de la fracción difusa horaria. En (Ruiz-Arias et al., 2010) se presenta la utilización de esta función para modelos univariados y bivariados, que se pueden englobar en la expresión,

$$f_d = a_0 + a_1 e^{-\exp(a_2 + a_3 k_T + a_4 k_T^2 + a_5 m + a_6 m^2)} \quad (4.18)$$

donde m es la **masa de aire**. Al modelo completo según la Ec. (4.18) lo denominamos RA2, y consta de siete parámetros ajustables. El modelo univariado (RA1) se obtiene con $a_4 = a_5 = a_6 = 0$. El modelo bivariado simplificado (RA2s) utiliza sólo los términos lineales en k_T y m ($a_4 = a_6 = 0$). El ajuste y evaluación de estos modelos es el que se ha realizado con mayor extensión y calidad de datos: Ruiz-Arias et al. utilizaron 23 años de datos de alta calidad de 21 sitios en EEUU, Alemania y España, que cubren una amplia gama de climas en el hemisferio Norte.

Resumen de los modelos

El ajuste local de los modelos empíricos de fracción difusa busca asegurar que sus estimados tenga los menores sesgos posibles (idealmente MBD $\simeq 0$), elemento que es de crítica importancia para la caracterización de largo plazo de la DNI y la GTI en base a su utilización. La incerteza en la estimación (el RMSD) depende en mayor medida de los predictores utilizados y la función que los combine, prefiriéndose –ante un desempeño similar– los modelos menos complejos, para prevenir problemas de sobre-ajuste local. La incerteza de estos modelos depende fuertemente del filtrado de datos que se realice, por lo que la inter-comparación de incertezas entre los distintos autores no es directa. El trabajo realizado por Gueymard and Ruiz-Arias (2016) es un esfuerzo sin precedentes, donde se evaluó la versión original de 140 modelos a escala minutal utilizando datos de buena calidad de 54 estaciones en todo el mundo y bajo el mismo procedimiento de filtrado. Aún así, los resultados de los modelos en cada sitio son dispares entre sí, incluso bajo climas similares. Para el clima templado, los mejores 10 modelos que surgen de la comparación se ubicaron en los rangos $\pm 15\%$ de rMBD y 28–40% de rRMSD (sin ajuste local). La estación BSRN de Saõ Martinho da Serra es la más cercana a Uruguay de las utilizadas en este trabajo. Los 140 modelos inspeccionados en este trabajo presentaron un rMBD de $-1,7 \pm 12,4\%$ y un rRMSD de $30,7 \pm 8,0\%$ (utilizando una desviación estándar para el \pm). Los modelos que utilizamos aquí presentan en la comparación de Gueymard and Ruiz-Arias un rMBD entre $-6,6\%$ y $+4,3\%$, con una media de $-2,6\%$, y un rRMSD entre 23,8% y 28,5%, con una media de 25,3%, lo que es consistente con nuestros resultados, que se presentan en la siguiente subsección. Este escenario resalta la importancia del ajuste y evaluación local

Capítulo 4. Modelado de la irradiación

de este tipo de modelos, como forma de reducir y conocer los sesgos e incerteza que introducen en su utilización.

4.6.4. Desempeño local de los modelos de fracción difusa

Los modelos se ajustan para cada estación por separado utilizando el procedimiento de validación cruzada explicado en la Sección 4.1. Con este procedimiento se obtienen los coeficientes por estación y los indicadores de desempeño cuando el modelo es ajustado al sitio específico. Los coeficientes e indicadores de desempeño para cada estación se encuentran en (Abal et al., 2017). Para definir un único set de coeficientes en la región, se pondera cada estación de acuerdo al inverso de la incerteza en la medida de fracción difusa (ver Tabla 4.16), lo que resulta en los pesos de la Tabla 4.18. Estos coeficientes ponderados definen modelos globales que se pueden utilizar sobre la región. Un resumen del desempeño de los modelos globales obtenidos por ponderación de los de cada estación, se presenta en la Tabla 4.19, donde se comparan además con los indicadores de la versión original. El desglose por estación se pueden encontrar en (Abal et al., 2017). Se observa una mejora significativa de indicadores cuando se realiza el ajuste local de los modelos, principalmente en el sesgo sistemático (MBD). Estos sesgos disminuyen del rango entre $-4,5\%$ y $+11,0\%$, al rango entre $-2,2\%$ y $+1,7\%$, reduciéndose consistentemente en todos los modelos. Se observa que los modelos univariados, ubicados en la parte derecha de la Tabla 4.19, presentan un rRMSD de $\simeq 22\%$. En cambio, los modelos multivariados (en la parte izquierda) presentan un rRMSD en el rango 18–20%. Los porcentajes son dados respecto a la fracción difusa media de $f_d = 0,49$.

ests.	AZ	SM	LU	AR	TT
$w_i^{\text{dif.}}$	0.14	0.32	0.26	0.14	0.14

Tabla 4.18: Pesos para la ponderación de coeficientes de los modelos de fracción difusa.

mod. difusa	rMBD		rRMSD		mod. difusa	rMBD		rRMSD	
	orig.	ajust.	orig.	ajust.		orig.	ajust.	orig.	ajust.
RBL	7.6	1.3	20.7	18.1	RA1	-2.2	0.5	23.2	21.8
SO2	11.0	1.0	22.9	19.2	EKD	7.9	1.2	23.6	21.9
RA2s	-3.2	0.7	21.0	19.5	P5	–	1.7	–	21.9
RA2	-4.5	-2.2	21.8	19.5	BSL	8.5	0.1	24.4	22.1
RBD	9.2	0.9	23.0	19.8	OH	7.9	0.7	24.1	22.3

Tabla 4.19: Resumen del desempeño de los modelos de fracción difusa con los coeficientes originales y los coeficientes globales. Los modelos están ordenados de menor a mayor rRMSD.

Los modelos originales tienden a sobrestimar la fracción difusa, y en la mayoría de los casos con sesgos mayores al 5%, lo que puede ser consecuencia de que la atmósfera en la región presenta menos turbidez que en los sitios donde los modelos

4.6. Modelado de la fracción difusa

fueron ajustados. Para la mayoría de los modelos ajustados y originales, con la excepción del modelo RBD, la ganancia de los modelos multivariados es significativa frente a los univariados. Observando los modelos ajustados, el de mejor desempeño en la región es el RBL, que utiliza 5 predictores de los cuales 2 no se puede utilizar en tiempo real. Este modelo presenta el menor rRMSD (18 %) y un bajo sesgo. Le siguen, en orden, los modelos SO2, RA2s y RA2, con rRMSD del orden $\simeq 19\%$. De los modelos multivariados el de menor sesgo sistemático es el RA2s. Es interesante observar que el modelo RA2 presenta mismo rRMSD que el modelo RA2s, pero mayor sesgo sistemático, por lo que los 2 parámetros extra del modelo RA2 no resultan en un mejor desempeño. La complejidad del modelo RA2s es significativamente menor que la de los modelos RBL y SO2, por lo que este modelo sería la mejor opción para estimar la fracción difusa horaria en aplicaciones ingenieriles. Esta caracterización de los modelos de fracción difusa, realizada específicamente para el clima del Uruguay, permite asignar incertidumbres realistas a los estimados horarios de irradiación DNI y GTI, y mejora significativamente las capacidades de modelado del recurso solar en el Uruguay.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 5

Aplicaciones

La disponibilidad de un histórico de más de 15 años de imágenes de satélite y de modelos específicamente ajustados para estimar la irradiación solar *horaria* en la región, permite realizar por primera vez en Uruguay una caracterización climatológica del recurso solar. Esta caracterización es la segunda versión del Mapa Solar del Uruguay (MSUv2), donde se mapea la distribución espacial del recurso a escala de medias mensuales y anuales de largo plazo. A partir del modelo satelital seleccionado en la Subsección 4.4.4, se generan mapas hora a hora de la irradiación solar global en plano horizontal (GHI) para el período 2000–2016 y una resolución espacial de $2 \text{ min} \times 2 \text{ min}$, que equivale a aproximadamente $4 \text{ km} \times 3 \text{ km}$. Con respecto al MSUv1, esta metodología resulta en un aumento de la resolución espacial de unos 150 km a 3 km y una reducción significativa de la incerteza del mapeado que en el caso de la GHI es de 15 % a 2%. De la estimación horaria de GHI se derivan estimaciones horarias de DNI y GTI, utilizando el modelo de fracción difusa seleccionado en la Sección 4.6. Para la estimación de la GTI se requiere además de un modelo de transporte de la irradiación a plano inclinado, que se explicará en la Subsección 5.1.4. Este esquema se ilustra en la figura a continuación.

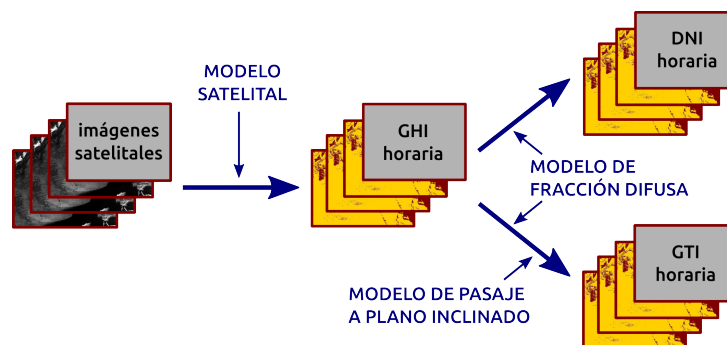


Figura 5.1: Proceso para la estimación horaria de GHI, DNI y GTI.

En la Sección 5.1 se presenta el proceso de elaboración del MSUv2 y la parte más relevante de la nueva información disponible, incluyendo el mapeado de medias, la variabilidad inter-anual de cada componente y la obtención de valores P90

Capítulo 5. Aplicaciones

y P95 (ver Subsección 2.4.2). Se estima su incerteza, y se realizan comparaciones con la primera versión del Mapa Solar (Abal et al., 2011) y el modelo NASA/SSE (ver Subsección 2.7.7). En la Sección 5.2 se desarrolla la elaboración del Mapa de Factor de Capacidad de plantas fotovoltaicas (PV) de mediano y gran porte conectadas a la red, que se confeccionó utilizando el modelo satelital, medidas de temperatura registradas en superficie y un modelo de planta PV desarrollado en el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería (Oroño et al., 2014). Finalmente, en la Sección 5.3 se presentan los aspectos más relevantes de otra aplicación de este trabajo; la generación de series típicas para su uso en la simulación de aplicaciones de energía solar.

5.1. Mapa Solar del Uruguay (v2)

La segunda versión del Mapa Solar del Uruguay (MSUv2) es la primera que se basa en información satelital, además de medidas en tierra. Es también la primera en estimar la distribución espacial de la irradiación DNI y GTI en Uruguay. Los mapas hora a hora se acumulan en el día para generar mapas de irradiación total diaria, que luego se promedian para cada mes del año, obteniendo así los mapas mensuales. El mapa anual se obtiene promediando los mapas mensuales en forma ponderada por la cantidad de días del mes. Esta forma de calcular los promedios anuales es más robusta ante las imágenes faltantes (o huecos en una serie temporal).

5.1.1. Estimación de la GHI

Aplicar el modelo satelital sobre todo el territorio requiere calcular la distribución espacial de los coeficientes A , B , C y D del modelo de brillo de fondo (ver Subsección 4.2.1), que se computaron con una resolución de $2 \text{ min} \times 2 \text{ min}$, resultando en los mapas de la Figura 5.2. Se observa que la distribución de los coeficientes es consistente con la geografía del territorio, como es esperado. En el coeficiente A , las masas de agua como el Océano Atlántico, la Laguna Merín, el Río de la Plata, el embalse del Río Negro, etc., quedan diferenciadas de la tierra firme. El mapa B presenta una discriminación menor en este sentido, pero logra diferenciar el océano del espacio continental. Los mapas C y D diferencian las masas de agua de la tierra firme con mayor contraste que el mapa A . Tanto el mapa A como el mapa B diferencian el Río de la Plata del Océano Atlántico, pero esta discriminación no se observa de forma tan marcada en los mapas C y D . En todos los mapas se destaca la ciudad de Buenos Aires como zona de alto albedo, seguido por la ciudad de Montevideo que tiene menor densidad de población y extensión territorial.

Para generar un acumulado diario se requieren mapas horarios válidos en todo el intervalo diurno. Si falta una hora el acumulado diario no se puede computar y se pierde un día para el promedio mensual. En este contexto, el tratamiento de los huecos es importante para lograr la mayor estadística posible. Los huecos pueden tener dos orígenes: por imágenes faltantes o por píxeles corruptos, siendo el primero el más crítico debido a que afecta un $\simeq 4\%$ de las horas totales mientras

5.1. Mapa Solar del Uruguay (v2)

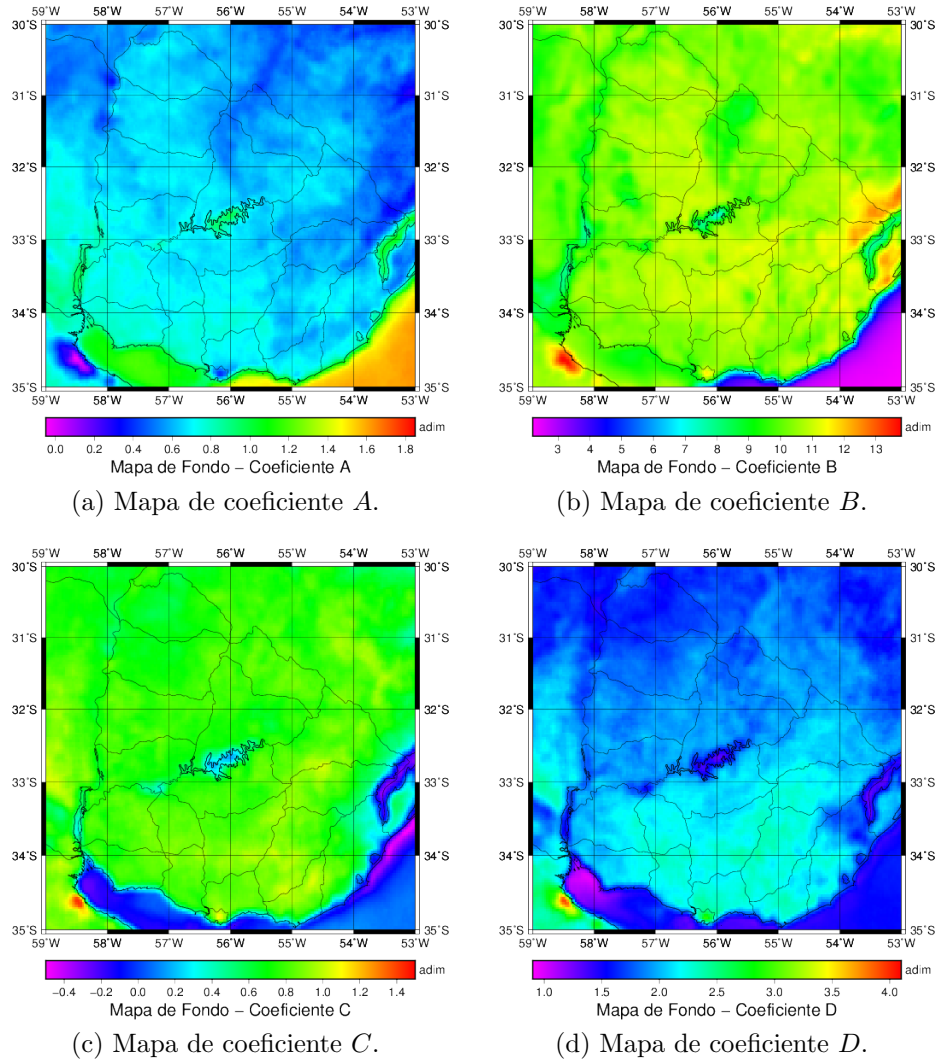


Figura 5.2: Variación espacial de los coeficientes del modelo de fondo.

que los píxeles corruptos son en promedio el $\simeq 1\%$ del $\simeq 1,5\%$ de las imágenes. Estos píxeles generalmente son esparsos, mayoritariamente ocurren en la primera o última hora del día donde los valores de irradiación son bajos, y se interpolan espacialmente intra-imagen. Se utilizó una técnica de inpainting sencilla, que resuelve la ecuación de Laplace en la región faltante utilizando los píxeles conocidos como condiciones de borde (D'Errico, 2012). Para las imágenes faltantes se utilizó una interpolación lineal del índice de claridad horario (k_T) para huecos de hasta dos horas consecutivas. Esta es la situación más común de huecos debido a que siempre se dispone de las imágenes tri-horarias como peor caso, y la interpolación en períodos de hasta dos horas permite recuperar las series temporales casi en su totalidad. Esta forma de interpolación busca aprovechar las particularidades de la irradiación solar, debido a que en ausencia de nubosidad o en condiciones de

Capítulo 5. Aplicaciones

nubosidad no variables, k_T es esencialmente constante y la interpolación por este método es adecuada.

Para la estimación de GHI horaria se utilizó el modelo satelital JPT-v2, seleccionado en la Subsección 4.4.4. Se utilizó un único set de coeficientes para todo el territorio, obtenidos como promedio de los coeficientes de las estaciones de medida del LES/UdelaR, que son los datos de mayor calidad que se disponen en Uruguay y tienen buena cobertura espacial. Los coeficientes utilizados para el modelo son,

$$a = 0,424, \quad b = 0,711, \quad c = -0,391, \quad d = -13,248 \text{ Wh/m}^2, \quad (5.1)$$

y junto con la Ec. (4.7), definen un modelo global para la región que se debe evaluar, incluyendo el efecto de la interpolación para asignar incertezas al MSUv2. La utilización del modelo global con interpolación tiene un efecto perceptible en los indicadores de desempeño, pero no crítico. La evaluación a escala horaria y diaria se muestra en la Tabla 5.2, donde se observan indicadores un poco mayores que los encontrados anteriormente. En ambas escalas temporales, el sesgo sistemático global aumenta de +0,1 % a +1 %, mientras que el rRMSD horario aumenta de 12,0 % a 13,3 % y el diario de 5,5 % a 6,5 %. Si no se considera la interpolación, el modelo global presenta un rRMSD horario de 12,5 % y diario de 5,8 %. En términos generales se observa un aumento de 1 % en rMBD y rRMSD a escala horaria y diaria debido a la utilización del modelo global con interpolación.

Al igual que en la comparación anterior, los indicadores de desempeño para las estaciones LES son mejores que para las estaciones UTE, lo que es esperado por la diferente incerteza de las medidas. Comparando las Tablas 5.2 y D.12 (modelo JPT-v2 ajustado sitio a sitio), se observa que en todas las estaciones existe una tendencia de aumento de indicadores en un 1–2 %, salvo en las estaciones PA y BU, donde se observan aumentos importantes en el rMBD, rKSI y rOVER. Estas diferencias se observan principalmente a escala horaria y aparecen más diluidas a escala diaria, siendo más pronunciadas en rRMSD, por lo que la hipótesis más razonable es que la medida de estas estaciones está un poco por debajo del resto. Se observa que los sesgos en las estaciones LES se alternan entre positivos y negativos y, en cambio, para las estaciones UTE son todos positivos. Esto es consistente con la degradación rápida de los sensores fotovoltaicos Li-Cor que se utiliza en esta red, y ya se habían observado en la Sección 3.4. Esta comparación justifica a posteriori el uso de las estaciones LES para la determinación de los coeficientes globales. La utilización de todas las estaciones para la evaluación de desempeño brindará un estimativo conservador de la incertidumbre característica, del lado de la seguridad.

La evaluación a escala mensual se realiza comparando los promedios mensuales mes a mes. Debido a los huecos conjuntos en las medidas y en satélite, no todos los días del mes están disponibles, por lo que se toma el criterio de calcular la media mensual con un mínimo de 20 días disponibles. Esta evaluación reporta un rMBD de +1 %, similar a las comparaciones anteriores, y un rRMSD de 3,5 %, como se observa en la Tabla 5.1. De nuevo, las estaciones PA y BU muestran indicadores un poco más altos que el resto, tanto en MBD como RMSD, y las estaciones LES muestran mejores indicadores que las estaciones UTE. En las

5.1. Mapa Solar del Uruguay (v2)

estaciones UTE se obtiene nuevamente indicadores de MBD positivos en todos los casos. En la Figura 5.3 se muestran los gráficos de dispersión para las medias mensuales, diferenciando las estaciones LES de las estaciones UTE. Se observa una mayor dispersión y una tendencia del modelo a la sobrestimación en las estaciones UTE, que puede deberse a una medida un poco más baja de los instrumentos Li-Cor, especialmente en condiciones de alta irradiancia ($\geq 1000 \text{ W/m}^2$). No hay ninguna evidencia que indique algún fenómeno local de alta turbidez o recurso más bajo en estas estaciones, en particular, en PA y BU. En la estación BB (UTE) se obtiene un sesgo positivo +2,9% y se encuentra a 50 km de la estación SA, donde se obtiene un sesgo negativo de $-1,0\%$. Tampoco existe evidencia que sustente una diferencia de 4% en dos sitios tan cercanos (como referencia, la variación espacial sureste–noroeste de la GHI de largo plazo en Uruguay se estima en un $\simeq 10\%$).

EVALUACIÓN A ESCALA MENSUAL – MODELO JPT-v2 GLOBAL								
cód. est.	meses #	media Wh/m ²	MBD Wh/m ²	MAD Wh/m ²	RMS Wh/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)
LB	44	16.8	-0.1	0.3	0.3	-0.8	1.6	1.9
SA	48	18.4	-0.2	0.3	0.4	-1.0	1.7	2.0
TT	49	17.1	0.0	0.3	0.4	+0.1	1.8	2.2
RO	34	16.7	+0.2	0.4	0.6	+1.1	2.7	3.6
AR	21	18.5	-0.1	0.3	0.4	-0.4	1.5	1.9
PA	47	14.9	+0.7	0.8	1.1	+4.5	5.2	7.6
RB	53	17.3	+0.1	0.5	0.6	+0.4	2.6	3.3
BU	45	15.5	+0.7	0.8	1.0	+4.3	4.9	6.6
MM	41	16.7	+0.3	0.4	0.6	+1.6	2.6	3.3
RM	35	16.2	+0.0	0.5	0.6	0.0	3.1	3.9
RR	39	16.9	+0.2	0.6	0.7	+1.1	3.4	4.4
BB	30	17.2	+0.5	0.6	0.7	+2.9	3.4	4.3
prom.	–	16.9	+0.2	0.5	0.6	+1.0	2.7	3.5

Tabla 5.1: Indicadores de desempeño a escala mensual del modelo JPT-v2 global.

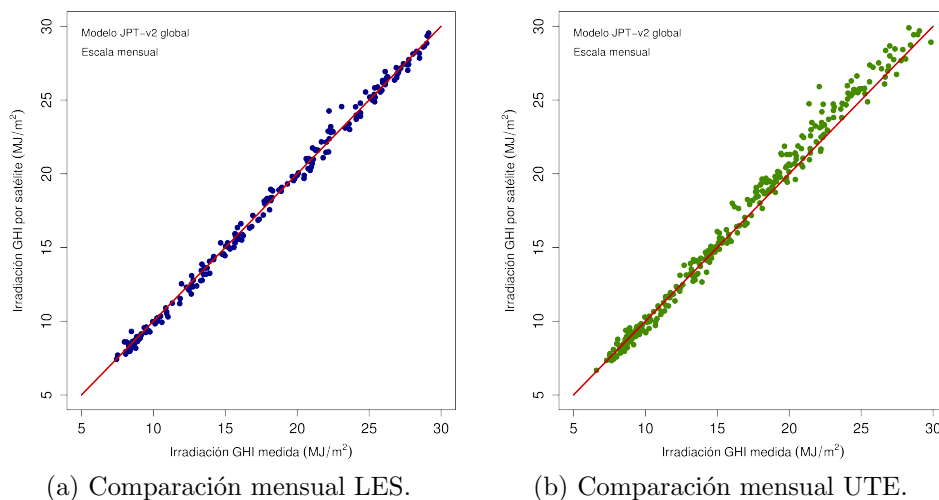


Figura 5.3: Gráficos de dispersión a escala mensual para el modelo JPT-v2 global.

EVALUACIÓN A ESCALA HORARIA – MODELO JPT-v2 GLOBAL												
cód. est.	horas #	media Wh/m ²	MBD Wh/m ²	MAD Wh/m ²	RMS Wh/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)	KSI Wh/m ²	OVER Wh/m ²	rKSI (%)	rOVER (%)
LB	15127	423	-2.6	36.7	52.7	-0.6	8.7	12.5	7.8	0.0	48.9	0.1
SA	16494	454	-4.4	36.1	53.6	-1.0	7.9	11.8	7.6	0.3	49.6	2.2
TT	16759	425	+0.7	39.0	56.0	+0.2	9.2	13.2	5.9	0.2	38.9	1.5
RO	12367	415	+3.9	40.4	57.8	+0.9	9.7	13.9	5.2	0.1	29.3	0.5
AR	8311	452	-0.5	36.0	52.1	-0.1	8.0	11.5	5.0	0.0	23.2	0.0
PA	18835	414	+16.0	48.2	67.6	+3.9	11.6	16.3	16.9	5.5	118.8	38.8
RB	17946	432	+2.3	36.5	53.6	+0.5	8.4	12.4	4.6	0.0	31.5	0.0
BU	17586	418	+17.8	42.7	61.1	+4.3	10.2	14.6	18.0	5.7	122.0	38.4
MM	14093	418	+6.7	36.1	52.9	+1.6	8.6	12.7	6.9	0.2	41.7	1.2
RM	13606	427	+1.5	40.9	57.6	+0.3	9.6	13.5	7.2	0.1	42.7	0.4
RR	13232	416	+5.0	43.6	65.3	+1.2	10.5	15.7	7.1	0.3	41.6	1.6
BB	10825	431	+13.1	37.4	54.7	+3.0	8.7	12.7	13.1	1.0	69.9	5.3
prom.	–	428	+4.2	39.2	56.7	+1.0	9.2	13.3	8.4	1.0	52.4	6.6

EVALUACIÓN A ESCALA DIARIA – MODELO JPT-v2 GLOBAL												
cód. est.	días #	media MJ/m ²	MBD MJ/m ²	MAD MJ/m ²	RMS MJ/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)	KSI MJ/m ²	OVER MJ/m ²	rKSI (%)	rOVER (%)
LB	1348	16.8	-0.1	0.7	0.9	-0.8	4.1	5.3	0.2	0.0	12.9	0.0
SA	1451	18.4	-0.2	0.8	1.0	-1.1	4.2	5.3	0.3	0.0	14.7	0.0
TT	1466	17.1	+0.0	0.7	0.9	+0.1	4.2	5.5	0.2	0.0	12.0	0.0
RO	1085	16.7	+0.1	0.8	1.1	+0.9	5.0	6.5	0.2	0.0	12.5	0.0
AR	714	18.5	0.0	0.7	0.9	-0.2	3.8	5.0	0.2	0.0	7.4	0.0
PA	1431	14.9	+0.7	1.1	1.5	+4.5	7.5	10.1	0.7	0.0	41.0	0.0
RB	1598	17.3	+0.1	0.8	1.1	+0.4	4.7	6.1	0.2	0.0	14.9	0.0
BU	1387	15.5	+0.7	1.1	1.4	+4.3	6.8	8.8	0.7	0.0	41.0	0.0
MM	1262	16.7	+0.3	0.8	1.0	+1.6	4.7	6.2	0.3	0.0	18.8	0.0
RM	1108	16.2	0.0	0.9	1.1	0.0	5.4	6.8	0.3	0.0	16.2	0.0
RR	1153	16.9	+0.2	1.0	1.4	+1.1	5.9	8.3	0.3	0.0	16.3	0.0
BB	965	17.2	+0.5	0.9	1.2	+2.8	5.1	6.7	0.5	0.0	25.9	0.0
prom.	–	16.9	+0.2	0.8	1.1	+0.9	5.0	6.5	0.3	0.0	18.4	0.0

Tabla 5.2: Indicadores de desempeño del modelo JPTv2 con los coeficientes globales. En la Tabla superior están los indicadores a escala horaria y en la Tabla inferior están los indicadores a escala diaria. En la última fila de cada Tabla se brindan los indicadores promedio ponderados por la calidad de la medida de cada estación, como se explicó en la Sección 4.1.

5.1. Mapa Solar del Uruguay (v2)

MSUv2: mapeado de la GHI

El promedio anual de la irradiación GHI diaria se presenta en el mapa de la Figura 5.4. Establecer una incerteza para los valores anuales no es tarea sencilla por la poca cantidad de años de medidas en tierra y sus huecos. Para tener una estimación de este valor se calcularon los acumulados anuales para los años-sitios en que los huecos en las medidas lo permiten. Se consiguieron un total de 26 años-sitio, de los cuáles 10 corresponden a estaciones LES. Se obtuvo un rMBD de +1,2% y un rRMSD de 2,5% para los totales anuales. Debido a que la mayoría de años-sitio corresponde a estaciones UTE, cuyas medidas son de mayor incertidumbre, esta es una estimación muy conservadora (utilizando sólo las estaciones LES se obtiene un rMBD de -0,5% y un rRMSD de 1,0%). El mapa anual de la Figura 5.4 (así como los de DNI y GTI) se generó a partir de 5890 días de estimaciones satelitales, que es equivalente a 16,1 años efectivos que se obtienen del periodo 2000-2016 (ver Tabla 5.3). Considerando esta cantidad de años para el mapeado de largo plazo, la incerteza se reduce a $2,5\% / \sqrt{16,1} \approx 0,6\%$, por lo que el desvío sistemático pasa a ser más importante. Del lado de la seguridad, declaramos para la GHI anual del MSUv2 una incerteza de $1,2\% + 0,6\% \approx 2\%$.

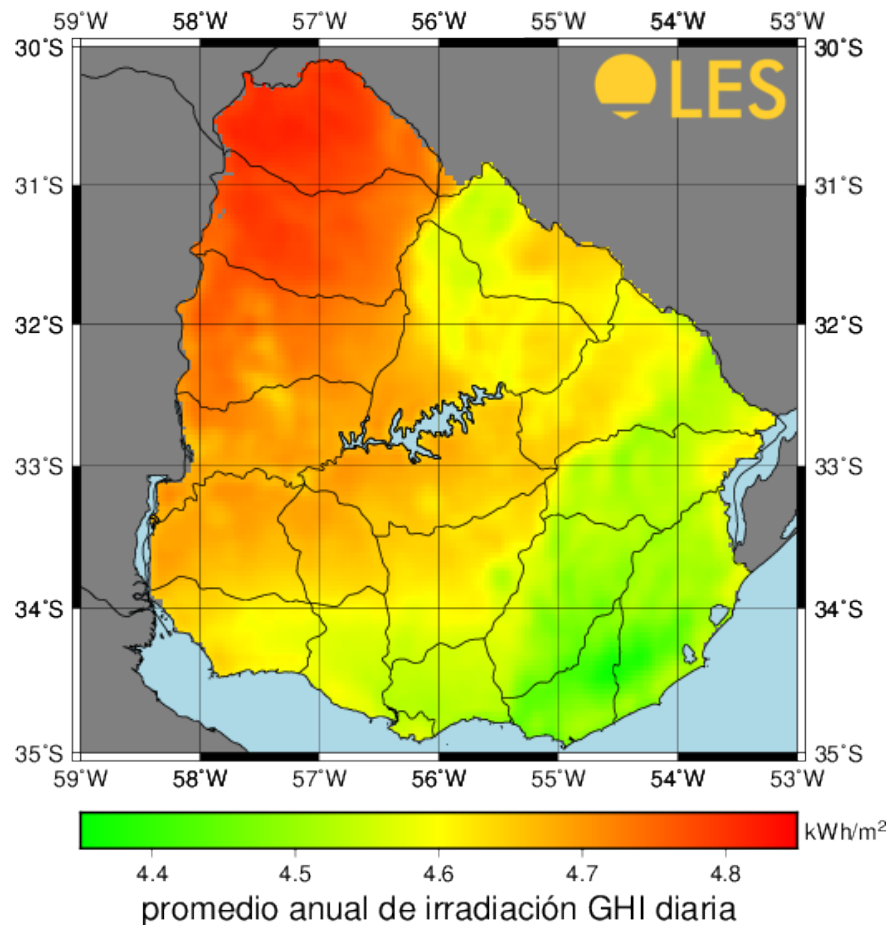


Figura 5.4: Mapa anual de irradiación GHI diaria promedio.

Capítulo 5. Aplicaciones

mes	ene	feb	mar	abr	may	jun	
días	511	464	516	498	507	487	
años	16.5	16.4	16.6	16.6	16.4	16.2	
mes	jul	ago	set	oct	nov	dic	total
días	507	497	465	469	485	484	5890
años	16.3	16.0	15.5	15.1	16.2	15.6	16.1

Tabla 5.3: Cantidad de días para las medias mensuales de cada mes y para la media anual.

El mapa anual de la Figura 5.4 se construye a partir de los mapas mes a mes, donde se grafica la distribución espacial del promedio mensual de irradiación diaria. Los mapas de los doce meses se encuentran en el Apéndice A, dos de los cuales (enero y julio) se muestran en la Figura 5.5. En estos mapas se observa la estacionalidad esperada en los mapeados; los menores niveles de radiación ocurren en junio y julio, y los mayores en diciembre y enero. La estacionalidad del recurso se discutirá en mayor detalle en próximas subsecciones.

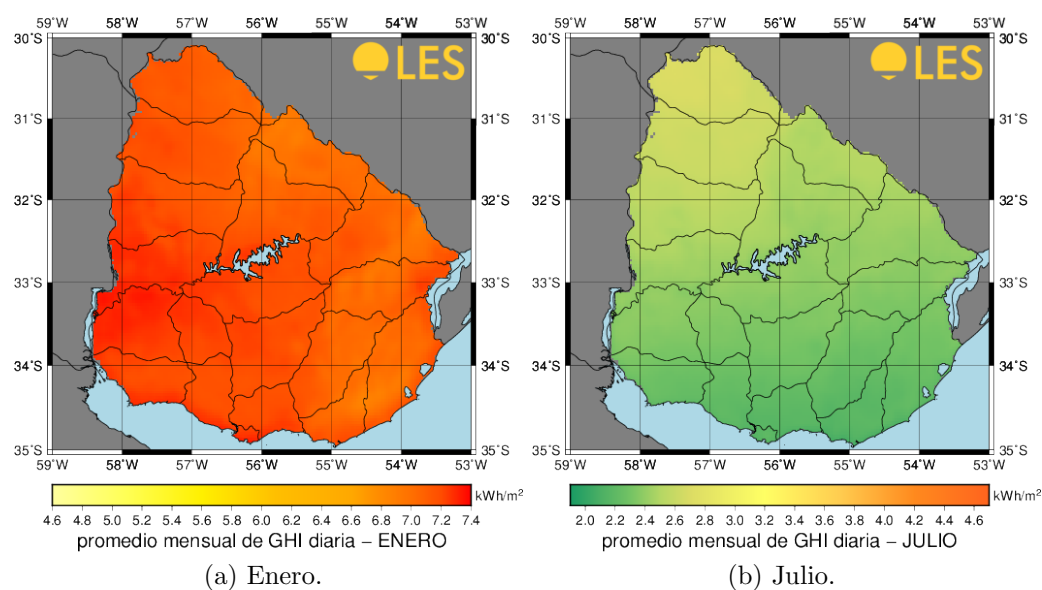


Figura 5.5: Mapas mensuales de irradiación GHI diaria (promedio).

En la Figura 5.6 se muestra una comparación de los valores mensuales estimados por satélite contra los valores mensuales de todas las medidas en superficie, utilizando para ambos el periodo 2010–2014. Como se utilizan sólo 5 años de datos, los valores graficados no son las medias mensuales de largo plazo que contiene el MSUv2. No obstante, permiten observar el acuerdo entre los valores mensuales promedio estimados por satélite contra las medidas en tierra disponibles, aunque sea para un periodo reducido de tiempo. En el gráfico superior se muestra la comparación en términos absolutos y en el gráfico inferior los desvíos en términos relativos, utilizando la media de las medidas como referencia ($4,7 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$)

5.1. Mapa Solar del Uruguay (v2)

en este caso). Utilizando todas las estaciones se observa un desvío promedio de +1,2%, con un máximo de +5,1% en febrero y un mínimo de -1,8% en julio. Este +1,2% es el mismo que se obtuvo a escala anual, al inicio de esta subsección.

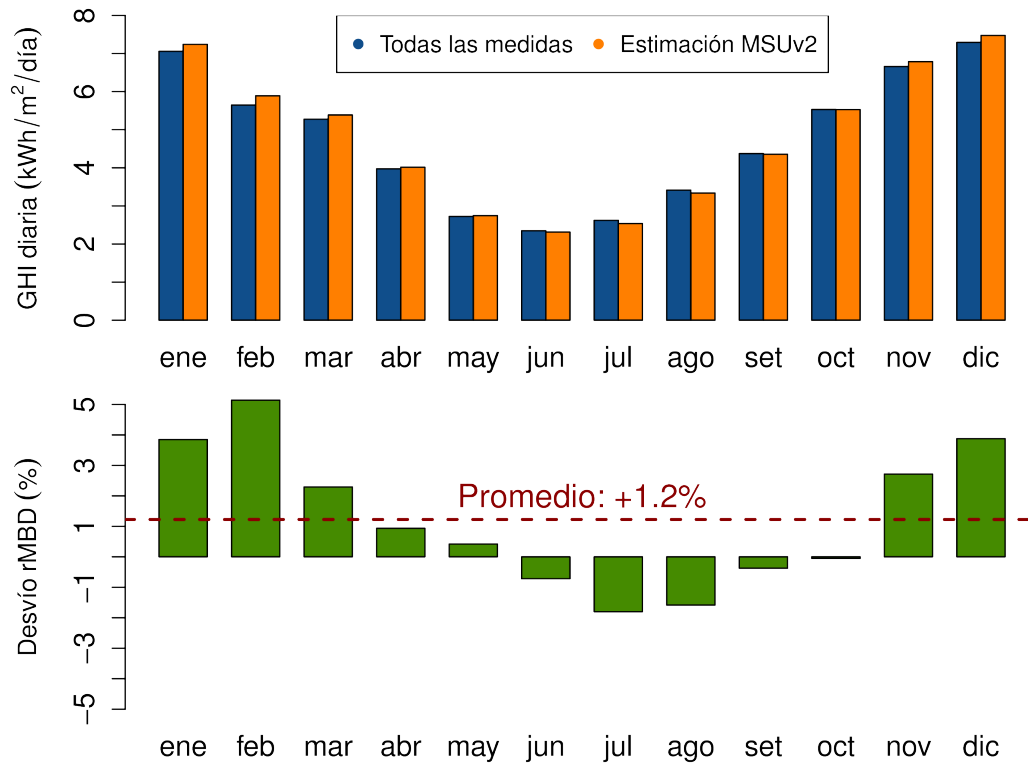


Figura 5.6: Comparación entre los promedios mensuales estimados por satélite (metodología MSUv2) y las medidas de tierra.

En la Figura 5.7 se muestran las barras de desvío cuando se utilizan sólo las estaciones LES y UTE por separado. Se observa que para las estaciones LES los desvíos se encuentran dentro del rango $\pm 2\%$, con un promedio de $-0,3\%$. En cambio, utilizando las estaciones UTE los desvíos del estimado satelital se encuentran entre un máximo de $+7,4\%$ para febrero y un mínimo de $-1,9\%$ para julio, con un promedio de $+2,3\%$. Para ambos grupos de medidas los desvíos mínimos son similares y ocurren en los meses de baja irradiación. En cambio, para los meses de alta irradiación se observan mayores desvíos en la comparación con las estaciones UTE, lo que resulta en un desvío promedio mayor. Estas observaciones refuerzan la hipótesis de que las medidas de las estaciones equipadas con radiómetros Li-Cor puedan estar afectadas en condiciones de alta irradiancia y la opción por entrenar el modelo sólo con medidas de estaciones LES para el MSUv2, cuyos desvíos presentan una estacionalidad menos marcada. Este comportamiento también se puede apreciar en la Figura 5.3.b, donde la comparación mensual entre la estimación por satélite y las medidas Li-Cor tiene un buen acuerdo hasta valores de irradiación media, observándose las diferencias para valores de alta irradiancia.

Capítulo 5. Aplicaciones

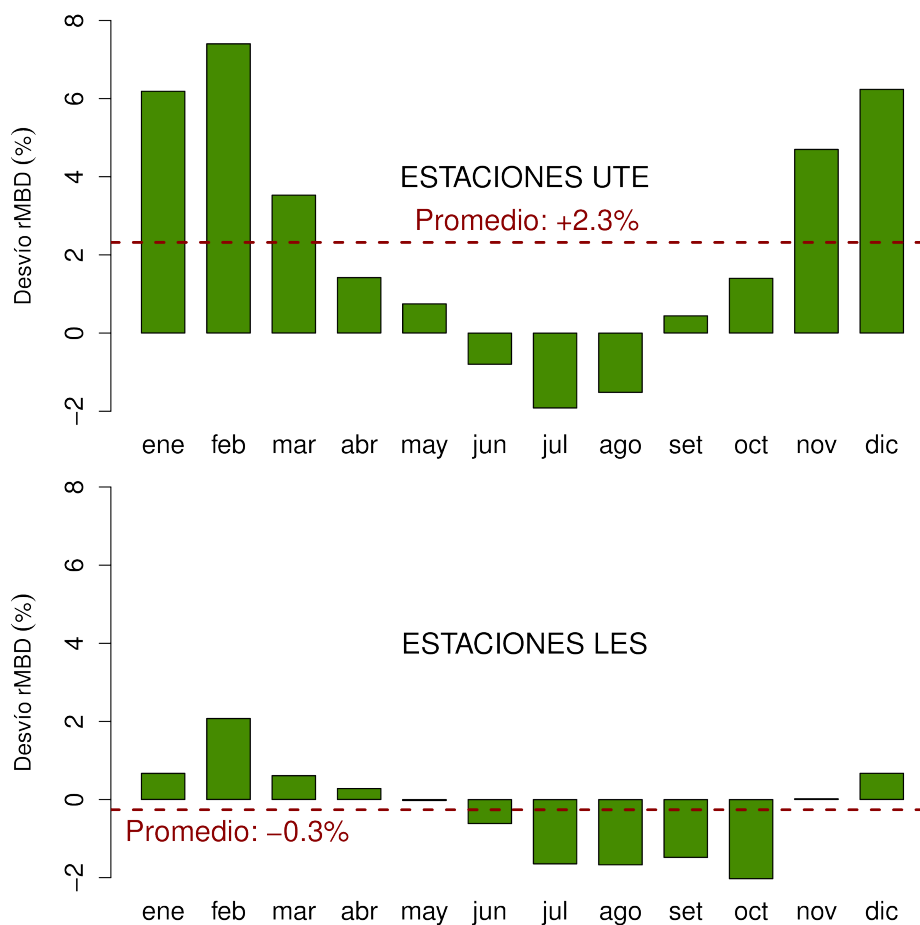


Figura 5.7: Comparación entre los promedios mensuales estimados por satélite (metodología MSUv2) y las medidas de tierra, discriminando por estaciones LES y UTE.

La evaluación de desempeño del modelo satelital a escala mensual se presentó en la Tabla 5.1, donde se encontró un rMBD de +1,0% y un rRMSD de 3,5% al comparar con los datos de todas las estaciones de medida. Siguiendo un procedimiento similar al mapa anual para asignar incertidumbre a los mapas mensuales, se tiene que $1,0\% + 3,5\%/\sqrt{16,1} \approx 2\%$, lo que es similar a la incerteza del mapa anual.

MSUv2: distribución espacial de la GHI anual

En el mapa de la Figura 5.4 se observa una distribución similar a la predicha por el MSUv1, donde los niveles de irradiación crecen desde el sureste hacia el noroeste del territorio. Los mayores niveles de irradiación sobre plano horizontal se encuentran en los departamentos de Artigas y Salto, y los menores en la zona costera oceánica de Rocha y Maldonado. El recurso promedio diario varía de 4,35 kWh/m²/día en el sureste (Rocha) a 4,80 kWh/m²/día en el norte del país (Artigas), con una media en territorio de 4,60 kWh/m²/día. Esto representa

5.1. Mapa Solar del Uruguay (v2)

una variabilidad espacial máxima del recurso anual de GHI de $\pm 5\%$ con respecto a la media en el territorio. En términos de irradiación total anual, se tienen $1,59 \text{ MWh/m}^2/\text{año}$ (mínimo), $1,69 \text{ MWh/m}^2/\text{año}$ (media) y $1,76 \text{ MWh/m}^2/\text{año}$ (máximo), lo que equivale a $15,7 \text{ MJ/m}^2/\text{día}$, $16,7 \text{ MJ/m}^2/\text{día}$ y $17,3 \text{ MJ/m}^2/\text{día}$, respectivamente. Estos estimativos son en media un 6% más altos que los del MSUv1, como se discute en la Subsección 5.1.2.

La metodología satelital da resultados de buena resolución espacial, lo cual permite observar detalles en la distribución de irradiación anual hasta ahora ignorados. Por ejemplo, en la zona norte de Rivera y el norte de Tacuarembó se observa un comportamiento llamativo, con un descenso leve (en torno al 5%) del recurso solar respecto a sus alrededores. Esta es una de las principales zonas forestales del país y el terreno presenta menor albedo, como se puede observar en la Figura 5.8, donde se presenta una imagen del satélite Landsat (Google-Earth) y una imagen de factor de reflectancia GOES-East sin nubes en todo el territorio.

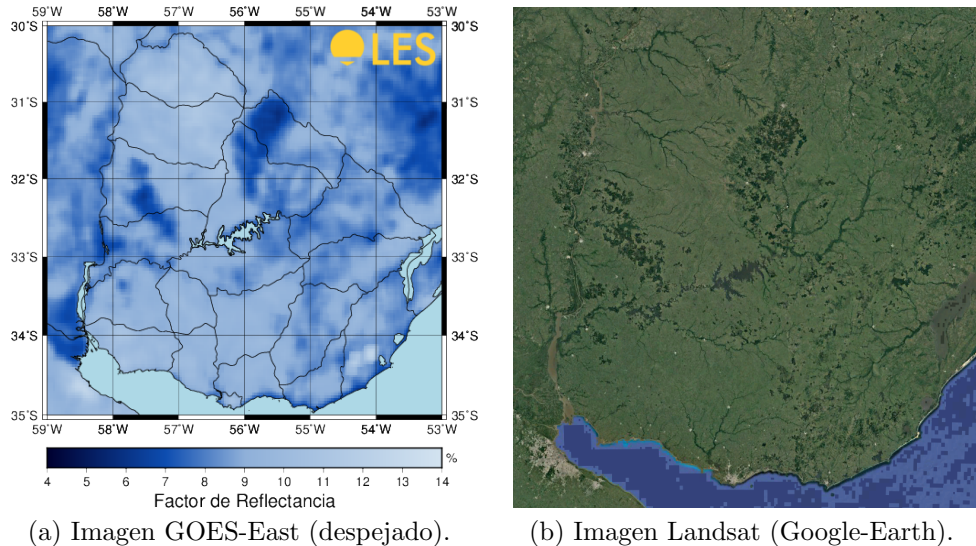


Figura 5.8: Brillo de fondo observador por dos satélites: Landsat y GOES-East.

Para descartar que el comportamiento en esta zona sea un artificio del modelo de fondo, se realizó un estudio de la nubosidad sobre Uruguay. Para ello se utilizó el índice de nubosidad del modelo GL, η_{GL} , que representa la cobertura nubosa del píxel (ver Subsección 2.7.5). Se analizó para el periodo 2000-2016 el porcentaje de horas para las cuales el $\eta_{GL} = 1$ (cobertura total) y $\eta_{GL} > 0,5$ (cobertura total o parcial). El resultado de este análisis se muestra en la Figura 5.9. A la derecha se encuentra la probabilidad de la nubosidad parcial o total, cuya distribución es similar a la del mapa de GHI. En la figura de la izquierda se presenta el resultado para cobertura total. Se observa que efectivamente en la zona del norte de Rivera y Tacuarembó hay más probabilidad de cobertura nubosa que en el litoral oeste. En esta zona la probabilidad de cobertura total es de $\simeq 10,5\%$ y la de cobertura total o parcial es de $\simeq 37\%$, frente a los valores de $\simeq 9\%$ y $\simeq 34\%$ del litoral oeste.

Capítulo 5. Aplicaciones

Ambas diferencias de nubosidad son del orden del 10 %, en tanto el recurso solar se reduce en torno a un 6 % (de $\simeq 4,8 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ a $\simeq 4,5 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$). Esta diferencia es pequeña y esta muy por debajo de la incertidumbre del MSUv1, pero es superior a la incertidumbre de los estimativos anuales del MSUv2 (2 %). Las zonas donde se observa una mayor probabilidad de nubosidad aparecen delimitadas por la ubicación de la Cuchilla de Haedo y la Cuchilla Grande. A partir de este análisis concluimos que la diferencia en la estimación del recurso entre ambas zonas se debe a la nubosidad local, y no a un artificio introducido por el modelo. Dado que el LES no mide irradiancia en esta zona, esta conclusión queda pendiente de ser verificada con datos de calidad adecuada.

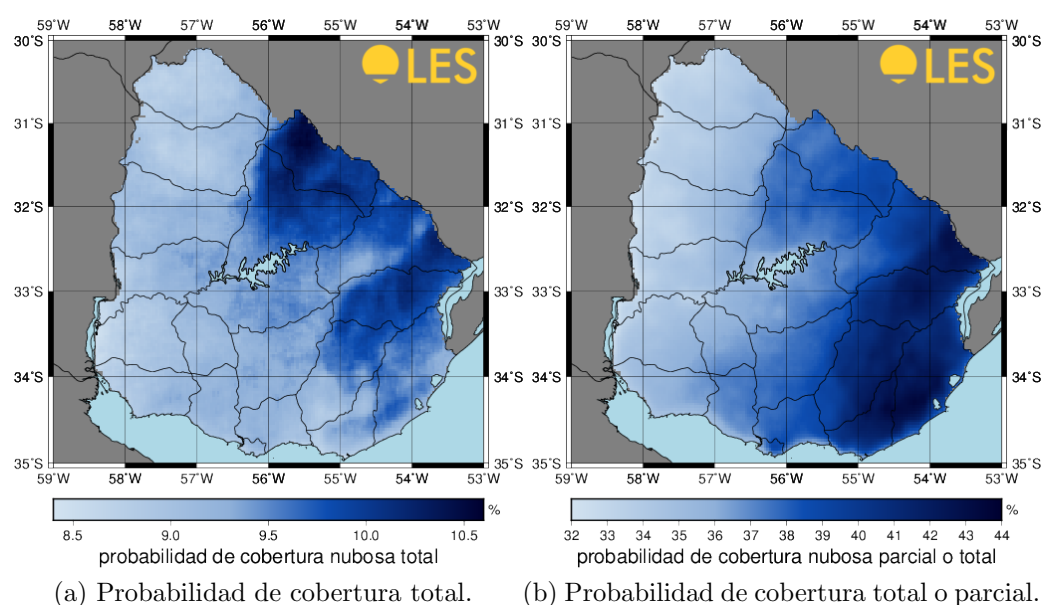


Figura 5.9: Porcentaje de horas con cobertura nubosa (período 2000-2016).

MSUv2: variación estacional de GHI

La medias mensuales de GHI, promediadas sobre todo el país, se presentan en la primera fila de la Tabla 5.4 y se grafican en anaranjado en la Figura 5.10. El mínimo de irradiación media diaria es de $2,2 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ (en junio) y el máximo es de $7,0 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ (en enero y diciembre), mostrando que la variación estacional es mucho más importante que la variación espacial del recurso. La variabilidad espacial de esta estacionalidad no es muy acentuada. Se incluye en la Tabla 5.4 las medias mensuales del litoral norte (Salto y Artigas) y las medias mensuales de la costa oceánica (Rocha y Maldonado), que se grafican en rojo y azul respectivamente en la Figura 5.10. Hacia el verano la variabilidad espacial disminuye a niveles muy bajos, y el recurso es muy similar en todo el país. La variabilidad espacial se incrementa hacia el invierno, con un máximo de $0,6 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ en el mes de agosto (del orden de 12 % de la media anual de $4,6 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$).

5.1. Mapa Solar del Uruguay (v2)

zona	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	set	oct	nov	dic
URU	7.0	6.0	5.0	3.8	2.7	2.2	2.4	3.1	4.1	5.2	6.5	7.0
LN	7.0	6.2	5.2	3.9	2.8	2.3	2.6	3.4	4.3	5.3	6.6	7.0
CO	6.9	5.8	4.8	3.6	2.5	2.1	2.2	2.8	3.9	5.1	6.4	7.0

Tabla 5.4: Estacionalidad del recurso de GHI en Uruguay y desglosado por zonas. URU (Uruguay), LN (Litoral Norte) y CO (Costa Oceánica).

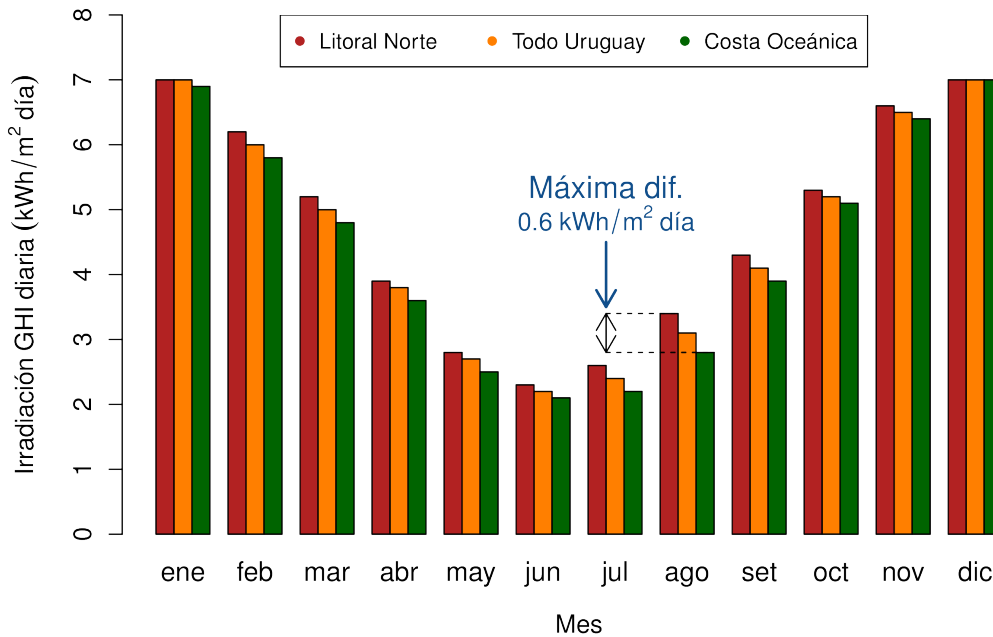


Figura 5.10: Estacionalidad del recurso de GHI en Uruguay.

5.1.2. Comparación con MSUv1

El MSUv1 caracterizó las medias mensuales y el promedio anual de la irradiación GHI de largo plazo en 12 puntos del país, que sirvieron como base para interpolar la distribución espacial del recurso en Uruguay y elaborar los mapas. Estos mapas se pueden consultar en <http://les.edu.uy/productos/> y los detalles de su elaboración están en la Memoria Técnica del MSUv1 (Abal et al., 2011). La base de información del MSUv1 consistió en las medidas de tierra de calidad aceptable disponibles en la época; 3 series de medida de irradiación diaria y varias series de observaciones de Heliofania realizadas por el INUMET a lo largo de varias décadas. No hay ninguna intersección entre las bases de información del MSUv1 y del MSUv2, por lo cual la coincidencia general de ambas distribuciones refleja la realidad del recurso en el Uruguay.

Para establecer una comparación cuantitativa con el MSUv1 generamos las medias mensuales y anuales para sus 12 sitios base, encontrándose que los valores del MSUv2 son sistemáticamente mayores que los del MSUv1. De los $12 \times 12 = 144$ meses-sitios comparados, en sólo 21 de ellos las medias mensuales del MSUv1

Capítulo 5. Aplicaciones

estaban ligeramente por encima que las del MSUv2, correspondiendo éstos principalmente a meses de invierno. En los restantes 123 meses-sitio el MSUv2 se encuentra por encima. En la Figura 5.11 se muestra la comparación mes a mes del promedio del recurso sobre las 12 estaciones. En el gráfico de la izquierda se presentan las medias mensuales de cada fuente de información y en la derecha se grafican las diferencias en forma porcentual, respecto a la media anual de los 12 sitios del MSUv1 (4,4 kWh/m²/día, en este caso). Se observa que ambas estimaciones están en mejor acuerdo para los meses de mayo a agosto, y las diferencias crecen hacia el verano. En otras palabras, el MSUv2 presenta mayor estacionalidad que la encontrada en el MSUv1. Las máximas diferencias son de +13,2% y +11,2% y ocurren en los meses de diciembre y enero respectivamente. En terminos anuales, el MSUv2 está un 6% por encima que el MSUv1. Esto es consistente con la media anual sobre el territorio, que el MSUv1 establecía en 4,4 kWh/m²/día y el MSUv2 establece en 4,6 kWh/m²/día (diferencia del orden de +5%). Se observó también una diferencia de subestimación del MSUv1 si se discriminan la estaciones entre el sur y el norte del Río Negro. Para las estaciones del norte se encontró una subestimación de +2% y para las estaciones del sur se encontró una subestimación de +8%. Esto quiere decir que el MSUv2 estipula una menor variabilidad espacial en el territorio que el MSUv1, que para la GHI pasa de 18% a 10%. Todas las diferencias encontradas están dentro del rango de incerteza del MSUv1 (15%).

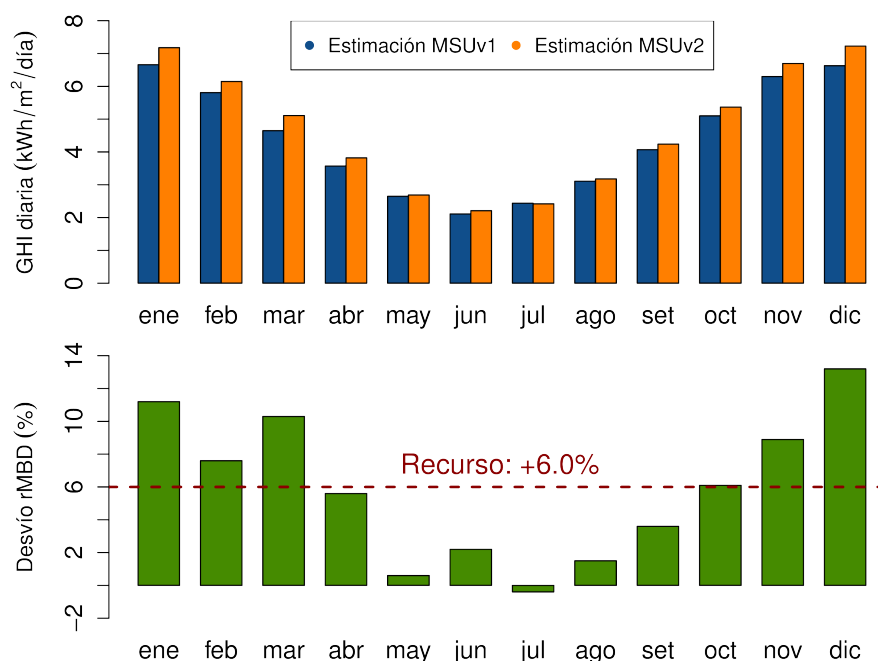


Figura 5.11: Comparación entre los estimativos del MSUv1 y del MSUv2.

La subestimación observada en el MSUv1 puede tener origen en las series de irradiación utilizadas como base. De las 3 series usadas, sólo una se ubicaba al norte del Río Negro (en Rivera). No se disponían de series de datos de irradiación para la región Salto-Artigas, que es la de mayor recurso. La serie Melilla en el sur,

5.1. Mapa Solar del Uruguay (v2)

fue registrada con un radiómetro Li-Cor que falló apreciablemente poco después de la elaboración del MSUv1 (2010), saturando en condiciones de alta irradiancia. Esto explicaría la tendencia a la subestimación del recurso por parte del MSUv1, especialmente al sur del Río Negro. Una de las conclusiones de aquel trabajo fue la necesidad de implementar un programa de medida de la radiación solar con calidad controlada en Uruguay, que se inició en 2010 como se describió en el Capítulo 3.

5.1.3. Comparación con NASA/SSE

El modelo NASA/SSE (ver Subsección 2.7.7) es ejecutado globalmente con una resolución espacial de $1^\circ \times 1^\circ$, lo que representa 18 puntos sobre el territorio continental uruguayo. De manera similar a la subsección anterior, se calcularon las medias mensuales de largo plazo para dichos puntos a efectos de comparar las estimaciones. Esta comparación sirve a modo de referencia, dado que el modelo NASA/SSE es de carácter global y no tiene ninguna adaptación local o ajuste a medidas en la región. En este caso, las diferencias mensuales se alternaron entre positivas y negativas, con una marcada tendencia estacional, como se observa en la Figura 5.12. En los meses de mayo a setiembre el MSUv2 está sistemáticamente por debajo del estimado NASA/SSE, y en los otros meses por encima, lo que significa que el MSUv2 estipula una mayor estacionalidad del recurso. Las diferencias se encuentran entre +8 % para verano y -3 % para invierno, y en términos anuales la diferencia es de +2,5 %, que es menor que la de +6,0 % encontrada con el MSUv1 y del orden de la incerteza del mapa anual. En la comparación MSUv2 versus NASA, no se encontraron diferencias significativas entre el sur y el norte del Río Negro.

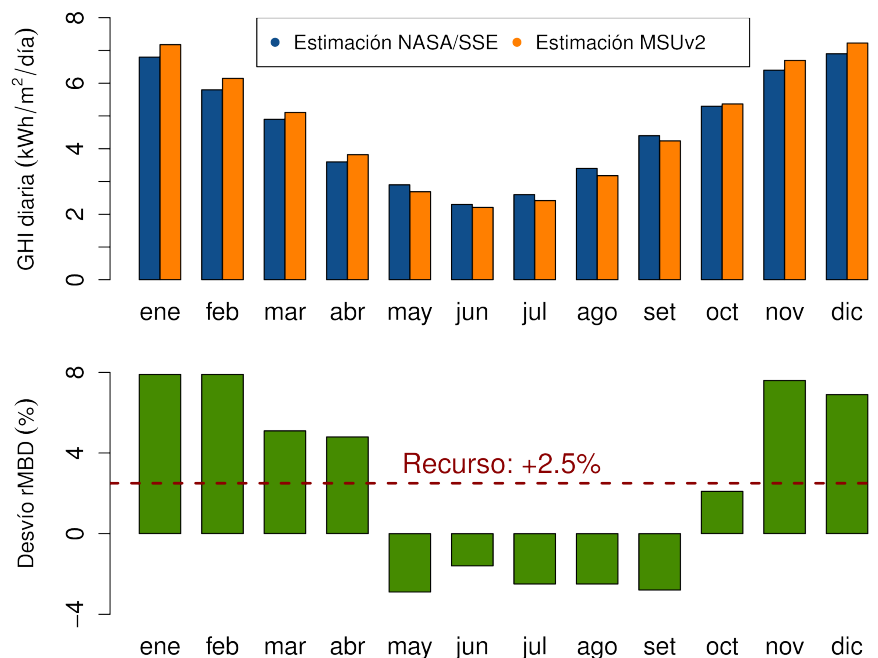


Figura 5.12: Comparación de los estimativos NASA/SSE y MSUv2.

5.1.4. Estimación de componentes de la irradiación

La irradiación directa en incidencia normal (DNI) es la componente relevante para las aplicaciones de concentración solar. En Uruguay, hasta el momento, esta variable es poco conocida debido a la dificultad para su medida continua. Existe una única medida en el LES, operativa desde 2015, y actualmente está a prueba una segunda medida a ser ubicada en las cercanías de Bella Unión (Artigas).

Dada la serie temporal horaria de GHI, I_h , y la de fracción difusa, f_d , la serie temporal de DNI (I_b) se puede calcular a la misma escala temporal de acuerdo a la siguiente relación geométrica,

$$I_b = \frac{I_h - I_{dh}}{\cos \theta_z^*} = \frac{I_h \times (1 - f_d)}{\cos \theta_z^*}. \quad (5.2)$$

Esta expresión es propensa a error para horas de poca altura solar en las cuales $\cos \theta_z^* \simeq 0$. Además, la incorporación en el cálculo de un modelo de fracción difusa introduce incertidumbre en la estimación que se agrega a la incerteza de base en los estimativos de GHI. Sin embargo, esta incertidumbre será mayor en condiciones de cielo nublado que en condiciones de cielo despejado, que es cuando la DNI tiene mayor interés. En una estimación de largo plazo los errores positivos y negativos se cancelan reduciendo la dispersión y el desvío sistemático pasa a ser relevante.

Otras aplicaciones de energía solar, como los paneles fotovoltaicos o los colectores solares sin concentración, son capaces de aprovechar la componente global de la irradiación. Es una práctica usual inclinar las superficies de captación para maximizar la cantidad de energía anual incidente sobre el sistema. Otro motivo para inclinar las superficies es modificar la estacionalidad de la energía colectada aumentando la captación de invierno (usualmente utilizada en aplicaciones de calentamiento de agua sanitaria). La magnitud que interesa en estos casos es la irradiación solar global en plano inclinado (GTI) cuyo valor depende de la inclinación de la superficie. Consideraremos aquí superficies con inclinación β orientadas al norte. Para estimar la GTI a partir de la GHI y sus componentes directa y difusa, se utilizan modelos de *transporte a plano inclinado* (Duffie and Beckman, 2006). El modelo HDKR tiene en cuenta los efectos de la anisotropía en la distribución de la irradiación difusa en la bóveda celeste y, en particular, el aumento de irradiación difusa proveniente de la zona circumsolar y del horizonte. Este modelo tiene una base física con algunas modificaciones de carácter fenomenológico, y considera tres términos que modelan las diferentes contribuciones a la irradiación global en el plano inclinado, según,

$$I_t = (I_b + A_i I_{dh}) r_B + I_{dh} (1 - A_i) \left[1 + f \sin^3 \frac{\beta}{2} \right] \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I_h \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right), \quad (5.3)$$

donde cada término (de izquierda a derecha) corresponde a:

- la irradiación proveniente del disco solar (directa y difusa circumsolar),
- la irradiación difusa proveniente del resto de la bóveda celeste y del horizonte,
- la irradiación reflejada hacia el plano inclinado por el terreno circundante.

5.1. Mapa Solar del Uruguay (v2)

En la Ec. (5.3), los términos $(1 \pm \cos \beta)/2$ son, respectivamente, los factores de vista entre la superficie inclinada y la bóveda celeste y entre la superficie inclinada y el suelo, y se utilizan las siguientes magnitudes,

$$r_B = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}, \quad A_i = \frac{I_{bh}}{I_{oh}}, \quad f = \sqrt{\frac{I_{bh}}{I_h}}. \quad (5.4)$$

donde θ es el ángulo que forma la dirección Tierra-Sol con la normal al plano inclinado, I_h e I_{bh} son la irradiación global y directa en plano horizontal e I_{oh} es la irradiación extraterrestre en un plano horizontal al tope de la atmósfera, definida en la Ec. (2.13). El ángulo θ varía a lo largo del día (y del año), depende de la posición geográfica y de la inclinación β y el azimut γ de la superficie inclinada. r_B es la **razón directa horaria**, un factor geométrico que representa la proyección de la irradiación directa en plano horizontal sobre el plano inclinado. A_i es una transmitancia para la irradiación directa, y se utiliza como medida de cuánta irradiación difusa es dispersada hacia adelante desde la zona circumsolar. De esta forma, la fracción A_i de la difusa (asumida como circumsolar) es modelada como irradiación directa y la fracción $(1 - A_i)$ es modelada efectivamente como irradiación difusa. El término $(1 + f \sin^3 \beta/2)$ modela la contribución del brillo de horizonte a la irradiación difusa (Klucher, 1979), más grande cuanto mayor sea β (entre 0° y 90°), e incluye un factor modulante f propuesto por Reindl et al. (1990b) que modela el efecto de la nubosidad en esta contribución. En el último término de la Ec. (5.3) se incluye una componente reflejada por el suelo con una reflectividad ρ . En la práctica, la irradiación reflejada debe ser evaluada con cuidado para cada caso particular dependiendo de las superficies y construcciones circundantes. Para el MSUv2 hemos tomado un suelo reflector con un valor de reflectividad genérico, $\rho = 0,20$, que es la reflectividad aproximada del pasto seco o pedregullo, y es representativa de varios tipos de terrenos comunes.

Es posible definir un *ángulo óptimo* de inclinación como aquel que maximiza la cantidad de energía anual sobre la superficie de captación. Este es el ángulo utilizado, por ejemplo, en las aplicaciones de generación fotovoltaica de gran y mediana escala. En ausencia de nubosidad, en condiciones de nubosidad constante o fuera de la atmósfera, este ángulo coincide con la latitud ($\beta = |\phi|$) (Duffie and Beckman, 2006). En una localidad donde hay mayor nubosidad en invierno, conviene inclinar menos la superficie y captar más en verano, y viceversa si hubiese más nubosidad en el verano. Esto significa que el régimen de nubosidad media local afecta el valor del ángulo óptimo. En la Figura 5.13 se ilustra para Montevideo y Salto la variación de la irradiación global anual incidente en función de la inclinación β .

Las curvas de la Figura 5.13 se obtuvieron a partir de la estadística 2000-2016 de estimativos satelitales y el modelo de la Ec. (5.3). Como es esperado, se observa un ángulo de inclinación óptimo un poco menor en Salto (al norte) que en Montevideo (al sur). La irradiación tiene un máximo global de poca concavidad, y en un rango de $\pm 10^\circ$ de la inclinación óptima la irradiación anual varía en tan sólo un 1%. La conclusión es que hay un rango de casi 20° donde la irradiación anual varía muy poco y desde el punto de vista de maximizar esta irradiación, no es crítico ajustar finamente la inclinación de las superficies de captación. El mapa

Capítulo 5. Aplicaciones

de irradiación anual GTI del MSUv2 se realizó para una inclinación $\beta = 25^\circ$.

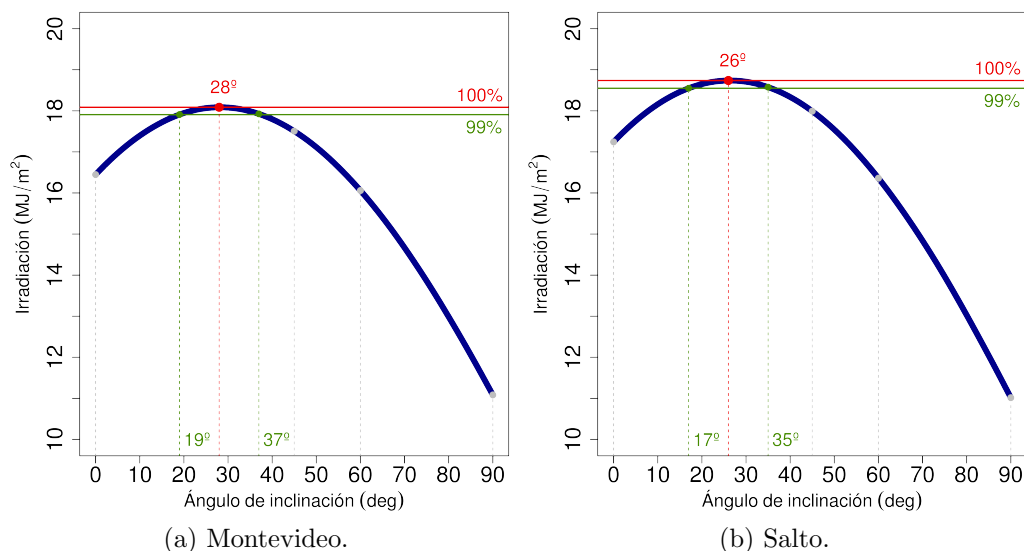


Figura 5.13: Irradiación anual en función del ángulo de inclinación (orientación norte).

MSUv2: mapa anual de DNI y GTI

La DNI y la GTI se computan a escala horaria a partir de la GHI, utilizando el modelo de fracción difusa RA2s que se ajustó localmente en la Sección 4.6 y las expresiones de las Ecs. (5.2) y (5.3). Siguiendo el mismo procedimiento que para el mapa de GHI, se obtienen los mapas de la Figura 5.14, que representan el primer mapeado de estas componentes en Uruguay. La distribución espacial es similar a la de la GHI, con leves variaciones. Según esta estimación, el recurso de DNI varía desde un mínimo de $4,3 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ a un máximo de $5,1 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$, con una media de $4,8 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$. La media de GTI es de $5,0 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ y su rango de variación es menor al de la DNI, con un mínimo de $4,7 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ y un máximo de $5,2 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$. Se observa que la variabilidad espacial máxima del recurso anual de DNI es de 17% y del recurso anual de GTI es de 10%, coincidiendo este último con el de la GHI.

Establecer una incerteza a estos mapas es tarea menos sencilla que para el mapa de GHI, dada la relativa escasez de medidas de estas componentes. Las medidas directas de DNI no existían en Uruguay hasta mediados de 2015 y las indirectas, a través de medidas de GHI y DHI, son de alta incerteza. Por otro lado, las medidas de GTI de buena calidad son escasas y se desconoce para Uruguay la incertidumbre asociada a los modelos de transporte de la irradiación a plano inclinado. En (Alonso-Suárez et al., 2016a) se realizó una evaluación preliminar de la DNI a escala diaria utilizando medidas indirectas obtenidas a partir de medidas de DHI y GHI con instrumentos SPN1 en las estaciones de SA y AZ. Utilizando 1527 días de datos se determinó para la estimación de DNI un rMBD de $-2,7\%$ y

5.1. Mapa Solar del Uruguay (v2)

un rRMSD de 18,4%. El rRMSD diario encontrado es 2,6 veces el rRMSD de la estimación de GHI con los mismo datos, reflejando las debilidades de la metodología usada y la escasa base de información disponible sobre este aspecto del recurso. En la Figura 5.15 se muestran los gráficos de comparación entre las medidas y el modelado de la GHI y la DNI por satélite, a escala diaria. De la comparación de ambos gráficos es directo advertir que el problema de estimación de DNI es más complejo que el de GHI. Provisionalmente, utilizaremos esta comparación para establecer una incerteza en el mapeado de DNI. Tomando el sesgo sistemático encontrado de $-2,7\%$ y que la incerteza para la DNI fue 2,6 veces mayor que la GHI (a la que se le había asignado una incerteza de 2% en el mapeado) tenemos que $2,7\% + 2,6 \times 2\% \approx 8\%$, lo que nos pone del lado de la seguridad para este primer mapeado de DNI. La estimación de GTI es menos compleja que la de DNI, por lo que la incerteza del mapeado es seguramente menor. En ausencia de medidas de calidad adecuada para evaluar esta incerteza, siendo conservadores, le asignamos a la GTI la misma incerteza que al mapeado de DNI ($\approx 8\%$). Para una estimación más ajustada de estas incertidumbres, es necesaria la comparación con medidas de tierra de alta calidad (BSRN o equivalente) y con una estadística representativa. Esto sólo será posible en los próximos años.

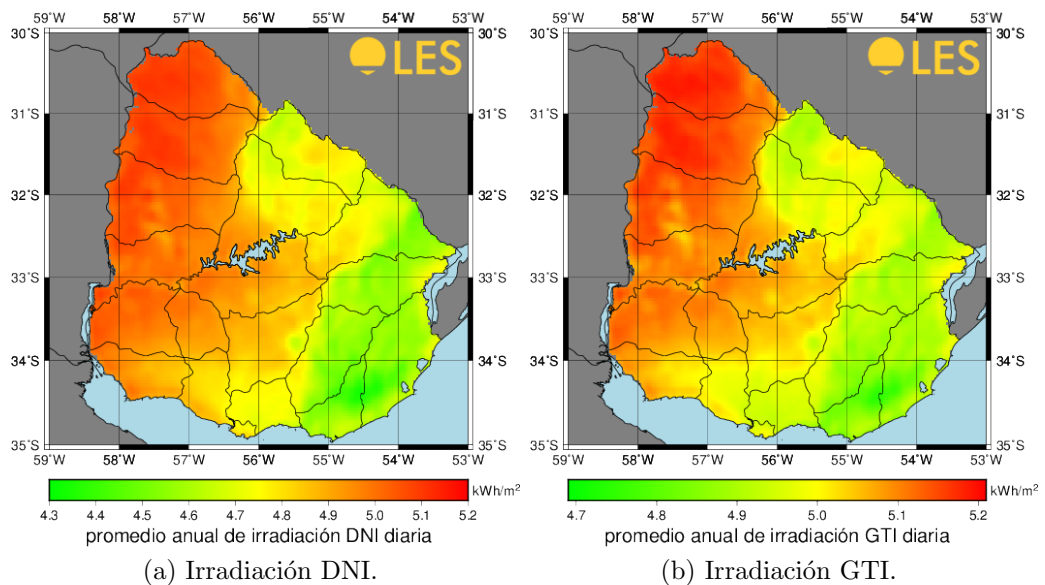


Figura 5.14: Mapas anuales de componentes de la irradiación solar.

A nivel mundial, se reconoce que el mínimo recurso anual de DNI para que las aplicaciones de concentración solar para producción de energía eléctrica sean rentables debe ser de $\approx 2,0 \text{ MWh/m}^2/\text{año}$, valor con tendencia a la baja a medida que la tecnología se abarata (IEA, 2010). El valor máximo encontrado (en el norte del país) en este primer mapeado de DNI es de $5,1 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$, que equivale a $1,9 \text{ MWh/m}^2/\text{año}$. Considerando el 8% de incerteza para esta componente, los valores máximos de DNI podrían estar dentro del rango $1,7\text{--}2,1 \text{ MWh/m}^2/\text{año}$, por

Capítulo 5. Aplicaciones

lo que desde el LES se trabaja actualmente para refinar aún más este estimativo para responder si las aplicaciones de concentración son económicamente viables en Uruguay.

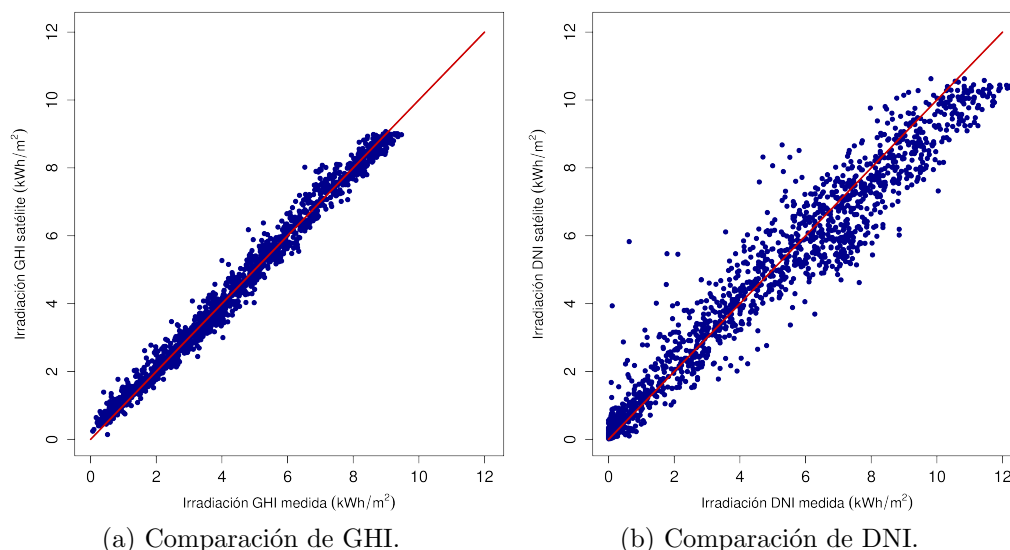


Figura 5.15: Graficos de dispersión entre la medida y la estimación por satélite de GHI y DNI. Se coloca la línea $x = y$ para ilustrar la situación de ajuste perfecto.

5.1.5. Variabilidad inter-anual

A partir de los 17 años de estimativos satelitales horarios, se computaron para la GHI y la DNI las medias anuales de largo plazo y de cada año, en una grilla regular de $1^\circ \times 1^\circ$ grados de latitud y longitud en el territorio de Uruguay (que coincide con los 18 sitios NASA/SSE). Con esta información se calculó para cada año-sitio la anomalía porcentual de cada año respecto a la media de largo plazo, que se puede observar en la Tabla D.15. Promediando en todos los sitios las anomalías porcentuales de cada año, se obtienen los valores porcentuales de la Tabla 5.5 que se ilustran gráficamente en la Figura 5.16.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
GHI	-1,2 %	-5,1 %	-4,7 %	+0,2 %	+1,2 %	+0,2 %	+1,7 %	-3,5 %	+0,5 %
DNI	-2,1 %	-9,8 %	-8,9 %	-0,1 %	-0,8 %	-1,7 %	+0,6 %	-7,4 %	-3,7 %
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	σ
GHI	-1,1 %	+1,8 %	+4,6 %	+3,1 %	+4,3 %	-1,6 %	+0,4 %	-1,0 %	3,0 %
DNI	-3,8 %	+2,6 %	+9,1 %	+7,9 %	+11,4 %	+2,0 %	+4,2 %	+0,4 %	6,2 %

Tabla 5.5: Variabilidad inter-anual de la irradiación GHI y DNI.

Las anomalías de GHI se encuentran en el rango $\pm 6\%$, la mitad del rango de $\pm 12\%$ en que se encuentran las de DNI. Los años 2001, 2002 y 2005 están por

5.1. Mapa Solar del Uruguay (v2)

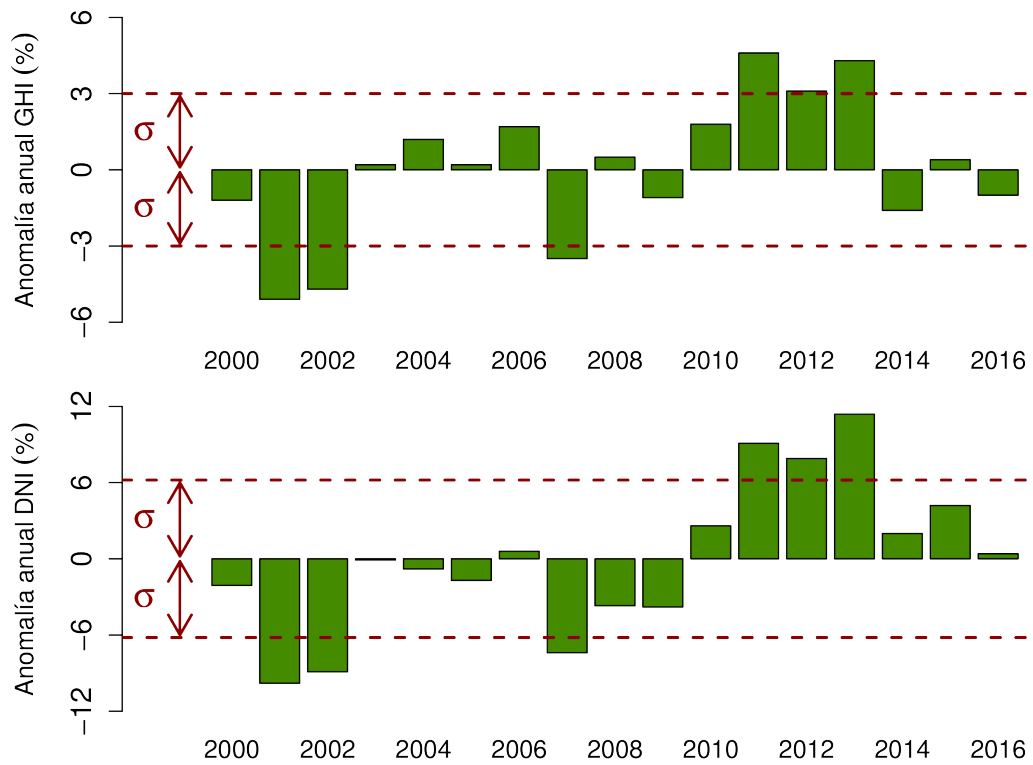


Figura 5.16: Anomalías porcentuales de la irradiación GHI y DNI año a año.

debajo del límite de una desviación estándar tanto para GHI como DNI, y son años de “bajo” recurso. En contrapartida, los años desde el 2012 al 2014 están por encima del límite de una desviación estándar en ambas componentes y fueron años de “alto” recurso. Asumiendo que los totales anuales siguen una distribución normal, aproximadamente el 67% de los años están en el rango $\pm\sigma$ de la media de largo plazo y aproximadamente el 95% de los años en el rango $\pm 2\sigma$. Por lo tanto, el desvío estándar de estas anomalías permite establecer la variabilidad inter-anual esperada respecto a los valores de largo plazo para un nivel de confianza dado, y estimar los valores P90 y P95^[1] (ver Subsección 2.4.2). El desvío estándar para cada recurso se calculó en $\sigma_{h,IA} = 3,0\%$ y $\sigma_{b,IA} = 6,2\%$. Utilizando un nivel de confianza del 95% se establece una variabilidad inter-anual de 6,0% para la GHI y 12,4% para la DNI. Estos resultados muestran que la variabilidad inter-anual de DNI es aproximadamente el doble que la de GHI. Se realizó el mismo estudio para la GTI, encontrándose una desviación estándar similar a la GHI, de $\sigma_{t,IA} = 3,4\%$, sin diferencias significativas entre norte y sur del país.

En la Tabla D.15 se agrupan los sitios al norte y al sur del Río Negro, y no se encontraron diferencias de desviación estándar. Como no se encuentran diferencias significativas desglosando por sitio las anomalías anuales, los valores de σ (y la

^[1]Los proyectos de generación se calculan en general sobre el valor P95 (o P97). Es decir, existe una probabilidad de 5% (o 3%) de que la irradiación anual sea inferior a ese valor.

Capítulo 5. Aplicaciones

variabilidad inter-anual) pueden ser utilizados en todo el territorio. Por ejemplo, esto nos permite calcular los valores P90 y P95 promedio sobre todo el territorio, utilizando la misma variabilidad inter-anual y las incertezas declaradas para GHI ($\sigma_h = 2\%$) y DNI ($\sigma_b = 8\%$), según,

$$\begin{aligned} \text{GHI}_{\text{P90}}^{\text{anual}} &= \text{GHI}_{\text{LP}}^{\text{anual}} \times \left(1 - 1,276 \times \sqrt{\sigma_{h,\text{IA}}^2 + \sigma_h^2}\right) \approx 4,40 \text{ kWh/m}^2/\text{día}, \\ \text{GHI}_{\text{P95}}^{\text{anual}} &= \text{GHI}_{\text{LP}}^{\text{anual}} \times \left(1 - 1,645 \times \sqrt{\sigma_{h,\text{IA}}^2 + \sigma_h^2}\right) \approx 4,35 \text{ kWh/m}^2/\text{día}, \\ \text{DNI}_{\text{P90}}^{\text{anual}} &= \text{DNI}_{\text{LP}}^{\text{anual}} \times \left(1 - 1,276 \times \sqrt{\sigma_{b,\text{IA}}^2 + \sigma_b^2}\right) \approx 4,20 \text{ kWh/m}^2/\text{día}, \\ \text{DNI}_{\text{P95}}^{\text{anual}} &= \text{DNI}_{\text{LP}}^{\text{anual}} \times \left(1 - 1,645 \times \sqrt{\sigma_{b,\text{IA}}^2 + \sigma_b^2}\right) \approx 4,00 \text{ kWh/m}^2/\text{día}, \end{aligned} \quad (5.5)$$

donde $\text{GHI}_{\text{LP}}^{\text{anual}} = 4,6 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ y $\text{DNI}_{\text{LP}}^{\text{anual}} = 4,8 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ son las medias de largo plazo. Si bien el promedio de DNI es mayor al de GHI, debido a la mayor incerteza en la estimación de DNI sus valores P90 y P95 son menores.

Los desvíos estándar aquí reportados están dentro de lo que se observa en otras partes del mundo, ubicando a Uruguay en una zona de variabilidad inter-anual intermedia del recurso solar. En (Gueymard and Wilcox, 2011) se realiza un estudio similar al aquí descrito para la DNI y la GTI sobre EEUU, utilizando 8 años de estimaciones anuales del modelo SUNY (ver Subsección 2.7.3). Para la GTI se obtuvieron desviaciones estándar desde 0,3–1,5% en los desiertos del suroeste del país y las montañas rocosas hasta 5,0–6,0% en algunas zonas puntuales del noroeste y noreste. En las mismas zonas, la desviación estándar de DNI varía desde 0,5–3,0% hasta 9,0–10,0%. Se reporta que la variabilidad del recurso de DNI es de aproximadamente el doble que la de GTI, al igual que se encontró aquí. Los desvíos estándar hallados para Uruguay lo ubican con una variabilidad del recurso solar similar a la encontrada en la cuenca del Río Mississippi, en algunas zonas de la costa oeste de EEUU (norte de California y Oregon) y en varios estados de la zona centro-este (Michigan, Wisconsin, Ohio, Pennsylvania, New York, etc.).

5.2. Mapa de factor de capacidad PV

Un parámetro útil para estimar el rendimiento de un generador de energía eléctrica es el Factor de Capacidad (F_C), que es utilizado regularmente por los operadores y planificadores de la red eléctrica. Este parámetro se define como el cociente entre la cantidad de energía que la planta produce y la cantidad máxima que podría haber producido si funcionara las 24 horas del día a potencia pico. En términos anuales, su definición para una planta PV es,

$$F_C^{\text{anual}} = \frac{\text{EPV}^{\text{anual}}}{365 \times 24 \times \text{PPV}_p}, \quad (5.6)$$

donde EPV es la energía total producida (expresada en Wh) y PPV_p es la potencia de paneles de la planta (expresado en W) en condiciones nominales (cuando inciden

5.2. Mapa de factor de capacidad PV

sobre el panel 1000 W/m^2 de irradiancia a una temperatura de 25°C). El Mapa de Factor de Capacidad de Plantas PV (MFCpv) estima la distribución espacial del largo plazo de este parámetro en el territorio nacional.

Para el cálculo de EPV se requiere estimar la generación eléctrica de la planta PV, para lo cual se utilizó un modelo planta PV desarrollado por Oroño et al. (2014) del Departamento de Potencia del IIE/FING. Este modelo requiere como entradas la irradiación solar y la temperatura ambiente, ambas a escala horaria. Si bien la generación PV está principalmente dada por el nivel de irradiación solar y la eficiencia de las celdas, el modelo utiliza información de temperatura para modelar su efecto sobre las curvas tensión–corriente y tensión–potencia de los módulos, que pueden ocasionar pérdidas de hasta 8–9 % en la generación respecto a las condiciones nominales. La información de la irradiación solar no es restrictiva para la elaboración del MFCpv debido a que se puede estimar para cualquier punto por satélite, pero no así la temperatura, que se registra en tierra en algunos sitios poco densamente distribuidos. Debido a esto, se utilizó un procedimiento similar al del MSUv1, en tanto se estimó el Factor de Capacidad en algunos sitios donde se disponía de la información necesaria y luego se interpoló en el resto del territorio.

Se analizaron todos los datos de temperatura de aire ambiente del periodo 2000–2014 registrados por las redes de medida del Instituto Uruguayo de Meteorología (INUMET) y el Instituto Nacional de Investigación Agropecuaria (INIA). De este análisis, documentado en detalle en (Alonso-Suárez et al., 2016a) y (Alonso-Suárez et al., 2016b), se obtuvieron 10 sitios en el país con registros horarios *diurnos* esencialmente completos para el periodo de 15 años. Algunos de ellos requirieron interpolar horas diurnas hasta un 20 % (Melo y Treinta y Tres) y otros, como Salto, integrar en un único set de datos las medidas INIA e INUMET. Para la simulación de plantas PV se toleró este nivel de interpolación en temperatura debido a que afecta la generación en forma secundaria. Las estaciones utilizadas se ubican en rojo en la Figura 5.17 y se detallan en la Tabla 5.6, donde se indica el grado de interpolación y la completitud final de cada serie de datos. En azul se indican todos los sitios analizados; la mayoría fueron descartados por no alcanzar la estadística de temperatura horaria diurna necesaria con adecuada completitud.

estación	código	fuelle	interpol.	completitud	estadística
Carrasco	CA	INUMET	0,2 %	99,9 %	15 años
Colonia	CO	INUMET	15,1 %	97,9 %	15 años
Las Brujas	LB	INIA	< 0,1 %	99,6 %	15 años
Mercedes	MR	INUMET	9,1 %	99,9 %	15 años
Melo	ML	INUMET	18,8 %	99,8 %	15 años
Paysandú	PM	INUMET	16,2 %	99,9 %	15 años
Rivera	RI	INUMET	0,1 %	99,9 %	15 años
Rocha	RO	INUMET	2,4 %	99,7 %	15 años
Salto	SM/SA	INUMET/INIA	< 0,1 %	99,9 %	15 años
Treinta y Tres	TM	INUMET	20,5 %	99,0 %	15 años

Tabla 5.6: Estadística de datos de temperatura utilizados. Periodo de datos: 01/2000–12/2014.

Se simularon plantas con una potencia nominal de 1 MW y potencia pico de 1.2 MWp, debido a que es la unidad básica del modelo de planta utilizado (para

Capítulo 5. Aplicaciones

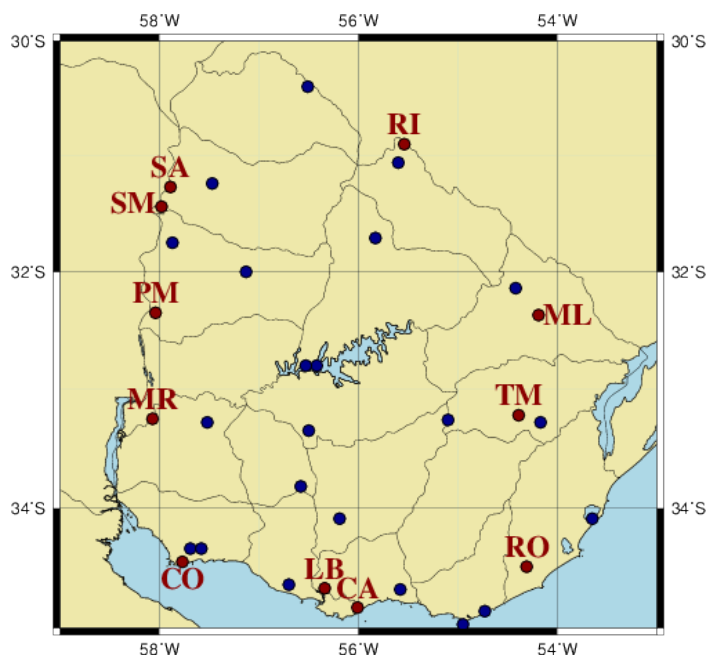


Figura 5.17: Sitios base del Mapa de Factores de Planta PV.

plantas más grandes, el modelo utiliza varias plantas de 1 MW). La potencia pico es la que surge de multiplicar la potencia nominal de cada panel por la cantidad total de paneles. Las plantas usualmente son sobre-dimensionadas respecto a la potencia que se les deja inyectar a red (potencia nominal de la planta) para aumentar su Factor de Capacidad a costo de verter energía en algún momento del año (se pierde oportunidad de generar). Los módulos que utiliza el modelo son de tecnología de silicio policristalino (modelo RISEN-SYP235S, Poly-Si) cuya eficiencia declarada por el fabricante es de 14–15 %. A partir de los estimativos horarios de irradiación solar por satélite tras pasados a plano inclinado y de los datos temperatura ambiente, se simularon series horarias de generación eléctrica para los 15 años y los 10 sitios base considerados. A partir de estas series, se calculó la energía anual de largo plazo generada por una planta PV en cada sitio y el correspondiente F_C . Se utilizó la inclinación óptima para cada sitio (con orientación norte).

La salida del modelo se comparó con la generación eléctrica de la planta PV ASAHI para el periodo 2013–2014. ASAHI es una planta PV de 480 kWp ubicada en la localidad de Salto, y fue la primera en Uruguay en conectarse a la red eléctrica. La planta tiene diferencias importantes respecto a la del modelo. Los módulos son de tecnología HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin-Layer) y tienen una eficiencia declarada de 17 % (empresa SANYO, Japón), lo que es relativamente alto respecto a otras tecnologías en el mercado. Además, el efecto de la temperatura en estas celdas es menor que en las celdas Poly-Si. Como el modelo es para una planta de 1,2 MWp, la salida de la simulación en Salto se re-escaló según el cociente entre las potencias pico de ambas plantas ($0,48/1,20 = 0,40$). Los gráficos de dispersión horarios entre la salida del modelo y la generación de ASAHI se pueden observar

5.2. Mapa de factor de capacidad PV

a la izquierda de la Figura 5.18. Se aprecia una subestimación sistemática en condiciones de cielo despejado en el entorno del mediodía solar. En condiciones de cielo nublado o parcialmente nublado el modelo y los datos ajustan de forma más adecuada. Debido a las diferentes características de ASahi con la planta simulada, estas diferencias eran esperables y se requiere una adaptación tecnológica de los estimados. La subestimación en condiciones de cielo despejado se puede explicar por la mayor eficiencia de las celdas HIT y su menor efecto de la temperatura (los mediodías solares subestimados coinciden con registros de alta temperatura). Esta adaptación se realizó utilizando la recta de regresión lineal que se muestra en verde en el gráfico de la izquierda, la cual atraviesa la nube de puntos. Una vez realizada esta adaptación, se obtiene el gráfico de dispersión de la derecha, en el cual el ajuste es sensiblemente mejor.

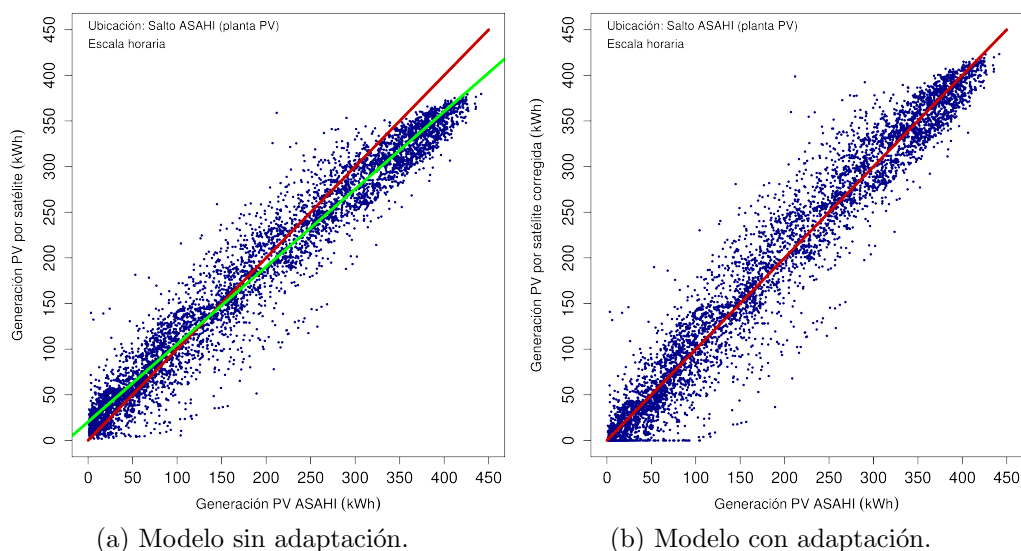


Figura 5.18: Comparación horaria de la generación PV estimada por satélite con la generación medida en ASahi.

En la Tabla 5.7 se cuantifican los indicadores de desempeño a escala horaria y diaria de la estimación por satélite de la generación PV de ASahi. Utilizando el modelo PV original la generación es subestimada en un $\simeq 4\%$ a escala horaria y diaria. Al realizar el ajuste tecnológico se obtiene un modelo adaptado donde el sesgo sistemático es muy reducido (en el rango $\pm 0,3\%$). Al mismo tiempo, el rRMSD a escala horaria se reduce de $17,8\%$ a $15,8\%$. Teniendo en cuenta que la incertidumbre de los estimativos satelitales horarios es de $\simeq 13\%$, la incertidumbre introducida por el modelo PV adaptado localmente es de 3% aproximadamente. A escala diaria se encuentra un resultado similar, dado que la incertidumbre total es de 10% cuando el estimado satelital tiene un $6-7\%$. Se utilizaron 5346 horas y 500 días para las comparaciones, y los indicadores porcentuales se encuentran expresados respecto al promedio de generación de la planta, que es de 185 kWh a escala horaria y de $2,0\text{ MWh}$ a escala diaria.

Capítulo 5. Aplicaciones

	COMP. HORARIA				COMP. DIARIA			
	MBD		RMSD		MBD		RMSD	
modelo PV	(kWh)	(%)	(kWh)	(%)	(kWh)	(%)	(kWh)	(%)
Modelo original	-8	-4,2	33	17,8	-86	-4,3	218	11,0
Modelo adaptado	1	0,3	29	15,8	-4	-0,2	190	9,6

Tabla 5.7: Indicadores de desempeño de la estimación de generación PV por satélite.

Los Factores de Capacidad de largo plazo para cada sitio se encuentran en la Tabla 5.8, tanto para el modelo original (celdas Poly-Si) como para el modelo adaptado tecnológicamente a ASAHI. Se observa un F_C promedio de 17,0% para plantas similares a ASAHI y de 16,3% para plantas similares al modelo. Los mapas interpolados tomando como base estos valores se encuentran en la Figura 5.19, donde a la izquierda está el mapa con el modelo adaptado y a la derecha con el modelo original. Este segundo mapa es un estimativo más conservador que aplica a plantas con menor eficiencia que ASAHI y con mayores pérdidas por efecto de la temperatura. La tendencia del mapa está en concordancia con el MSUv1 y el MSUv2, en tanto los factores crecen desde sureste hacia noroeste. Los factores de planta varían espacialmente en $\Delta F_C \simeq 1\%$, lo que en términos porcentuales representa un 6–7% de la media de 17%. Esta variabilidad espacial de los factores de largo plazo es un poco menor a la encontrada para la GHI y la GTI, y probablemente se deba a un efecto compensatorio de la temperatura que en promedio es menor en el sureste que en el noroeste.

	CA	CO	LB	MR	ML	PM	RI	RO	SA	TM	media
adaptado	17,0	17,3	16,9	17,3	16,7	17,3	16,8	16,4	17,4	16,5	17,0
original	16,3	16,6	16,2	16,6	16,0	16,6	16,1	15,7	16,7	15,9	16,3

Tabla 5.8: Factores de Capacidad respecto a la potencia pico de planta (de paneles).

Estos mapas se construyeron por interpolación de los 10 puntos base, por lo que no se trata de un mapeado de alta resolución que sea capaz que captar micro-regiones o variaciones abruptas del potencial PV en cortas distancias. No se incluye el efecto de degradación de las celdas, por lo que el mapa es el valor esperado para el primer año de operación de una planta PV. Si se desean obtener los Factores de Capacidad respecto a la potencia nominal de la planta, se los debe ajustar al alza según el nivel de sobre-dimensionamiento (en este caso, 20%). El proceso de adaptación tecnológica es necesario para poder estimar la generación PV por satélite, dado que el modelo de planta PV no puede prever todos los aspectos particulares de cada planta. La comparación y adaptación con ASAHI demuestra que la estrategia de utilizar datos de irradiación solar por satélite en conjunto con un modelo de planta PV, es viable para simular estas plantas en Uruguay con baja incertidumbre. La generación horaria y diaria de ASAHI se logró estimar con una incertidumbre de 16% y 10% respectivamente, y con un desvío medio despreciable en ambos casos.

5.3. Año Meteorológico Típico

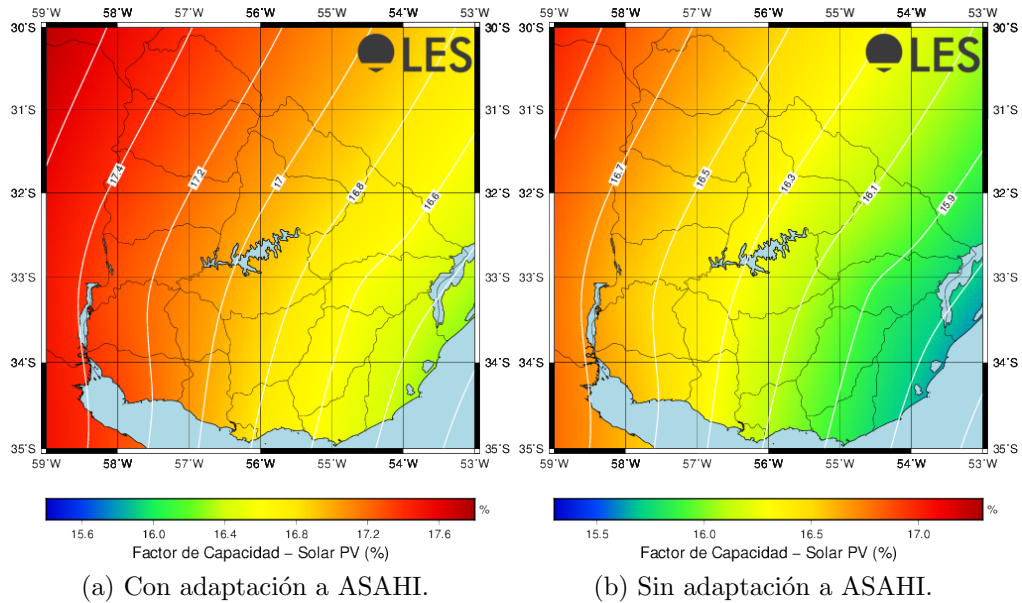


Figura 5.19: Mapas de la distribución de largo plazo del factor de capacidad PV.

5.3. Año Meteorológico Típico

Un Año Meteorológico Típico (AMT) reúne la información meteorológica necesaria para simular emprendimientos humanos bajo condiciones climáticas típicas de una región, y de su utilización se pueden obtener conclusiones de diseño para las aplicaciones y estimar su retorno económico. Es necesario que la serie típica sea representativa en al menos dos sentidos: en los valores medios, para que el resultado de la simulación sea una estimación de largo plazo, y en la variabilidad meteorológica natural, para que la simulación se realice ante un escenario realista. Para satisfacer estos requerimientos es necesario contar con una estadística de datos de largo plazo para cada variable considerada, que como mínimo debe ser mayor a una década. Si se cuenta con esta información, es posible extraer un único año de datos que sea representativo de la situación más típica, tanto en media como en variabilidad horaria.

Describimos aquí la elaboración del Año Meteorológico Típico para aplicaciones de Energía Solar (AMTUs) (Alonso-Suárez et al., 2016a), que está específicamente diseñado para emprendimientos que utilizan la energía solar. Por ello, las series resultantes sólo se pueden utilizar en aplicaciones que tengan estrecha relación con la irradiación solar. Por su condición de “típico”, tampoco se pueden utilizar para estudios de peor caso o de funcionamiento en condiciones extremas. Los AMT son especialmente importantes para el desarrollo de las energías renovables debido a que capturan los aspectos más relevantes de la meteorología local para la simulación de aplicaciones. Además, son requeridos por la normativa técnica vigente, por ejemplo, en las referidas a colectores solares domésticos o la eficiencia energética de edificaciones.

Capítulo 5. Aplicaciones

En Uruguay han existido iniciativas anteriores para la elaboración de series típicas (Duomarco and Luongo, 1979; Piccion and Milicua, 2005; Alonso-Suárez et al., 2012a), siendo este último trabajo la antesala del AMTUes. Hasta el presente trabajo no se contaba en Uruguay con series horarias (de más de una década) de irradiación solar sobre todo el territorio, lo que limitaba fuertemente el alcance de los intentos previos. La elaboración del AMTUes presenta varias diferencias con los trabajos anteriores, que van desde la naturaleza y estadística de los datos utilizados, a los aspectos metodológicos, de interpolación y relleno, de post-proceso, entre otros. De todas ellas, la diferencia más importante es la baja incerteza de las series horarias de irradiación solar utilizadas, que surgen de los estimativos por satélite para el periodo 2000–2014, cuya incerteza horaria es de $\simeq 13\%$. Estas series típicas cuentan además con información meteorológica complementaria a la radiación solar, lo que requirió reunir un conjunto de datos medidos en tierra sin precedentes en el país; se analizaron todos los datos meteorológicos horarios registrados en el país desde el año 2000 a la fecha por las redes de medida a escala nacional del INUMET, del INIA, de la UTE y del LES, además de los 5 TB de información satelital. Sólo juntando esta información fue posible conformar conjuntos horarios esencialmente completos de al menos una década para cada variable (salvo las vinculadas al viento) para 5 localidades del país, lo que es un resultado extra de la elaboración del AMTUes.

Realizamos este trabajo en 2016 el marco de un convenio entre el MIEM/DNE y el LES/UdelaR. Los resultados completos están en la Memoria Técnica (Alonso-Suárez et al., 2016a) y las series típicas se encuentran disponibles en <http://les.edu.uy/productos/amtues-2/>. Aquí se presentará un breve resumen, dado que es una aplicación directa del modelo satelital desarrollado en esta tesis.

5.3.1. Conjuntos de datos

Las series típicas del AMTUes tienen resolución horaria, por lo que para cada variable y cada localidad se generó una serie temporal de 24×365 valores. La variable principal del AMTUes es la irradiación solar global en plano horizontal (GHI), que es estimada a escala horaria por satélite. La capacidad de estimar esta variable para cualquier punto del territorio resulta en que no es restrictiva respecto a los sitios donde se pueden elaborar las series típicas, lo que era el principal obstáculo hace algunos años. Se incluyeron en el AMTUes otras variables meteorológicas (complementarias) que son de utilidad para la simulación de sistemas de conversión de energía solar en energía útil o para estudios de eficiencia energética o confort ambiental relacionados con el recurso solar. En orden de relevancia, estas variables son: temperatura del aire ambiente (bulbo seco), humedad relativa, presión atmosférica y velocidad y dirección de viento. La disponibilidad de *series de medidas horarias esencialmente completas* de estas variables sí condiciona fuertemente los sitios para los cuáles es posible construir los AMT.

En general, ninguna fuente de datos por separado tiene una estadística completa sin huecos en la serie temporal (datos faltantes o corruptos). Se analizaron los datos existentes en el país con énfasis en el potencial de que las series de datos

5.3. Año Meteorológico Típico

se complementen entre sí para una misma localidad geográfica. Por requerimientos normativos se buscó conformar conjuntos de datos en localidades que cubrieran tres zonas climáticas definidas en la norma [UNIT-1026](#) (ver Figura 5.20), que consta de: (i) una zona cálida al noroeste del país, (ii) una zona centro de clima templado-cálido y (iii) una zona costera oceánica al sureste del país con clima templado-frío. Por otro lado, se toma como criterio que para elaborar un AMT se debe contar con al menos de 10 años de datos, y preferentemente 15 años. Con estos objetivos como guía se lograron construir conjuntos de datos horarios esencialmente completos en las localidades de Montevideo, Salto, Rivera, Rocha y Colonia. La estadística efectiva que se consiguió en cada estación se muestra en la Tabla 5.9, sin considerar la variable viento para la cuál se utilizaron menos años de datos dado que sus registros horarios de largo plazo son muy escasos y que es una variable secundaria para la simulación de aplicaciones de energía solar.

Localidad	Montevideo	Salto	Rivera	Rocha	Colonia
años efectivos	15,0 años	15,0 años	15,0 años	13,8 años	11,5 años

Tabla 5.9: Años de datos efectivos utilizados para cada localidad (sin considerar viento).

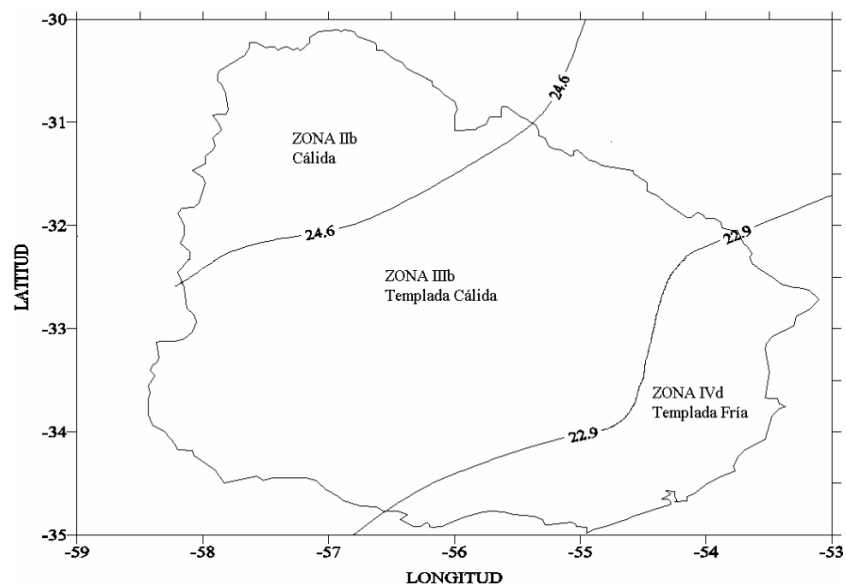


Figura 5.20: Zonificación climática de Uruguay (adaptado de [UNIT-1026](#)).

Debido a la situación de medidas horarias disponibles en el país, construir estos conjuntos de datos fue el trabajo más demandante y complejo en la elaboración del AMTUs. En ([Alonso-Suárez et al., 2016a](#)) se brinda una extensa descripción del proceso de elaboración de estos conjuntos incluyendo porcentajes de integración e interpolación, y de la recopilación y diagnóstico de los datos disponibles en cada estación de medida en Uruguay, por lo que no se reproducen estos detalles aquí.

Capítulo 5. Aplicaciones

Las cinco localidades escogidas representan un compromiso entre la estadística de datos existentes y los requerimientos mínimos para elaborar series típicas. Se logra representar la costa oceánica con la localidad de Rocha (zona sureste), la costa suroeste con Colonia (zona centro) y la zona norte en dos puntos, este y oeste, a través de Salto y Rivera respectivamente. Adicionalmente se dispone de un AMT específico para la localidad de Montevideo, lo cual es conveniente dada su mayor densidad de población. La zona centro resulta sub-representada, siendo las alternativas para esta zona las localidades de Treinta y Tres y Tacuarembó, que contaban a la fecha de elaboración del AMTUes con 5 y 8 años de datos horarios completos, respectivamente. La mejor alternativa actual es la localidad de Tacuarembó, puesto que los datos registrados en la estación experimental La Magnolia del INIA cumplieron una década en noviembre de 2016.

5.3.2. Construcción del AMTUes

Como se indicó antes, una serie anual típica debe preservar el comportamiento medio de cada variable involucrada, además de su variabilidad horaria característica. Una forma de construir esta serie típica es concatenando sub-series temporales de datos reales, seleccionados por su carácter típico de acuerdo a un criterio estadístico. Este enfoque asegura que el AMT tendrá la variabilidad real de cada variable y, además, como se concatenan los mismos periodos temporales para todas las variables, se preserva la concurrencia temporal entre ellas. Por lo tanto, las series anuales resultantes no son generadas sintéticamente o son resultado de un post-procesamiento de los datos originales, sino que son medidas reales seleccionadas por su carácter típico.

Estas ideas fueron propuestas originalmente en 1978 por los SANDIA National Laboratories y usadas para construir las series típicas TMY1 y TMY2 de EEUU (Hall et al., 1978; Marion and Urban, 1995). En su última actualización (TMY3) el National Renewable Energy Laboratory (NREL) utiliza esta metodología para elaborar series típicas en 1020 localidades de EEUU (Wilcox and Marion, 2008). Las sucesivas versiones de los TMY (Typical Meteorological Year) de EEUU difieren en la cantidad y calidad de las series de datos base y en actualizaciones de implementación derivadas de la inclusión de mayor cantidad de datos, con pequeñas variaciones metodológicas. Variaciones de esta metodología han sido utilizadas para confeccionar series típicas en otras partes del mundo (Bulut, 2004; Skeiker, 2004; Chan et al., 2006; Anderson et al., 2007; Lee et al., 2010; Ohunakin et al., 2013; Pusat et al., 2015). La metodología SANDIA toma como sub-serie temporal la escala mensual, por lo que el problema consiste en definir los 12 meses típicos (uno para cada mes del año) y concatenarlos en forma consistente en una única serie anual horaria, donde cada mes típico es elegido del conjunto de meses-año disponibles para ese mes. Por ejemplo, el enero típico para Montevideo será uno de los 15 eneros incluidos en los datos base de esa localidad. Para este AMT las variables que determinan la serie típica son la irradiación solar sobre plano horizontal, la temperatura del aire ambiente, la humedad relativa y la presión atmosférica. La información de viento, considerada secundaria para este

5.3. Año Meteorológico Típico

estudio, se incluye a posteriori y no participa de la decisión sobre el carácter típico de un mes-año dado. También se incluyen a posteriori otras variables derivadas de la irradiación solar, como la DNI y la GTI para cinco inclinaciones con orientación norte.

Metodología de selección

Si bien la concatenación final del AMT tiene resolución horaria, a efectos de decidir qué mes de datos será el típico para cada mes del año, se trabaja con los valores diarios. Esto elimina la variación intra-día de las distribuciones de probabilidad. Para formular la metodología de selección de meses típicos denotaremos con X al conjunto,

$$X = \{H_h, T_{\text{PRO}}, T_{\text{MAX}}, T_{\text{MIN}}, H_{\text{PRO}}, P_{\text{PRO}}\},$$

donde H_h es la irradiación global diaria en plano horizontal, T_{PRO} , T_{MAX} y T_{MIN} son la temperatura diaria promedio, máxima y mínima respectivamente, y H_{PRO} y P_{PRO} es el promedio diario de la humedad relativa y presión, respectivamente. De esta forma, X_i es la serie temporal diaria completa de la i -ésima variable ($i \in \{1, \dots, 6\}$). Los meses del año serán indicados con el índice j que puede variar entre 1 y 12. Los años serán indicados con el índice k ($k \in \{2000, \dots, 2014\}$). Así, el conjunto X_i^j son todos los datos diarios de la variable i para el mes j , y X_i^{jk} indica el conjunto de valores de la variable i para el mes j del año k .

Para cada variable i y mes j , se comparan estadísticamente cada una de sus instancias mes-año (jk) con la estadística de largo plazo del mes j para determinar cual de ellas es la más representativa. La comparación se realiza utilizando las Funciones de Probabilidad (CDF) de los distintos conjuntos de datos. Para cada variable i y cada mes j se calcula la CDF de largo plazo (o padrón), $F_i^j(u)$, utilizando todos los datos diarios del mes j para todos los años, según,

$$F_i^j(u) = \text{Prob} \left(u \leq X_i^j \right) = \frac{1}{N_i^j} \sum_{l=1}^{N_i^j} \Theta \left(u - X_i^j(l) \right), \quad (5.7)$$

donde N_i^j es la cantidad de elementos del conjunto X_i^j y $\Theta(u)$ es la función escalón de Heavyside. A modo de ejemplo, en la Figura 5.21 se muestran las CDFs de largo plazo de irradiación global diaria y temperatura media de la localidad de Montevideo para cuatro meses del año (enero, abril, julio y octubre), de modo que se puede apreciar su variación estacional.

De forma análoga a la Ec. (5.7), se puede computar la CDF para de cada mes, año y variable, F_i^{jk} , utilizando el conjunto X_i^{jk} en vez de X_i^j . En la medida en que una CDF de un mes-año dado sea más parecida a la CDF de largo plazo para ese mes, los datos del mes-año serán más típicos. Para cuantificar la diferencia entre las CDF es necesario definir una distancia entre ellas, que será en este contexto una medida de tipicidad climática. La metodología SANDIA utiliza para esta medida el promedio de la diferencia absoluta entre dos CDF, conocida como distancia de

Capítulo 5. Aplicaciones

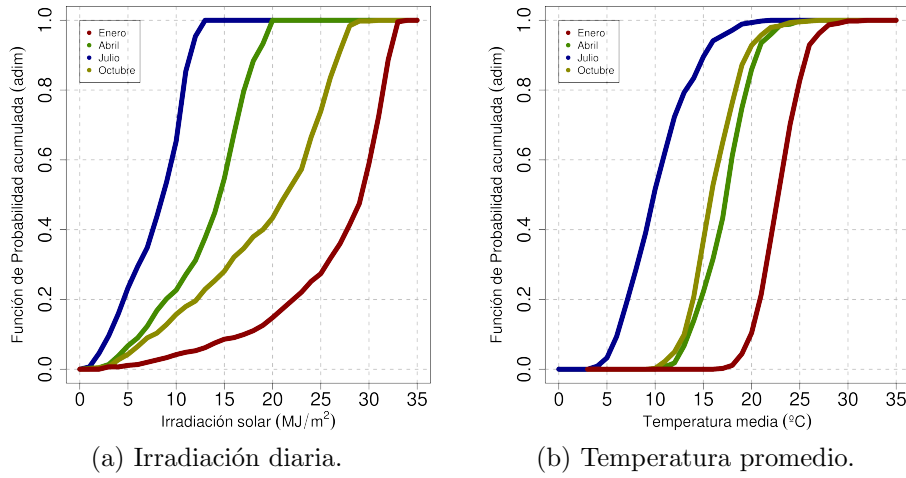


Figura 5.21: CDF padrón de H_h y T_{PRO} para 4 meses del año. Localidad: Montevideo.

Finkelstein-Schafer (FS) (Finkelstein and Schafer, 1971). Entonces, para cada mes-año de datos de cada variable se puede calcular el estadístico FS en comparación con su CDF padrón, según,

$$FS_i^{jk} = \frac{1}{N_i^{jk}} \sum_{u \in X_i^{jk}} \|F_i^j(u) - F_i^{jk}(u)\|. \quad (5.8)$$

El valor FS_i^{jk} da una indicación de qué tan típica es una instancia mes-año para cada variable (a menor FS_i^{jk} , mayor tipicidad de la instancia jk para la variable i). Para obtener un único estadístico para cada instancia (mes-año), los valores FS de cada variable son ponderados mediante pesos w_i , elegidos de acuerdo a la finalidad prevista para el AMT, como se detalla en el próximo párrafo. Utilizando estos pesos se obtiene un único indicador de tipicidad para cada mes-año jk ,

$$FS^{jk} = \sum_{i=1}^6 w_i FS_i^{jk}. \quad (5.9)$$

La elección de estos pesos condiciona el resultado del AMT y limita su espectro de aplicaciones. Por ejemplo, al no tener en cuenta a la variable viento en esta decisión, el AMT resultante no resulta adecuado para simulaciones de sistemas de energía eólica. En este trabajo hemos definido los pesos w_i , mostrados en la Tabla 5.10, en relación a la importancia de las variables para la simulación de dispositivos de aprovechamiento de la energía solar. Se le asigna un 50% a la irradiación solar, al igual que en (Wilcox and Marion, 2008), un 33% a la temperatura ambiente y el último 33% repartido para la humedad relativa y la presión atmosférica. El mayor peso para irradiación y temperatura ambiente es razonable para aplicaciones de energía solar.

Para cada mes j , se pre-seleccionan las cinco instancias mes-año con menor valor de FS, siempre que los datos faltantes de ese mes no superen el 10%. En

5.3. Año Meteorológico Típico

variable	peso	valor
Irradiación solar (H_h)	w_1	6/12
Temperatura promedio (T_{PRO})	w_2	2/12
Temperatura máximo (T_{MAX})	w_3	1/12
Temperatura mínima (T_{MIN})	w_4	1/12
Humedad relativa (H_{PRO})	w_5	1/12
Presión atmosférica (P_{PRO})	w_6	1/12

Tabla 5.10: Pesos utilizados en la elaboración del AMTUs.

general ningún mes-año es descartado por este motivo. Estos candidatos son ordenados por tipicidad decreciente (de menor a mayor valor de FS), y se les aplica una serie de filtros de persistencia. La instancia mes-año más típica para cada mes del año será aquella de menor valor de FS que supere estos filtros.

Filtros de persistencia

Los filtros de persistencia buscan descartar instancias que presenten niveles de autocorrelación atípicos en la serie temporal. Por ejemplo, si una instancia mes-año candidata a típica tiene gran cantidad de días consecutivos de muy baja irradiación solar, es probable que se trate de una situación anómala en la cual unos pocos días de alta irradiación compensan una serie atípicamente larga de días cubiertos. Si bien el procedimiento de selección de las instancias candidatas hace poco probable que este tipo de fenómenos estén presentes, esto no está asegurado metodológicamente. Dado que se seleccionan 5 candidatos hemos escogido una serie de 4 filtros, inspirados en la metodología TMY3. Esto no implica que efectivamente 4 candidatos de los 5 sean descartados, pues una misma instancia mes-año puede ser eliminada por más de un filtro. Los criterios utilizados están basados en detectar días consecutivos de “baja” irradiación (muy nublados), muy “fríos” o muy “cálidos”, según el siguiente criterio:

- Un día es de baja irradiación si la irradiación solar diaria está por debajo del percentil de 33 % (1/3) de la CDF padrón del mes j correspondiente.
- Un día es considerado frío si la temperatura promedio diaria está por debajo del percentil 33 % (1/3) de la CDF padrón del mes j correspondiente.
- Un día es considerado cálido si la temperatura promedio diaria está por encima del percentil 67 % (2/3) de la CDF padrón del mes j correspondiente.

Se denomina *racha* a dos o más días consecutivos que cumplan alguno de estos criterios. Dado un mes del año j , el conjunto de instancias candidatas son un subconjunto del conjunto total jk , que denominamos jk_j^* (donde k_j^* toma cinco valores). Para cada instancia candidata se calcula la cantidad de rachas en el mes y el largo de la máxima racha para cada criterio. El conjunto $N_1^{jk_j^*}$ es la cantidad de

Capítulo 5. Aplicaciones

rachas en irradiación solar de cada instancia en jk_j^* y, de la misma manera, $L_1^{jk_j^*}$ es el tamaño de la máxima racha para esa variable. Análogamente, llamaremos $N_2^{jk_j^*}$ y $L_2^{jk_j^*}$ a la cantidad de rachas y el tamaño de la máxima racha de días fríos, y $N_3^{jk_j^*}$ y $L_3^{jk_j^*}$ a la cantidad de rachas y el tamaño de la máxima racha de días cálidos. En base a estos indicadores, se implementan los siguientes cuatro filtros:

- \mathcal{F}_1 : descarta la instancia jk_j^* donde $N^{jk_j^*} = N_1^{jk_j^*} + N_2^{jk_j^*} + N_3^{jk_j^*}$ sea máximo.
- \mathcal{F}_2 : descarta la instancia jk_j^* donde $N^{jk_j^*} = N_1^{jk_j^*} + N_2^{jk_j^*} + N_3^{jk_j^*} = 0$.
- \mathcal{F}_3 : descarta la instancia jk_j^* donde $L_1^{jk_j^*}$ sea máximo.
- \mathcal{F}_4 : descarta la instancia jk_j^* donde $L^{jk_j^*} = L_2^{jk_j^*} + L_3^{jk_j^*}$ sea máximo.

Estos filtros coinciden con los utilizados en (Wilcox and Marion, 2008). \mathcal{F}_1 elimina el candidato con mayor número de rachas. \mathcal{F}_2 busca descartar algún candidato que no presente ninguna racha. En general, este segundo filtro no elimina ningún candidato dado que es muy anómalo que una serie mes-año no tenga, por ejemplo, dos días nublados consecutivos. \mathcal{F}_3 elimina el candidato que tenga la racha más larga en irradiación solar (días nublados consecutivos) y \mathcal{F}_4 elimina al que tenga las rachas más largas de días valores extremos de temperatura. La instancia de cada mes j que tenga menor valor de FS y logre pasar estos filtros, es la elegida para integrar el AMTUES. Con este procedimiento se seleccionan 12 meses en forma independiente para cada localidad.

Generación de las series típicas

Aplicando la metodología descripta a los datos base de cada localidad, se obtienen para cada sitio y para cada mes del año, las instancias mes-año que integrarán los AMT. Los meses seleccionados para cada localidad se muestran en la Tabla 5.11, donde se puede observar además que existe una dispersión saludable entre los años seleccionados. Las Tablas por estación, indicando para cada mes del año los 5 candidatos con su valor de FS, cuáles fueron descartados y por qué filtro, y cuál fue finalmente seleccionado, se pueden encontrar en la Memoria Técnica (Alonso-Suárez et al., 2016a). Como se usaron y se integraron datos de distintas estaciones de medida, las localidades deben entenderse como representativas de una región circundante con características climáticas similares. Este procedimiento de integración se realizó con especial atención, cuidando que no afectara la estadística de largo plazo de cada variable, y se documenta en (Alonso-Suárez et al., 2016a).

Si bien no es conveniente rellenar datos en las series finales, en los meses seleccionados puede haber algún dato faltante, y debe ser completado usando criterios adecuados. El primer criterio adoptado es no sustituir horas aisladas sino días enteros y, para mantener la concurrencia temporal, se sustituyen los datos de todas las variables por la de otro día que no tenga datos faltantes. Alcanza con que falte una hora de alguna de las variables para eliminar el día y sustituirlo por otro.

5.3. Año Meteorológico Típico

Mes	MVD	SAL	RIV	ROC	COL
enero	2002	2006	2007	2011	2001
febrero	2006	2007	2007	2013	2008
marzo	2003	2008	2010	2006	2009
abril	2013	2014	2011	2013	2013
mayo	2008	2002	2000	2014	2011
junio	2012	2014	2010	2010	2007
julio	2013	2001	2013	2013	2009
agosto	2008	2002	2004	2004	2010
setiembre	2012	2010	2010	2012	2013
octubre	2008	2011	2013	2006	2013
noviembre	2014	2003	2003	2003	2011
diciembre	2004	2006	2008	2003	2012

Tabla 5.11: Elaboración del AMTUes: años elegidos para cada mes de datos.

Como este AMT está orientado a aplicaciones de energía solar, la elección del día sustituto está basada exclusivamente en la irradiación solar global diaria. El día sustituto se elige del conjunto de días del mismo mes j del día a sustituir, pero de un año diferente (utilizando todos los años disponibles), asegurando que en las series típicas no hayan días repetidos. Para elegir el día sustituto se utilizan los siguientes criterios:

(i) por irradiación diaria: si la irradiación diaria del día a sustituir es conocida (el hueco no es en irradiación), se elige el día de ese mes que tenga una irradiación diaria más próxima al que sustituye.

(ii) por heliofanía: si el dato faltante es en irradiación solar, entonces ésta se estima a escala diaria utilizando datos de heliofanía u horas diarias con DNI $> 120 \text{ W/m}^2$ que denotamos por N_S . Si bien el estimativo diario por heliofanía tiene alta incertidumbre (Abal et al., 2011), el resultado da una buena indicación del nivel de nubosidad de ese día, que es suficiente para la sustitución. Se calcula una estimación de la irradiación diaria \hat{H}_h utilizando la correlación de Ångström-PreScott (Ångström, 1924; Prescott, 1940),

$$\hat{H}_h = H_{oh} \left(a + b \left(\frac{N_S}{N_0} \right) \right), \quad (5.10)$$

donde H_{oh} es la irradiación diaria en un plano horizontal al tope de la atmósfera, N_0 es la cantidad de horas del día, y a y b son parámetros locales, que son tomados para cada sitio de la primera versión del Mapa Solar del Uruguay (Abal et al., 2011). Una vez conocido el valor de \hat{H}_h , se elige como relleno el día de ese mes del año cuya irradiación sea más similar a la irradiación estimada.

Finalmente, la concatenación horaria de meses correspondientes a años diferentes genera discontinuidades en la serie temporal en la última hora del mes y

Capítulo 5. Aplicaciones

la primera del mes siguiente. De la misma manera, al sustituir un día incompleto por otro se genera una discontinuidad entre las hora 0 y 23 de ese día y los días adyacentes. Para suavizar estas discontinuidades se sustituyen las 4 horas anteriores y posteriores a la interfaz por una interpolación de splines cúbicos. Este procedimiento se aplica a los datos de temperatura ambiente, humedad relativa y presión atmosférica. No es necesario aplicar este procedimiento a la irradiación solar horaria debido a que las interfaces suceden en la noche y tampoco se aplicó a los datos de viento debido a su alta variabilidad temporal.

5.3.3. Evaluación del AMTUes

Las series horarias típicas se elaboraron buscando preservar la media de largo plazo, la variabilidad horaria característica y las correlaciones entre las variables (a escala horaria y diaria) que se incluyen en el AMTUes. Utilizar datos reales con concurrencia temporal asegura las últimas dos, pero no la primera, que depende en gran medida del largo de la estadística disponible. Es importante destacar que debido a la forma en que es construido, el AMTUes no es capaz de reflejar la autocorrelación de las variables a escala semanal o superior, y tampoco representa la variabilidad inter-estacional o intra-estacional.

No es posible realizar una comparación de las series típicas con otras fuentes en base horaria o diaria, por lo que la evaluación se realiza a escala mensual y anual. Como la variabilidad espacial de largo plazo del recurso solar no es muy acentuada en Uruguay (ver Sección 5.1), es importante que las medias anuales del AMTUes no difieran en más de un 1 % de las medias de largo plazo. A las series de irradiación global del AMTUes se les aplicó un factor de corrección por estación que corrige los valores anuales en -2% en promedio, haciendo que coincidan exactamente con los del MSUv2. Como las medias anuales coinciden exactamente, nos centramos en la comparación mensual entre el AMTUes y el MSUv2, que se ilustra en la Figura 5.22. Se observa una buena alternancia de diferencias mensuales positivas y negativas, cuyo rMBD es despreciable y rRMSD es 0.6 MJ/m^2 (que es un 4 % de la media anual de $16,7 \text{ MJ/m}^2$). El 90 % de los meses (54 de 60 meses) presentan diferencias dentro del rango $\pm 6\%$ y prácticamente todos los meses están dentro del rango $\pm 9\%$, con la única excepción del mes de diciembre para Colonia que presenta la máxima diferencia de -10% . Los valores cuantitativos se pueden encontrar en (Alonso-Suárez et al., 2016a). Además, se analizó el ajuste hora a hora del ciclo diario promedio anual, encontrándose un ajuste muy bueno en todas las estaciones, con una diferencia media de $+0,2\%$ y una diferencia máxima de $+1,8\%$.

El AMTUes está específicamente construido para ser representativo en términos de irradiación solar, sin embargo, todas las comparaciones realizadas indican que presenta un muy buen desempeño también para temperatura, humedad y presión. Estos valores se compararon con los datos base de largo plazo encontrándose diferencias promedios de $\simeq 3\%$ para temperatura (media, máxima y mínima) y humedad relativa promedio. Para presión, la diferencias encontradas son despreciables. Se comparó también los valores de temperatura, humedad, presión y velocidad de viento del AMTUes con los valores oficiales de Uruguay, que son elaborados y

5.3. Año Meteorológico Típico

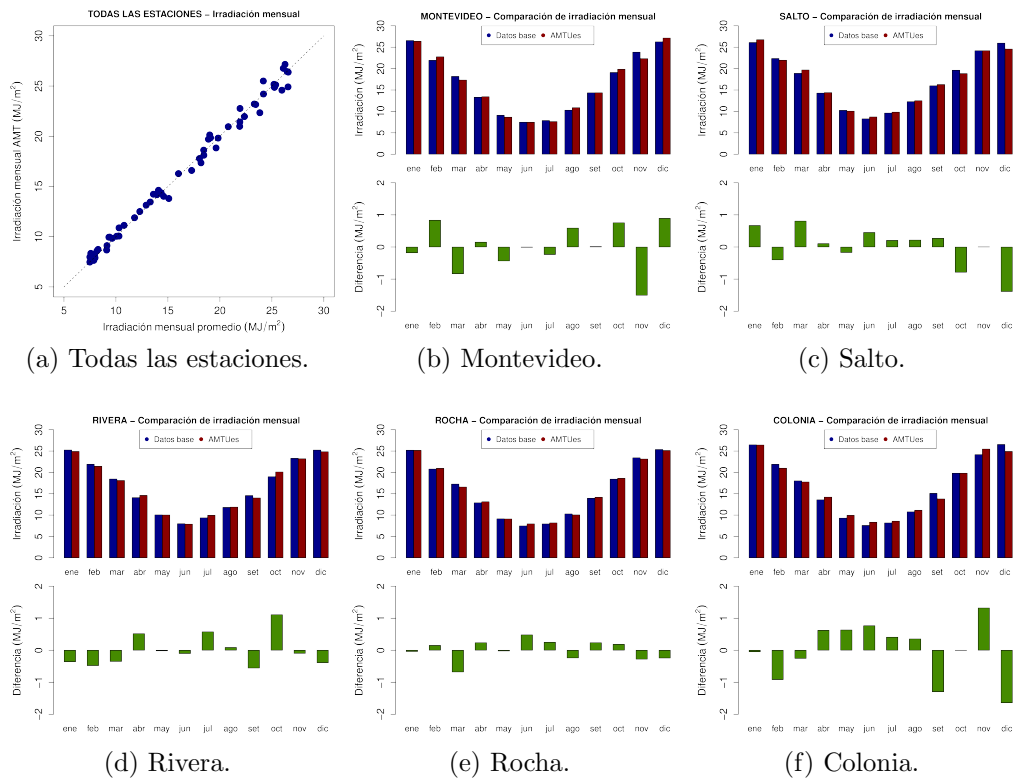


Figura 5.22: Comparación de las medias mensuales del AMTUs y los datos del MSUv2.

reportados a la WMO por el INUMET como la climatología oficial del país. En esta comparación se encontró una buena concordancia estación por estación, y las pocas diferencias encontradas pueden atribuirse a re-localizaciones de las estaciones INUMET en 1997 (Salto) y en 2001 (Colonia).

Las series típicas para cada localidad están disponibles públicamente en formato electrónico en <http://les.edu.uy/productos/amtues-2/>. Este producto mejora sensiblemente la caracterización de variables meteorológicas típicas en Uruguay en lo que refiere a proyectos de energía solar o acondicionamiento solar pasivo. El mismo fue posible gracias al avance en modelado por satélite de la radiación solar, explicado en el Capítulo 4 de este trabajo.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 6

Conclusiones

En esta tesis se documenta el desarrollo y validación de modelos para la estimación por satélite de la irradiación solar horaria. Los modelos considerados son de tipo fenomenológico y su desempeño depende fuertemente de la calidad de los datos de tierra usados para su ajuste. Utilizando estos modelos, junto con un histórico de más de 15 años de información satelital, elaboramos la segunda versión del Mapa Solar del Uruguay (MSUv2), que representa una mejora sustancial del conocimiento del recurso solar nacional. Durante el camino recorrido para alcanzar este objetivo se generaron contribuciones al estado del arte en el modelado por satélite de la irradiación solar y se construyó la infraestructura de medidas en tierra de calidad controlada y de recepción automática de imágenes que permitirá profundizar en estas y otras líneas de investigación en el futuro cercano. El desarrollo es enteramente local, lo que permite controlar todas las partes y etapas del proceso, desde la adquisición de la información satelital cruda proporcionada por la NOAA hasta la generación de un estimativo de irradiación y su validación contra datos de superficie. En las Secciones 6.1, 6.2 y 6.3 se resumen las principales conclusiones sobre los modelos satelitales, los modelos de fracción difusa y la caracterización del recurso solar, respectivamente. En la Sección 6.4 destacamos algunos productos de alto interés nacional que elaboramos en el marco de este trabajo y que sólo se pudieron confeccionar debido a disponibilidad de los estimativos satelitales. Algunos de los desarrollos que surgen a partir de este trabajo ya están en curso, y se describen brevemente en la Sección 6.5.

6.1. Modelos satelitales para estimación de GHI

Se trabajó sobre modelos empíricos para la estimación por satélite de la irradiación global en plano horizontal (GHI) a escala horaria. Lo más común en los modelos satelitales es generar estimativos instantáneos (irradiancia en W/m^2), surgidos de utilizar las imágenes individualmente píxel a píxel, para luego computar los acumulados horarios. El enfoque horario fue propuesto por [Tarpley](#) en la primera propuesta de un modelo para este fin, realizada en 1979. Luego de algunos ensayos iniciales en las décadas del 80 y del 90, que incluyeron comparaciones con

Capítulo 6. Conclusiones

datos de países de la región, el modelo cayó en desuso hasta 2010. En esa fecha fue que lo retomamos debido a su sencillez conceptual y comprobamos que su utilización es viable con la tecnología actual y muy competitiva con alternativas de mayor complejidad. El modelo JPT original, ajustado para cada sitio específico, reporta un desvío medio despreciable y una incerteza de 17,9 % a escala horaria y 11,8 % a escala diaria. Comprobamos que el modelo subestima sistemáticamente la irradiación en condiciones de cielo despejado y la sobrestima sistemáticamente en condiciones de cielo cubierto, como fuera reportado previamente por Tarpley y sus colaboradores (Tarpley, 1979; Justus et al., 1986). Introduciendo una dependencia de brillo en la determinación de los parámetros del modelo logramos reducir fuertemente este problema (modelo BDJPT-3f), llevando su incerteza horaria a 12,1 % y diaria a 5,5 % (Alonso-Suárez et al., 2012a, 2014). El camino recorrido en el desarrollo de estos modelos nos permitió generar experiencia y proponer otras variantes empíricas más simples y con desempeño mejor o igual al del modelo modificado. Una de estas variantes (JPT-v2), inédita en la literatura al igual que las otras propuestas que ensayamos, elimina la dependencia cuadrática en el Factor de Reflectancia y resultó ser la alternativa seleccionada como mejor modelo empírico para aplicar en la región. El modelo JPT-v2 presenta una incerteza similar al modelo BDJPT-3f (12,0 % a escala horaria y 5,5 % a escala diaria) pero mayor simpleza, menos cantidad de parámetros y sin la introducción de las discontinuidades que el modelo modificado tiene en las transiciones entre franjas de nubosidad. La inclusión de la discriminación de brillo no fue efectiva sobre el modelo JPT-v2, evidenciando que esta modificación es en realidad una forma de arreglar un modelo cuya formulación original no es la más adecuada para la información satelital que se dispone en la actualidad. El desarrollo del modelo JPT-v2 es reciente y se encuentra aún pendiente de publicación.

El desempeño de modelos satelitales usualmente se reporta en términos de incerteza global por estación, promediado en varias estaciones o a lo sumo discriminado en tres categorías de cielo (cielo despejado, nublado y parcialmente nublado) utilizando el índice de nubosidad k_T . Aquí hemos estudiado el desempeño de estos modelos con mayor grado de detalle, introduciendo la discriminación del sesgo y la incerteza en mapas de $\cos \theta_z$ y k_T . Estos mapas nos han orientado en la búsqueda del modelo óptimo y nos han permitido cuantificar la mejora introducida por cada modelo, desglosando los indicadores globales del párrafo anterior en las distintas condiciones ambientales. El desempeño del modelo JPT-v2 es sensiblemente mejor que el del modelo JPT en todas las condiciones de cielo y altura solar. La incerteza máxima (para cualquier condición) se reduce de 41 % a 28 %, la subestimación máxima de -31 % a -22 % y la sobrestimación máxima de +31 % a +12 %. En condiciones de cielo claro reduce el rMBD de -11 % a -3 % y el rRMSD de 12 % a 7,5 %, y en condiciones de nubosidad intermedia (zona 4 y zona 5), el rMBD se reduce de +23 % a +7,5 % y el rRMSD de 28 % a 18 %. Los espacios de mejora del modelo escogido están en las condiciones de nubosidad intermedia en torno al mediodía solar de verano y para cielo despejado con atmósfera muy clara. Esta característica es compartida por todas los modelos implementados. Las variantes propuestas tienen desempeños similares entre sí, donde se observa una ganancia

6.1. Modelos satelitales para estimación de GHI

pequeña por la utilización del modelo de brillo de fondo y no se observan grandes diferencias por utilizar la información satelital en forma aditiva o multiplicativa, o como factor de reflectancia o índice de nubosidad.

Los indicadores anteriores fueron relevados por validación cruzada al 50 % y aplican a cuando el modelo se ajusta sitio a sitio por separado. La comparación de esta manera permite relevar el desempeño propio del modelo, sin introducir la heterogeneidad espacial natural entre los sitios de medida. En cambio, para utilizar el modelo en una región se genera un modelo global con un único set de coeficientes, lo que aumenta ligeramente la incerteza del modelo a 12,5 % a escala horaria y 5,8 % a escala diaria. La elaboración de medias mensuales confiables requiere de interpolación horaria de hasta 2 horas consecutivas, con la cual gran cantidad de la estadística es recuperada. El efecto de la interpolación es también pequeño, y aumenta la incerteza a 13,3 % a escala horaria y 6,5 % a escala diaria. Esta es la incerteza base para la elaboración del MSUv2. En términos generales se establece que la incerteza en la región de los modelos satelitales empíricos localmente ajustados es de 12–13 % a escala horaria, de 5–6 % a escala diaria y de $\simeq 4\%$ a escala mensual. Estos indicadores contrastan fuertemente con la incerteza horaria de 26 % reportada por 3TIER, una consultora internacional reconocida del sector energético, para sus modelos satelitales en Sudamérica (3TIER, 2013). Esta incerteza relativamente grande resulta de la utilización de un modelo a escala global sin adaptación local. El principal diferencial a favor del desarrollo local descrito en este trabajo, es contar con una red de medida en tierra de calidad controlada.

La naturaleza empírica de los modelos aquí presentados y su dependencia con las medidas locales, impone la limitación de que los modelos desarrollados en este trabajo son adecuados localmente, pero no tienen un carácter universal. La utilización de estos coeficientes en otras partes del mundo puede resultar en estimativos con alta incerteza. El problema es subsanable en aquellas regiones donde se cuente con algunos años de medidas locales de buena calidad para realizar un ajuste local de los coeficientes. Esto es un aspecto inherente a cualquier modelo empírico; es más, la aplicación ingenieril de modelos con parámetros estimados globalmente o en otras partes del mundo, a otras regiones específicas, es un error frecuente que puede llevar a conclusiones equivocadas. En este contexto, la hibridación de los modelos aquí presentados con modelos físicos de cielo claro resulta un claro camino a seguir. Además de ganar portabilidad a otros territorios, esta hibridación tiene el potencial de mejorar el desempeño del modelo en condiciones de cielo despejado, para la cual existe margen de mejora, como ya se indicó. El modelo de fondo fue ajustado para el periodo 2000-2016, y captura el comportamiento en forma promedio. El modelado del fondo podría ser más local en el tiempo si se utilizaran sólo algunas semanas anteriores a la hora actual, como realiza el modelo Heliosat. Sin embargo, la comparación de desempeño entre el modelo JPT-v1 (sin modelo de fondo) y JPT-v2 (con modelo de fondo) sugiere que una mejora de estas características tiene un espacio de mejora pequeño. Otro espacio de mejora se encuentra en las condiciones de nubosidad intermedia. Diferenciar el tratamiento de la nubosidad puede ser un camino en este sentido, buscando una clasificación que se base no sólo en el brillo observado en el canal visible, sino también en

Capítulo 6. Conclusiones

la información de los canales infrarrojos o características de textura de la nubosidad. No obstante estas propuestas, la búsqueda de mejores modelos satelitales para estimar localmente el recurso solar no aparece como una tarea sencilla, en virtud del excelente desempeño que reportan los modelos empíricos desarrollados en comparación con las alternativas publicadas en la literatura (ver Tabla 2.2).

6.2. Modelos de fracción difusa

Para poder estimar otras componentes de la irradiación solar se utilizó un modelo empírico de fracción difusa horaria, que permite separar la GHI horaria en sus dos sub-componentes directa y difusa. Se ajustaron y evaluaron 10 modelos de fracción difusa utilizando el procedimiento de validación cruzada con datos horarios de irradiación global y difusa registrados en 5 sitios en la región. Los modelos univariados se basan únicamente en el índice de claridad horario y el desempeño de las distintas opciones es similar, con una incerteza de $\simeq 22\%$. Los modelos multivariados presentan mejor desempeño, dentro del rango 18–19%. Como resultado de este estudio, que es el primero en Uruguay sobre radiación difusa, surgen dos modelos recomendados que tienen distinto grado de complejidad. El primero (RBL) utiliza cinco predictores, algunos de ellos que no se pueden calcular en aplicaciones en tiempo real, y es el que presenta el mejor desempeño. El segundo (RA2s) utiliza dos predictores de cálculo simple, y presenta un desempeño levemente inferior.

Se encontró que los modelos con los coeficientes originales tienden a sobrestimar la fracción difusa, posiblemente porque fueron ajustados con medidas de sitios del hemisferio norte donde hay una mayor densidad de población, que presentan atmósferas menos claras que la atmósfera en áreas rurales del Uruguay. Este es un resultado importante puesto que algunos de estos modelos son usualmente utilizados con sus coeficientes originales en aplicaciones ingenieriles en nuestro país. Tanto en el cálculo de largo plazo como en la evaluación de proyectos, el sesgo sistemático puede afectar en forma importante los resultados, llevando a conclusiones equivocadas. Dentro de los modelos ajustados se incluyeron los modelos que se utilizan regularmente de modo que ahora se dispone de los coeficientes locales para una amplia gama de modelos de estimación de la componente difusa de la radiación solar. Los modelos ajustados localmente son esencialmente insesgados.

6.3. Caracterización del recurso solar nacional

El modelo satelital y el modelo de fracción difusa se utilizaron en conjunto con la estadística 2000-2016 de información satelital, para generar la segunda versión del Mapa Solar del Uruguay (MSUv2), que amplía en forma importante la información que se disponía anteriormente. Respecto al MSUv1, la resolución espacial se incrementa de 150 km a 3 km, donde ningún punto es interpolado sino que es el resultado de procesar la serie temporal horaria estimada para ese punto específico. La incerteza del mapeamiento del promedio anual de la GHI diaria se reduce de 15% a 2%, y genera por primera vez un mapeamiento de la

6.3. Caracterización del recurso solar nacional

irradiación directa en incidencia normal (DNI) y la irradiación global en plano inclinado (GTI), a las que se les asignó una incerteza de 8%. Se encontró que el recurso diario de GHI varía entre 4,35 kWh/m²/día en el sureste (Rocha) y 4,80 kWh/m²/día en el norte del país (Artigas), con una media espacial del largo plazo de 4,60 kWh/m²/día. La DNI y GTI tienen una media en el territorio un poco mayor, de 4,8 kWh/m²/día y 5,0 kWh/m²/día, respectivamente. La DNI varía entre 4,4 kWh/m²/día en el sureste a 5,1 kWh/m²/día en el noroeste, mientras que la GTI varía entre 4,3 kWh/m²/día (sureste) y 5,2 kWh/m²/día (noroeste). La variabilidad espacial de las medias de largo plazo se estableció en 10% para la GHI y GTI, y en 17% para la DNI.

El MSUv2 estima en promedio un recurso de GHI 6% mayor que el estimado por el MSUv1. Además, la irradiación mensual estimada es sistemáticamente mayor para cada mes del año por separado, salvo el mes de julio, donde estima un 0,4% menos. La comparación mensual contra los estimativos de largo plazo del modelo NASA/SSE se encuentra entre +8% para verano y -3% para invierno, con una media de +2,5%. Las diferencias entre el MSUv2 y el MSUv1 son mayores en el sur que en el norte, no observándose esta diferencia en la comparación con NASA/SSE, lo que sugiere que el MSUv1 subestima el recurso en la zona sur del país. Por otro lado, el MSUv2 predice también una mayor estacionalidad anual del recurso, y no se observa que ésta tenga una variación espacial significativa. La distribución espacial encontrada para el recurso es similar a la predicha por el MSUv1, en tanto el recurso crece desde el sureste hacia el noroeste, pero se observa con mayor grado de detalle. Los departamentos de Artigas y Salto son los que presentan mayor recurso, y Rocha y Maldonado menor recurso. La distribución espacial de la irradiación de largo plazo está en concordancia con la probabilidad de nubosidad, que explica los niveles de irradiación un poco más bajos en el norte de Tacuarembó y Rivera en comparación con Artigas y Salto.

En base a los 17 valores anuales del periodo 2000-2016 para una grilla equiespaciada de 18 sitios sobre el país, se estableció una variabilidad inter-anual para la GHI de $\sigma_{h,IA} = 3,0\%$, para la GTI de $\sigma_{t,IA} = 3,4\%$ y para la DNI de $\sigma_{b,IA} = 6,2\%$. Esto quiere decir que el 95% de los años se encontrarán dentro del rango $\pm 6,0\%$ (de la media de largo plazo) para la GHI, $\pm 7,0\%$ para la GTI y $\pm 12,5\%$ para la DNI. No se encontraron diferencias significativas norte-sur para estos valores, por lo que los valores de σ pueden ser utilizados sobre Uruguay para establecer los valores P90 y P95 conocida la media de largo plazo en el sitio específico y la incerteza de la estimación.

Finalmente, se analizó el comportamiento de la GTI en función del ángulo de inclinación β , para superficies orientadas al norte. Los ángulos óptimos que maximizan la energía anual sobre las superficies de captación se encuentran entre 25° y 30°, pero el máximo es de poca concavidad: en un rango de $\pm 10^\circ$ el recurso varía tan sólo un 1%. Esto significa que ajustar finamente la inclinación de las superficies no es crítico desde el punto de vista de captar la mayor energía anual.

6.4. Generación de nuevas capacidades locales

Este es el primer desarrollo en Uruguay de modelos que utilizan computacionalmente información satelital para estimar una variable meteorológica (del satélite GOES-East en este caso). Debido a ello, la infraestructura básica para su desarrollo no estaba disponible al inicio de esta tesis, no existiendo ninguna institución pública o privada en el país que tuviese una base de imágenes de este satélite o experiencia en su procesamiento. En la actualidad contamos en el LES con una base de más de 15 años de imágenes de Uruguay y la región, que es única en el país, consta con más de 5 TB de información (y actualmente creciendo a una tasa de 1,5 TB al año) y cuya información se recibe y procesa automáticamente (<http://les.edu.uy/online/>). Las medidas de calidad de irradiancia solar necesarias para este trabajo también debieron generarse. En 2010 asumimos en el LES la administración de la Red de Medida Continua de Irradiancia Solar (RMCIS) y desde entonces hemos mejorado en forma importante sus prestaciones además de asegurar su funcionamiento continuo. Bajo nuestra administración la RMCIS se expandió de 3 a 9 puntos (con 2 sitios más a instalarse durante 2017), se estandarizó y robusteció el equipamiento de las estaciones de medida y se generó un sistema de recepción/procesamiento diario con alertas automáticas que son fundamentales para su administración. Esta información es la base fundamental del trabajo realizado y sin su disponibilidad ninguno de los objetivos podría haberse alcanzado. A efectos de mantener calibrados con frecuencia bi-anual los más de 20 radiómetros que tenemos en campo, se generó en el país la infraestructura necesaria para la calibración de piranómetros bajo normativa internacional ISO. Esta calibración se realiza contra un Estándar Secundario que el LES mantiene con trazabilidad a la referencia radiométrica mundial (patrón primario). En la actualidad, esta infraestructura brinda además servicios a organismos estatales (UTE, INIA, INUMET y LATU) y a empresas privadas, habiéndose calibrado a la fecha más de 50 radiómetros externos, contribuyendo a asegurar la coherencia y calidad de las medidas de radiación solar que se generan en Uruguay. A partir de la experiencia generada, desde el LES se asesora en la medida del recurso solar a diversos actores nacionales como UTE o INIA, a través de convenios específicos de colaboración.

La posibilidad de generar estimativos satelitales horarios para cualquier punto del territorio con una estadística mayor a 15 años posibilitó el desarrollo de dos productos más, con alto interés local.

Uno de ellos es el Mapa de Factor de Planta PV (MFCpv), que es un insumo importante para la planificación de la red eléctrica. Este trabajo representa el primer esfuerzo por mapear el potencial PV para plantas de mediano y gran porte conectadas a la red eléctrica en Uruguay. Es el primer paso de un proceso incremental, y se utilizó un enfoque similar al desarrollo del MSUv1. Se halló la energía anual de largo plazo y los Factores de Planta anuales para una serie de puntos distribuidos en el país en donde se contaba con 15 años de registros diurnos de temperatura esencialmente completos, y con esta base se confeccionó un mapa de baja resolución espacial que ilustra la tendencia general de los Factores de Planta en Uruguay. La base de estas estimaciones es la capacidad de estimar por satélite

6.4. Generación de nuevas capacidades locales

la generación PV a escala horaria. Para ello se utilizó un modelo computacional genérico de planta PV desarrollado enteramente en Uruguay. Para obtener baja incerteza en la estimación de la generación PV, se requiere post-procesar la salida horaria del modelo con datos de la generación de cada planta en particular. Esta es una adaptación tecnológica, puesto que el modelo genérico no es capaz de capturar las particularidades de cada planta. La comparación con la serie de generación de ASAHÍ demuestra que la estrategia de utilizar datos de irradiación solar por satélite en conjunto con el modelo de planta es viable para simular plantas PV en Uruguay. Para la salida post-procesada se obtuvo una incerteza horaria de $\simeq 16\%$ y un desvío medio despreciable. Esta relativamente baja incertidumbre es promisoría con vistas a confeccionar herramientas de pronóstico de generación PV a corto plazo (hasta 3 horas en adelante) en base a imágenes de satélite.

El segundo producto es el Año Meteorológico Típico para aplicaciones de Energía Solar (AMTUes), que permite simular el desempeño y retorno económico de aplicaciones de energía solar en Uruguay bajo condiciones de funcionamiento típicas del clima local. Los Años Meteorológicos Típicos (AMT) son una herramienta de uso frecuente para la simulación de emprendimientos, y son requeridos por los programas computacionales que realizan la simulación y por las normativas para la evaluación o etiquetado de bienes comerciales. En Uruguay, las normativas UNIT-ISO de evaluación de eficiencia energética de edificios y colectores solares requieren que esta información esté disponible. Debido a la ausencia de datos de irradiación solar de largo plazo, su desarrollo sólo fue posible debido a la disponibilidad del modelo satelital para generarlos por satélite. Si bien este trabajo presenta un grado de innovación relativamente bajo respecto al estado del arte en tanto no se incorporaron variaciones metodológicas significativas para su obtención, tiene dos valores agregados que nos gustaría resaltar. El primero de ellos es la generación y evaluación local del producto, que necesariamente durante su confección requiere adaptaciones a la información localmente disponible. La metodología SANDIA se siguió en lo conceptual, pero en los aspectos particulares, relativos a las variables utilizadas, los pesos asignados, la forma de interpolación y relleno de datos, los filtros que se impusieron, los post-procesos aplicados, etc., se realizaron adaptaciones locales. En particular, en los post-procesos, se utilizaron modelos de cielo claro con turbidez específicamente ajustada a la región utilizando medidas de superficie de irradiación solar. El segundo punto refiere a la conformación de sets de datos de largo plazo para Uruguay, que para su generación requirió reunir toda la información meteorológica disponible en el país. Se puso especial atención en diagnosticar la información disponible y en los procedimientos de integración de datos de estaciones próximas en un único conjunto, que resultó en la viabilidad de las series típicas en Salto y Colonia. Estos conjuntos base de datos están disponibles y seguramente serán valiosos para la realización de futuros estudios de carácter climatológico en Uruguay.

Los estimativos de irradiación solar por satélite ya se han utilizado en Uruguay principalmente en aplicaciones en el sector energético, pero recientemente se han utilizado en un primer trabajo en el sector agropecuario. En (Echeverría et al., 2016) se relacionaron los datos diarios de irradiación GHI generados con el modelo

Capítulo 6. Conclusiones

satelital aquí desarrollado con índices de interés para la producción vitícola en seis viñedos de la zona sur de Uruguay. Se encontró una alta correlación de la irradiación estimada por satélite con dos índices para la clasificación de climas vitícolas, con lo que la herramienta satelital se calificó como promisoría para establecer zonas vitícolas en el país. La utilización de información satelital es novedosa en esta área de estudio, con sólo un antecedente a nivel mundial en base a la utilización del modelo Heliosat en la región de Bordeaux, Francia (Bois et al., 2008).

6.5. Perspectivas a futuro

El trabajo descrito en este documento es el paso inicial para varias líneas de trabajo que tenemos en curso, de los cuáles describimos a continuación las dos que consideramos más relevantes.

6.5.1. Variabilidad de corto plazo del recurso

La naturaleza intermitente del recurso solar introduce complejidad en el proceso de despacho de la energía solar fotovoltaica. Esta variabilidad, introducida por el movimiento y formación de nubes, es especialmente alta en cortas escalas de tiempo y puede ser una limitante importante para la incorporación de energía solar a la matriz de generación eléctrica. Cuantificar esta variabilidad (horaria e intrahoraria) permite estimar qué fluctuaciones son esperables en la generación, saber qué grado de penetración puede tener esta tecnología sin inestabilizar o encarecer el despacho y qué sistemas de contingencia se deben prever.

En el caso en que se considera la generación conjunta de dos plantas fotovoltaicas la variabilidad se reduce al aumentar la distancia entre ellas (Perez and Hoff, 2013b). Este fenómeno se conoce como filtrado espacial de la variabilidad solar y se debe a que la correlación entre los sitios disminuye con la distancia. Si se agregan más plantas en forma distribuida en una región la reducción se acentúa. Esta reducción depende de la cantidad de plantas, de cómo se distribuyan y del clima local. En (Giacosa et al., 2016) hemos empezado a estudiar este problema, con especial foco en la ubicación de las plantas PV en Uruguay, de modo de obtener estimaciones realistas de la variabilidad local y conjunta del recurso en estos sitios. Para cuantificar los cambios en el recurso sin considerar la componente estacional, se utilizan las diferencias del índice de claridad entre la hora actual y la hora siguiente, según,

$$\Delta k_T = k_T(t) - k_T(t + \Delta t) \quad (6.1)$$

donde Δt es 1 hora. El desvío estándar de la serie temporal de Δk_T es la variabilidad promedio σ_P y el máximo es la variabilidad máxima σ_M . Para robustecer el cálculo de σ_M utilizamos la mediana del 1% de los datos con mayores variaciones absolutas, que es una indicación de las máximas variaciones que se pueden esperar con probabilidad 99%. Utilizando estos indicadores se estudió la variabilidad horaria en base a las medidas de superficie disponibles y en base a estimativos

horarios de irradiación solar por satélite. Hemos observado que la estimación de variabilidad con nuestro modelo satelital subestima la variabilidad respecto a utilizar medidas en Tierra, comportamiento que puede deberse al tamaño de celda utilizado. Utilizando estimativos satelitales de irradiación solar en las plantas PV en Uruguay hemos estimado una reducción de variabilidad máxima de $\simeq 50\%$ (respecto a la variabilidad de un sitio de $\sigma_M = 650 \text{ Wh/m}^2$), lo que probablemente sea una estimación conservadora en virtud de la subestimación observada. En esta línea, nos resta profundizar en la comparación entre la estimación de variabilidad por satélite y por medidas, estimar la variabilidad 10-minutal y minutal a partir de datos medidos, y estimar la variabilidad directamente a partir de series de generación PV, entre otros estudios.

6.5.2. Pronóstico al corto plazo de la irradiación solar

El desempeño del pronóstico de irradiación solar está relacionado a la variabilidad local del recurso. Por ejemplo, en un sitio desértico donde el recurso presenta poca variabilidad será relativamente fácil pronosticar el recurso. Por el contrario, en un clima como el de Uruguay, con nubosidad altamente variable, pronosticar el recurso no es una tarea sencilla. El pronóstico en la generación PV se construye a partir de una predicción de la irradiación solar GHI convertida a GTI. Para pronosticar la irradiancia GHI existen 4 grandes grupos de técnicas de predicción del recurso solar (Diagne et al., 2013; Antonanzas et al., 2016): (i) predicción basada en modelos numéricos de atmósfera (NWP, Numerical Weather Prediction), (ii) predicción en base a imágenes de satélite (nowcasting satelital), (iii) predicción en base a imágenes de cámaras colocadas en Tierra (nowcasting por cámaras todo-cielo) y (iv) predicción en base al análisis de series temporales. Los modelos basados en imágenes de satélite aplican al pronóstico entre 30 minutos y 6 horas, y son preferidos para ese intervalo de pronóstico, porque presentan menor incerteza frente a las otras técnicas (Kühnert et al., 2013; Perez and Hoff, 2013a).

La parte fundamental del proceso de predicción basado en satélite es lograr predecir el movimiento y deformación de la nubosidad en las próximas imágenes a partir de la secuencia de imágenes anteriores. Existen técnicas que buscan estimar el campo de velocidades del movimiento nuboso (CMF, Cloud Motion Field) y, a partir de él, estimar la ubicación futura de la nubosidad. Si la ubicación futura (las imágenes futuras) son adecuadamente pronosticadas es posible utilizar un modelo satelital para estimar el recurso solar futuro a partir de ellas. En la Figura 6.1 se ilustra la cadena de pronóstico del recurso solar basado en imágenes de satélite. El problema de estimar las próximas imágenes es complejo debido a que las nubes no sólo se trasladan en el espacio, sino que también cambian su forma, su densidad, se generan y se extinguen. Los bordes de las nubes usualmente no están perfectamente definidos por lo que en general es requerido regularizar una primera estimación del campo de velocidades. No obstante existen propuestas exitosas que se utilizan en sistemas comerciales que pronostican la irradiación solar horaria (Lorenz et al., 2004; Perez and Hoff, 2013a).

A la fecha nos encontramos desarrollando una técnica de predicción basada en

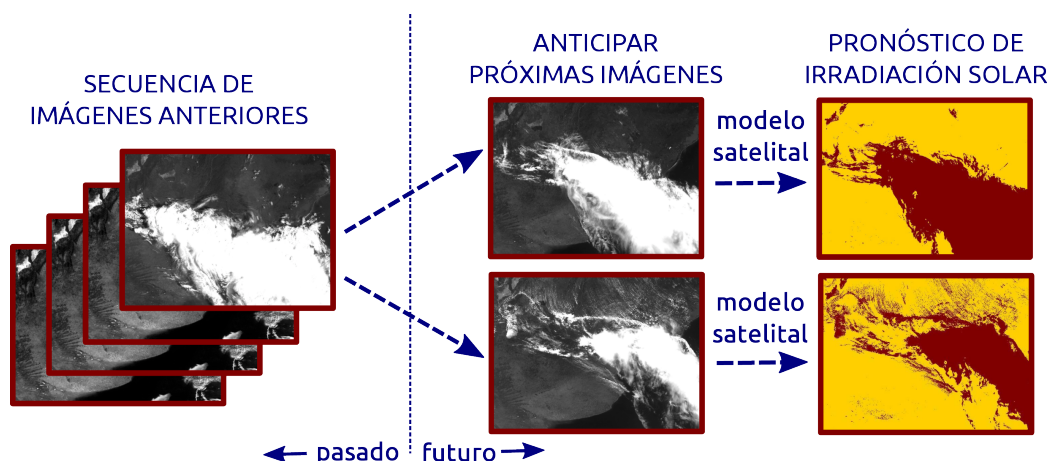


Figura 6.1: Procedimiento para el pronóstico de irradiación solar por satélite.

la estimación del flujo óptico, un problema clásico en procesamiento de imágenes y aún no resuelto completamente, de la cual ya contamos con un primer prototipo. El problema se puede plantear en términos de una función de costo que se debe minimizar, donde se incluyen términos que buscan que el campo sea de carácter regular. Actualmente nos encontramos en fase de evaluación, tanto de la predicción de la próxima imagen como de la estimación de irradiación solar horaria. Para el funcionamiento operativo de este pronóstico se requiere obtener las imágenes en tiempo real, y no con dos horas de retraso como tenemos actualmente. Para solucionar este aspecto nos encontramos instalando un receptor de la red GeoNetCast (<http://www.geonetcastamericas.noaa.gov/>) que es una iniciativa de la NOAA para la distribución de su información satelital. Este sistema permitirá sumar al LES a la lista de centros con recepción y procesamiento local de información satelital en tiempo real, capacidad que a la fecha sólo poseen algunos pocos grandes centros en Sudamérica y ninguno en Uruguay.

Apéndice A

Mapa Solar del Uruguay (MSUv2)

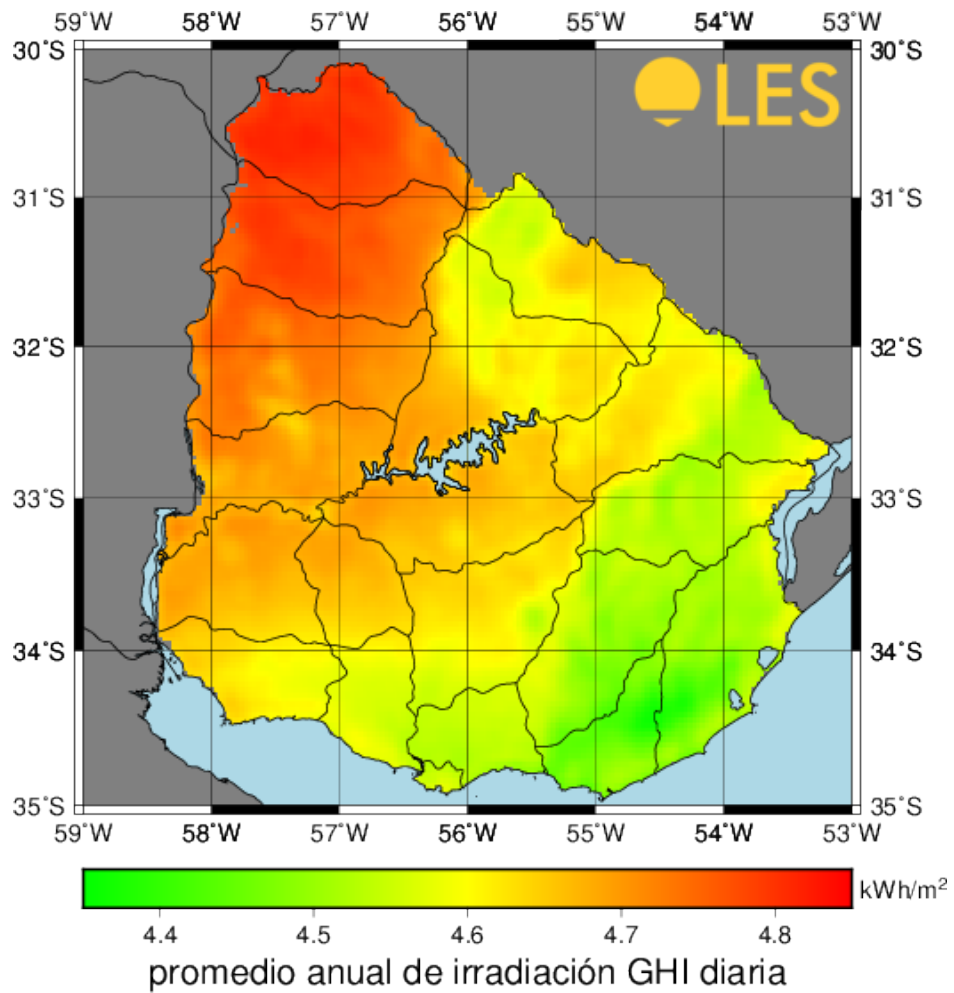


Figura A.1: Mapa anual de irradiación GHI diaria promedio.

Apéndice A. Mapa Solar del Uruguay (MSUv2)

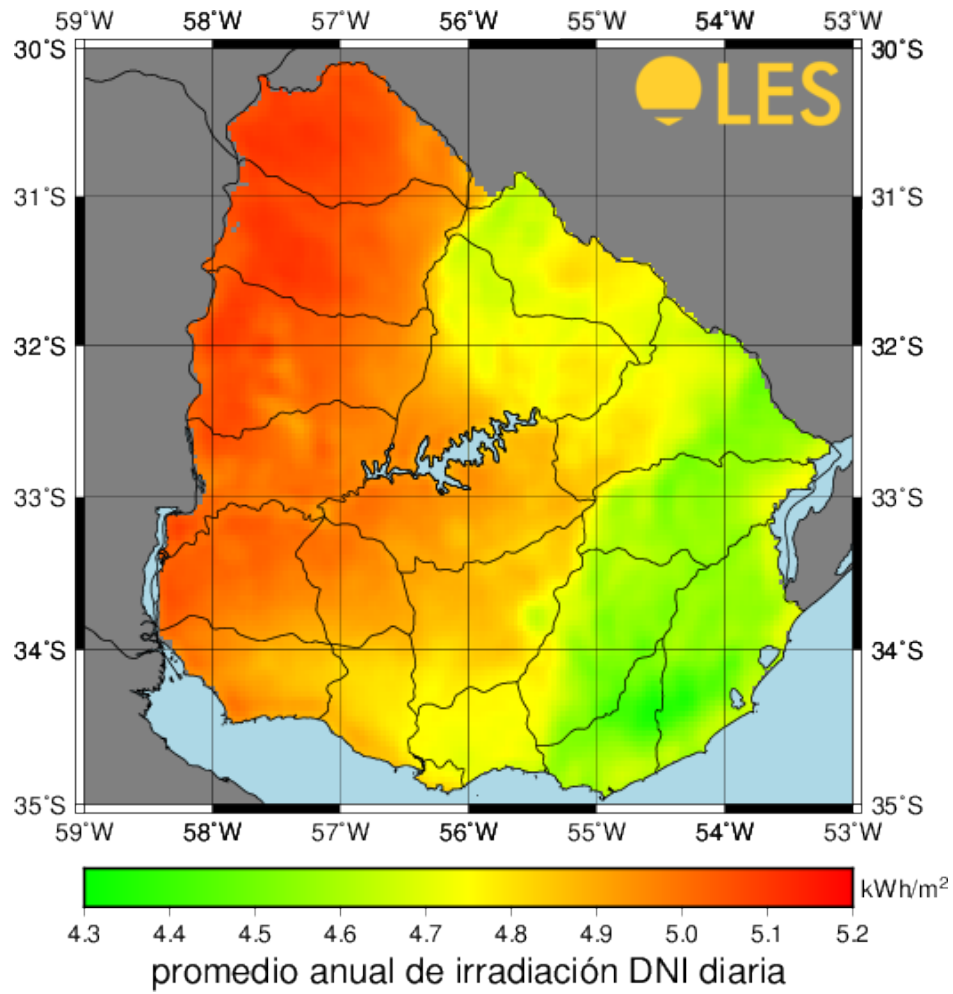


Figura A.2: Mapa anual de irradiación DNI diaria promedio.

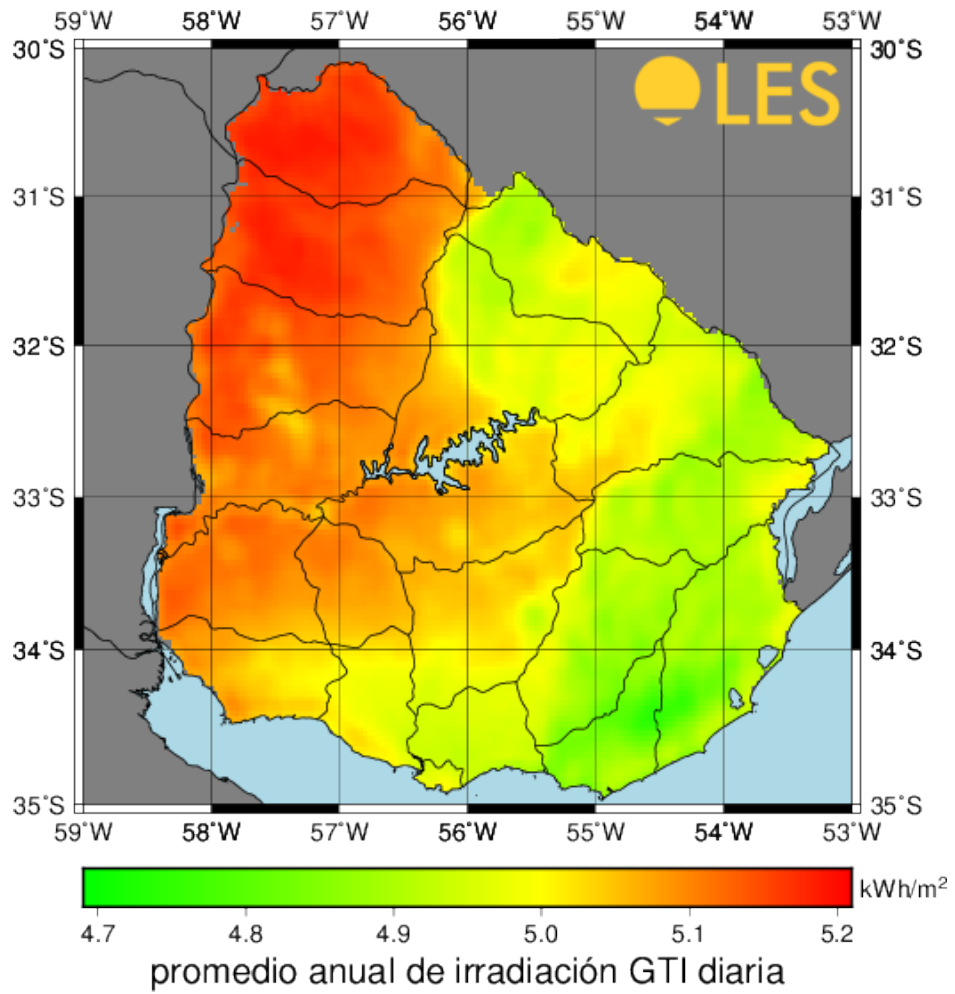


Figura A.3: Mapa anual de irradiación GTI diaria promedio ($\beta = 25^\circ$).

Apéndice A. Mapa Solar del Uruguay (MSUv2)

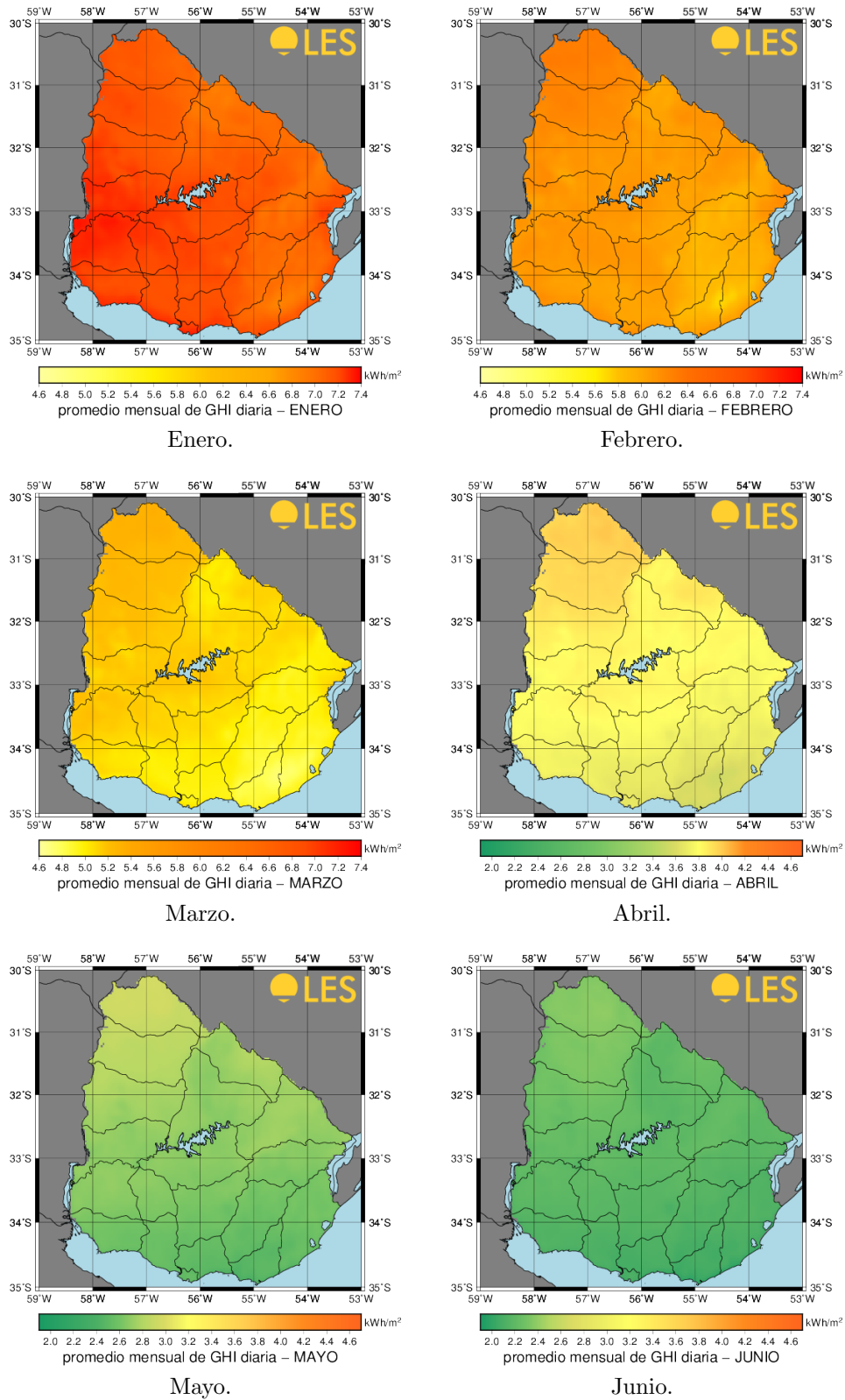
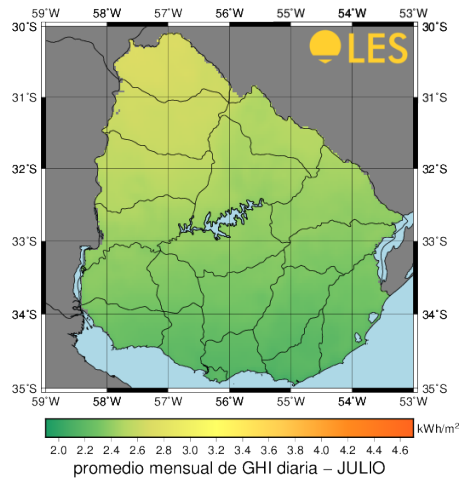
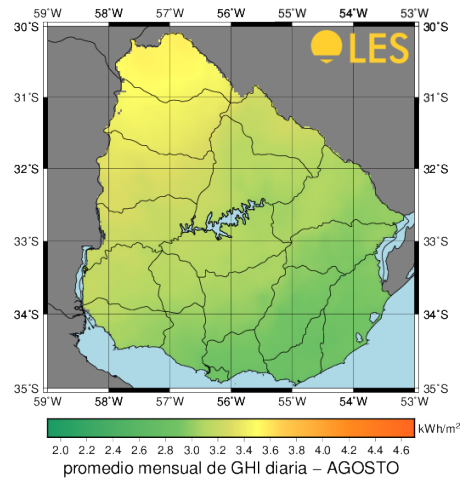


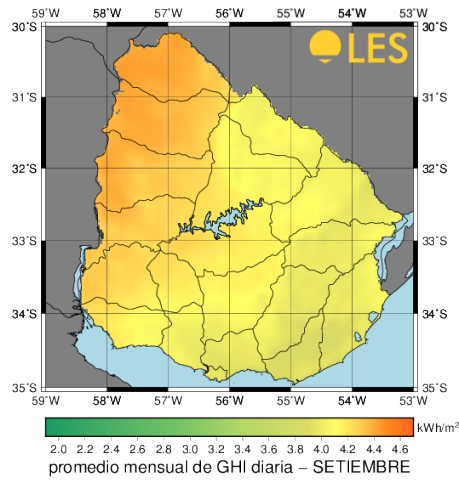
Figura A.4: Promedios mensuales de irradiación GHI diaria (figura 1/2).



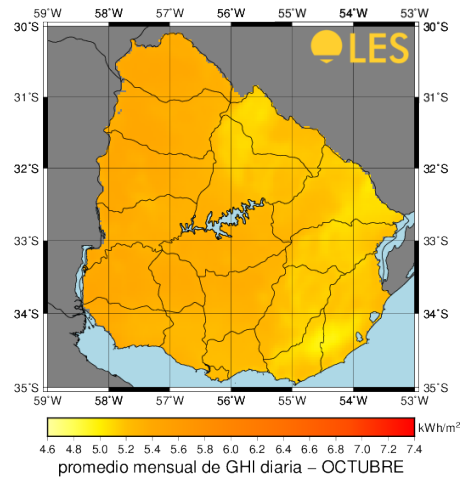
Julio.



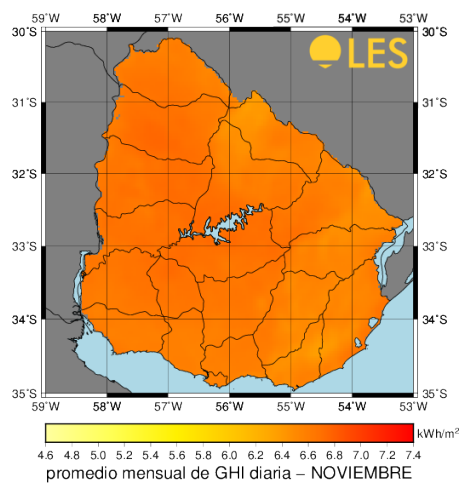
Agosto.



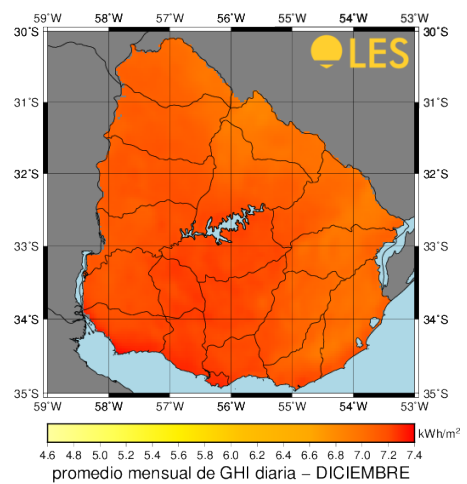
Setiembre.



Octubre.



Noviembre.



Diciembre.

Figura A.5: Promedios mensuales de irradiación GHI diaria (figura 2/2).

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice B

Infraestructura y procesamiento

Aquí se describe la parte más relevante de la infraestructura construida para la recepción y procesamiento de los datos de la Red de Medida Continua de Irradiancia Solar (RMCIS) y de las imágenes del satélite GOES-East en formato crudo.

B.1. Infraestructura computacional de satélite

La base de datos de imágenes principal se encuentra alojada en un servidor HP Proliant DL385p Gen8 denominado server-sat-01, que cuenta con capacidad de almacenamiento y procesamiento adecuado. Este servidor lo hemos equipado con 6 discos HDD de 6 TB que están organizados en un sistema RAID-5 por una controladora de disco dedicada. Este sistema permite mantener la integridad de la información almacenada y los sistemas en funcionamiento, incluso ante la rotura completa de un disco, dando un espacio de tiempo a que sea repuesto. Una vez repuesto el disco el sistema se recompone automáticamente su estado original. Todos los días se ejecuta automáticamente un chequeo del RAID que informa su estado vía mail. La redundancia introducida por el sistema RAID-5 y el tamaño del FileSystem asociado termina dando una capacidad efectiva de ~ 28 TB de almacenamiento. Este espacio se utiliza para almacenar la información cruda y la información procesada. El servidor cuenta con 2 procesadores AMD Opteron 6376 que tienen 16 cores de 2,3 GHz cada uno (lo que da un total de 32 unidades de procesamiento) y 32 GB de memoria RAM. Además de los 6 discos mencionados, el servidor tiene 2 discos en espejo de 1 TB cada uno, donde se encuentra el sistema operativo (Ubuntu Server) y los programas de procesamiento. La información cruda es respaldada en una PC de escritorio dedicada denominada pc-datos-01, que cuenta con 2 discos HDD de 6 TB (12 TB) para el respaldo de la información satelital cruda. La información de procesamiento no es respaldada por el momento. Ambos almacenamientos (servidor + respaldo) se encuentran en lugares físicos distintos, en el Laboratorio de Energía Solar en Salto y en la sala de servidores de la sede Salto del CENUR Litoral Norte, y su conectividad es de 100 Mbps a través de la RAU (Red Académica Uruguay).

Apéndice B. Infraestructura y procesamiento

Las imágenes son recibidas por la máquina **solargate**, que es una PC de escritorio dedicada para la recepción de datos desde el exterior a la red del LES. Esta PC recibe las imágenes de satélite y los datos de irradiancia solar de la RMCIS. Dentro de sus responsabilidades está enviar la información al servidor y al respaldo de forma ordenada. Ambas bases de datos se sincronizan automáticamente con cadencia semanal, debido al gran volumen de información que contienen. Esta infraestructura se muestra en forma esquemática en la Figura B.1. En **solargate** no se mantiene ningún tipo de buffer de la información.

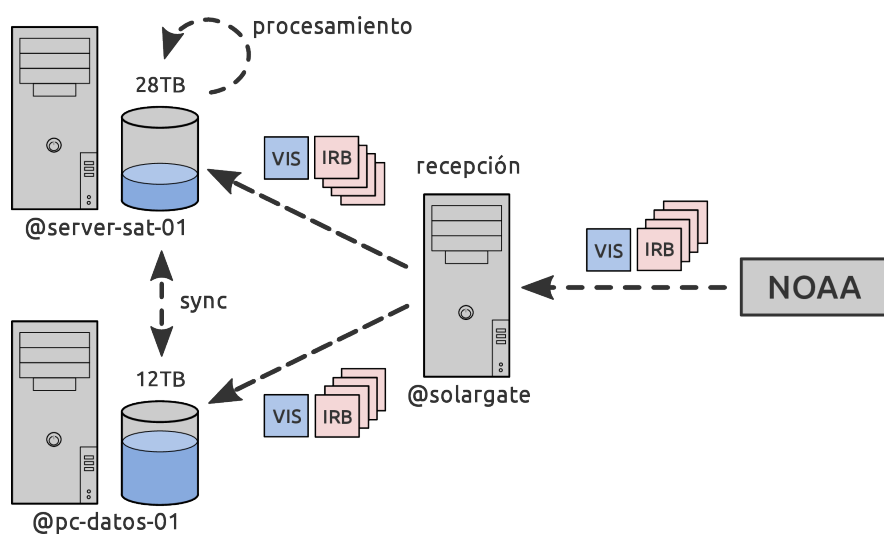


Figura B.1: Infraestructura para la recepción y procesamiento de información satelital.

B.2. Algoritmos

Los algoritmos de procesamiento están además divididos en dos tipos: (i) los que permiten procesar grandes volúmenes de información (una estadística larga de imágenes de satélite) y (ii) los programas que funcionan operativamente. Ambos algoritmos están desarrollados en C y comparten las mismas bibliotecas de procesamiento, pero difieren en su lógica de funcionamiento. Debido a su mayor complejidad, centraremos la atención en los algoritmos tipo (i). Procesar cada imagen por separado es relativamente rápido (del orden de segundos). La complejidad está en procesar estadísticas largas de imágenes, debido a que son muchas (del orden de las cientos de miles).

Los algoritmos para procesar varios años de imágenes están programados utilizando una arquitectura paralela. Estas herramientas permiten repartir la carga de cómputo en varios procesos que se ejecutan simultáneamente. Como cada imagen es procesada en pocos segundos, la paralelización del procesamiento no se realiza intra-imagen, sino que se reparten las imágenes a procesar en los procesos disponibles. La cantidad de procesos a utilizar la define el usuario al ejecutar el programa, típicamente, 32 procesos. Los algoritmos que procesan grillas regulares

y series temporales se han reportado en [Alonso-Suárez and Nesmachnow \(2012\)](#), y se comentan brevemente a continuación. Además de la paralelización descrita aquí, se desarrollaron un conjunto de bibliotecas comunes que son independientes del paralelismo e implementan las operaciones de la cadena de la Figura 3.1.

En la Figura B.2 se muestra esquemáticamente la paralelización del algoritmo para procesar grillas regulares, que es más simple que el que procesa series temporales. Existe un proceso maestro, que es el encargado de contar la cantidad de imágenes y dividir la tarea de trabajo entre los procesos esclavos disponibles. El proceso maestro también se encarga de otras tareas, como de generar las grillas destinos, cargar los archivos de calibración e inicializar las variables requeridas. Una vez culminada la inicialización envía a los procesos esclavos la información que requieren para procesar su asignación. El proceso maestro tiene un rol activo y procesa una asignación propia junto con los procesos esclavos. Cada proceso computa su asignación imagen a imagen y guarda a disco el resultado de su procesamiento. Finalmente, todos los procesos reportan un resumen de lo procesado al maestro de forma de identificar posibles problemas. Finalmente, el proceso maestro finaliza grabando a disco varios metadatos, como las grillas utilizadas, cantidad de líneas y columnas, espaciado de la grilla, entre otros datos requeridos para posteriormente cargar y geo-referenciar de la información.

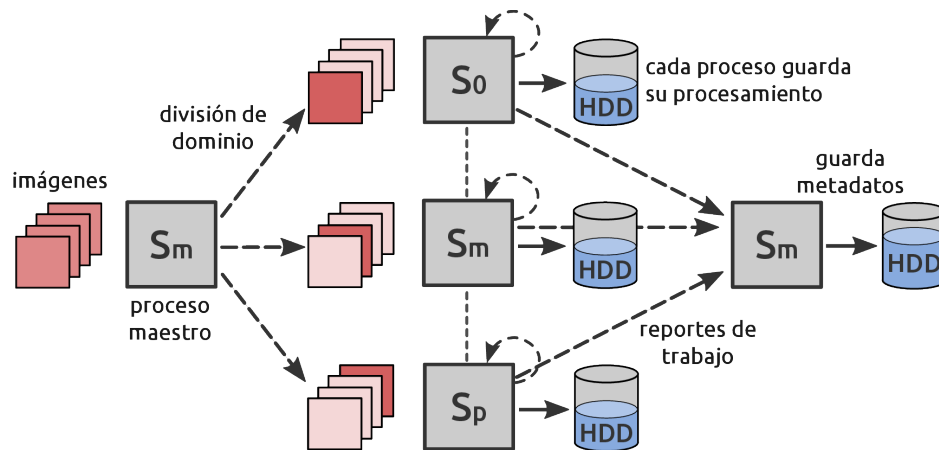


Figura B.2: Paralelización del procesamiento en grillas regulares.

En la Figura B.3 se muestra esquemáticamente la paralelización del algoritmo para procesar sitios específicos. Conceptualmente el modelo de paralelización es el mismo, sólo que cambia la forma de asignación de las imágenes a cada proceso y el acceso a disco para guardar el resultado. Los archivos con las series temporales para cada localidad se guardan por año y por sitio, por lo que se requiere que un proceso junte todos los datos de cada año de cada sitio. Cada subgrupo de procesamiento identificado en la Figura B.3 procesa un año de datos para todas las localidades. Cada año de imágenes tiene un proceso padre que grabará a disco la información, y un conjunto de procesos hijos que se dividen las imágenes de ese año. Los procesos padres son activos (al igual que el maestro, que además es padre de un subgrupo) y computan imágenes a la par de sus hijos. Una vez que los hijos

Apéndice B. Infraestructura y procesamiento

procesan toda la información que le fue asignada, reportan el resultado a su padre. El proceso padre reúne la información de forma ordenada, incluyendo la suya, y una vez que todos sus hijos le reportan la información graba el resultado a disco. El resto del algoritmo es idéntico al anterior.

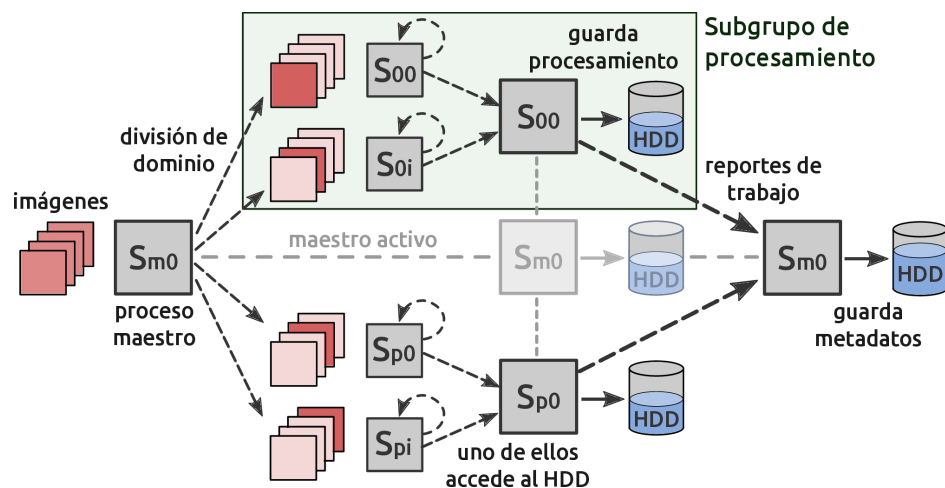


Figura B.3: Paralelización del procesamiento por localidades (sitios especificados).

Ambos procesamientos generan en disco archivos binarios que se guardan ordenadamente en estructuras de carpetas. Los archivos binarios son multi-plataforma y fácil de cargar en cualquier programa científico o de cálculo numérico. Todos los parámetros para el funcionamiento de los programas son ingresados a través de un archivo de texto plano que se le especifica al programa, incluyendo rutas requeridas, las grillas y celdas a utilizar, el listado de estaciones, estadística temporal, etc.

Estos programas fueron desarrollados con el objetivo de agilizar cálculos científicos que en la etapa de generación de la infraestructura se realizaban con frecuencia. Además, permitieron desarrollar varios experimentos en forma eficiente, variando los tamaños de grillas, probando distintas alternativas para el cálculo de productos, etc. Los algoritmos se desarrollaron durante el año 2012, cuando la base de imágenes aún constaba de imágenes “pequeñas” (ver Tabla 3.2), y debido a ello en la actualidad requerirían algunas modificaciones para un funcionamiento computacional óptimo. Por ejemplo, la asignación de imágenes se realiza en forma estática e independiente del tamaño de las imágenes. Con la base de datos al 2012 la diferencia de tiempo de procesamiento intra-procesos era del orden de minutos y funcionaba eficientemente para nuestra aplicación. Al día de hoy un funcionamiento óptimo requeriría un balance de carga dinámico, que no está implementado. No obstante, estos algoritmos proporcionan una herramienta adecuada para los cálculos requeridos, y se siguen utilizando para generar los insumos de investigación. En particular, fueron utilizados para el presente trabajo, incluso con las imágenes actuales. Una vez que la estadística de imágenes está procesada, la actualización del procesamiento la realizan los algoritmos operativos que procesan las imágenes en menos de 10 segundos desde que son recibidas.

B.3. Calibración de imágenes

Las imágenes originalmente son descargadas en cuentas digitales dentro un archivo NetCDF geo-referenciado. Para el canal visible se realizan dos calibraciones: pre-launch y post-launch, de modo de obtener los productos nivel 1b de este canal, que son la radiancia vista por satélite (L_S^{vis}), el Factor de Reflectancia (F_R) y la Reflectancia Planetaria (ρ_P). Los canales infrarrojos observan la radiancia recibida en cada banda, L_{Sx}^{irb} , donde x denota cada banda infrarroja ($x = \{2, 3, 4, 6\}$). Esta información es convertida a Temperatura de Brillo (T_x) y no requiere calibración, debido a que el sensor de auto-calibra en órbita. La radiancia observada por el satélite, ya sea en el canal visible o en los canales infrarrojos, sigue la definición de la Ec. (2.17) donde lo que varía en un caso u otro es la respuesta espectral del instrumento Φ_λ .

B.3.1. Calibración del canal visible

La primera calibración es la pre-launch, donde las cuentas digitales B_S^{vis} que genera el satélite se convierten a unidades de radiancia, $L_{S^*}^{\text{vis}}$. Para obtener este valor se utiliza la Ec. (B.1),

$$L_{S^*}^{\text{vis}} = m_v(B_S^{\text{vis}} - X_o), \quad (\text{B.1})$$

donde m_v y X_o son coeficientes de calibración medidos en Tierra antes del despegue. Previamente a aplicar esta ecuación el valor de B_S^{vis} en los archivos NetCDF se debe dividir entre $2^5 = 32$, debido a que el satélite genera las cuentas digitales en 10 bits pero el archivo NetCDF utiliza 16 bits (15 bits más signo). Los valores para m_v y X_o son públicos y la NOAA los brinda para cada uno de los dispositivos físicos que operaron en la posición GOES-East. $L_{S^*}^{\text{vis}}$ es la radiancia espectral previo a la calibración post-launch y coincidiría con la radiancia correcta que llega al satélite si el sensor careciera de degradación o afectación en la puesta en órbita. El Factor de Reflectancia (o Albedo), definido en la Ec. (2.19), requiere el valor de G_Δ^{sc} que sólo se puede relevar en Tierra durante la calibración pre-launch. La NOAA brinda este parámetros en forma de un valor $\kappa = \pi/G_\Delta^{\text{sc}}$, por lo que el Factor de Reflectancia previo a la calibración post-launch es,

$$F_R^* = \left(\frac{\pi}{G_\Delta^{\text{sc}}} \right) \times \left(\frac{L_{S^*}^{\text{vis}}}{F_n} \right) = \kappa \times \left(\frac{L_{S^*}^{\text{vis}}}{F_n} \right). \quad (\text{B.2})$$

En la Tabla B.1 se muestran los parámetros de calibración pre-launch para los satélites GOES-8, GOES-12 y GOES-13.

Los valores post-launch, L_S^{vis} y F_R , se obtienen de aplicar un factor de calibración f_C a $L_{S^*}^{\text{vis}}$ y F_R^* , respectivamente, según la Ec. (B.3).

$$L_S^{\text{vis}} = f_C L_{S^*}^{\text{vis}} \quad F_R = f_C F_R^* \quad (\text{B.3})$$

Estos factores varían en el tiempo y existen distintas propuestas para su obtención, como se explicó en la Sección 2.5. A efectos de la calibración de nuestras imágenes, utilizamos la calibración que es utilizada en forma operacional

Apéndice B. Infraestructura y procesamiento

parámetro	m_v	X_o	κ
unidad	W/m ² str μ m	count	m ² str μ m/W
GOES-8	0,5502	29	$1,92979 \times 10^{-3}$
GOES-12	0,5771	29	$1,97658 \times 10^{-3}$
GOES-13	0,6118	29	$1,89544 \times 10^{-3}$

Tabla B.1: Parámetros de calibración del canal visible de los satélites GOES-East.

por la NOAA, que se basa en la comparación de imágenes GOES-East con el satélite MODIS (satélite LEO). La NOAA/STAR actualiza con cadencia mensual estas inter-comparaciones y publica los factores de corrección en su sitio web (<https://www.star.nesdis.noaa.gov>). Si se grafica estos factores en el tiempo se observa que están razonablemente alineados, y por ello para el procedimiento operativo que implementamos utilizamos una recta de calibración ajustada a estos coeficientes, y la actualizamos con cadencia semestral.

B.3.2. Cálculo de la temperatura de brillo

Para las imágenes de los canales infrarrojos la relación lineal de la Ec. (B.1) se plantea como se muestra en la Ec. (B.4), donde m_x y b_x son los parámetros para convertir las cuentas digitales B_{Sx}^{irb} en la radiancia observada en dicho canal L_{Sx}^{irb} ,

$$L_{Sx}^{\text{irb}} = \frac{B_{Sx}^{\text{irb}} - b_x}{m_x}. \quad (\text{B.4})$$

En la Tabla B.2 se muestran los valores de m_x y b_x para los distintos canales infrarrojos de los satélites GOES-8, GOES-12 y GOES-13. Los coeficientes para los canales del 02 al 04 son los mismos para los 3 satélites. En cambio, los coeficientes del canal 06 son distintos para el GOES-8 que para los GOES-12 y GOES-13.

número de canal	GOES-8		GOES-12 y GOES-13	
	m_x	b_x	m_x	b_x
02	227,3889	68,2167	227,3889	68,2167
03	38,8383	29,1287	38,8383	29,1287
04	5,2285	15,6854	5,2285	15,6854
06	5,0273	15,3332	5,5297	16,5892

Tabla B.2: Parámetros de calibración para canales infrarrojos de los satélites GOES-East.

Para convertir la radiancia espectral infrarroja (L_{Sx}^{irb}) a Temperatura de Brillo (T_x) utilizamos la metodología propuesta por NOAA/OSPO, que es la que usa la NOAA operativamente^[1]. Existen otras propuestas que se podrían considerar, como la que propone el Cooperative Institute for Meteorological Satellite Studies

^[1]www.ospo.noaa.gov/Operations/GOES/calibration/gvar-conversion.html

B.4. Infraestructura computacional de la RMCIS

(CIMSS, Universidad de Wisconsin-Madison)^[2]. Para el cálculo de T_x primero se debe obtener la Temperatura Efectiva (T_{Fx}) de cuerpo negro para la longitud de onda central de la respuesta espectral del instrumento, que se obtiene invirtiendo la función de Planck, según,

$$T_{Fx} = \frac{C_2 n}{\ln(1 + C_1 \times [n^3 / L_{S_x}^{\text{irb}}])}, \quad (\text{B.5})$$

donde n es el valor central del número de onda de cada canal (en cm^{-1}) y C_1 y C_2 son constantes universales conocidas, cuyo valor es $C_1 = 1,191 \times 10^{-5} \text{ W/m}^2 \text{ str cm}^{-1}$ y $C_2 = 1,439 \text{ K/cm}^{-1}$. Luego, debido a la respuesta espectral del instrumento, que no es puntual en la longitud de onda central, se debe realizar una corrección sobre la Temperatura Efectiva T_{Fx} para obtener la Temperatura de Brillo T_x , según,

$$T_x = a_x + b_x T_{Fx}. \quad (\text{B.6})$$

Los valores n , a_x y b_x de las Ecs. (B.5) y (B.6) son específicos de cada canal/detector y se muestran en la Tabla B.3. Se compararon los valores de T_x que calculamos con las *look-up tables* que están disponibles en el sitio web de la OSPO/NOAA, y no se encontraron diferencias.

número de canal	GOES-8			GOES-12			GOES-13		
	n cm^{-1}	a_x K	b_x adim.	n cm^{-1}	a_x K	b_x adim.	n cm^{-1}	a_x K	b_x adim.
02	2556,7	-0,579	1,003	2562,5	-0,651	1,002	2561,7	-1,437	1,003
03	1481,9	-0,594	1,001	1536,4	-4,765	1,012	1522,5	-3,626	1,010
04	934,3	-0,323	1,001	933,2	-0,360	1,001	937,23	-0,386	1,001
06	837,1	-0,423	1,001	751,8	-0,252	1,001	749,8	-0,135	1,000

Tabla B.3: Coeficientes de calibración de canales infrarrojos para los satélites GOES-East.

B.4. Infraestructura computacional de la RMCIS

Los requerimientos de almacenamiento para las medidas de irradiancia solar y sus procesamientos es sensiblemente menor que para las imágenes de satélite. Los archivos que generan los equipos que miden en campo se reciben en la PC *solargate*, que es la interfaz del LES con la RMCIS. La estación LE reporta sus archivos a la PC *anardil* a través de la red interna. En ambas PCs se ejecutan programas que chequean diariamente que los archivos ingresen y que su tamaño sea correcto, y si se detecta algún error, lo informa vía correo electrónico. Luego, los datos son enviados a la PC *pc-datos-01* para su organización ordenada y posterior procesamiento. Aquí se realiza la integración 10-minutal, horaria y diaria, y los controles de calidad básicos que se describen en la Sección 3.4. Los archivos originales y los procesamientos se respaldan en otras PCs, algunos de ellos en lugares físicos y redes distintas a la del LES. Una visión global de esta infraestructura se ilustra en la

^[2]<http://cimss.ssec.wisc.edu/goes/calibration/>

Apéndice B. Infraestructura y procesamiento

Figura B.4. Los sistemas que funcionan en solargate y anardil funcionan en espejo y se ejecutan a la misma hora. Los archivos procesados son organizados en una estructura de archivos con un único formato, que ha posibilitado su procesamiento rápido y flexible (ver Figura B.5).

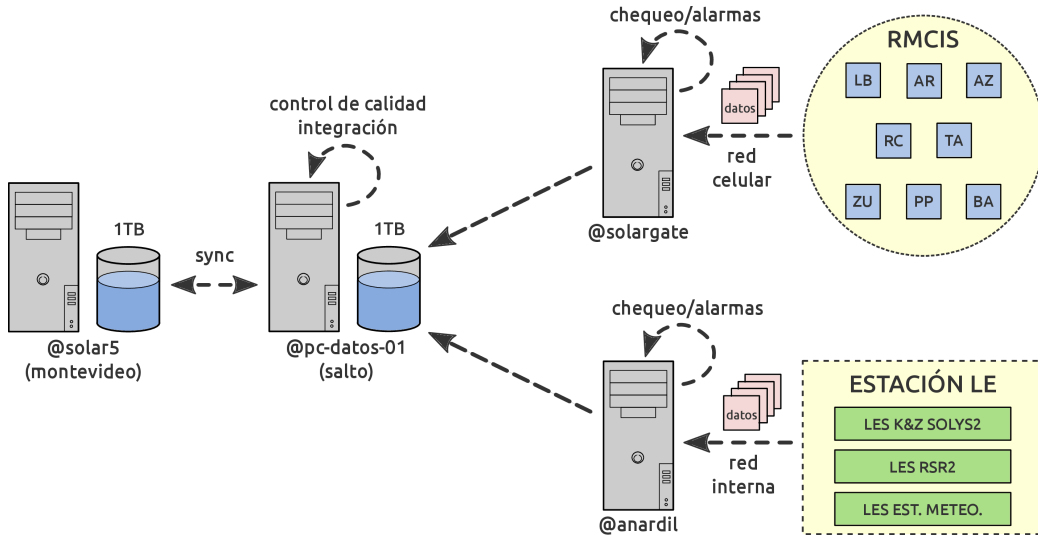


Figura B.4: Infraestructura para la recepción y procesamiento de medidas.

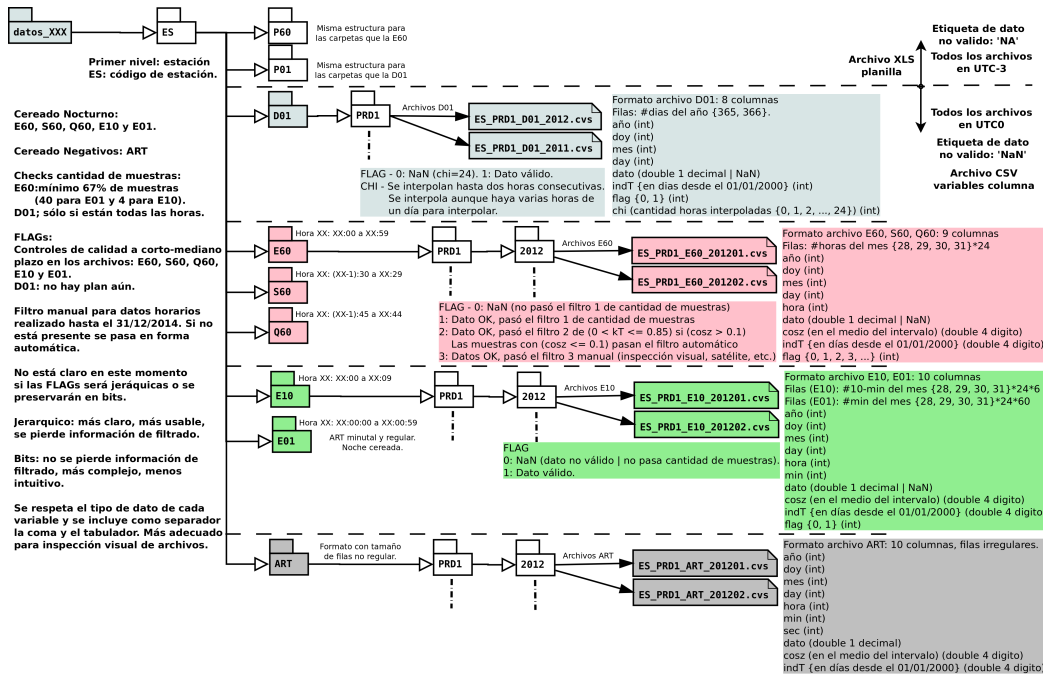


Figura B.5: Organización computacional de los archivos de medidas.

Utilizando los archivos de Alta Resolución Temporal (ART) se generan archivos

B.4. Infraestructura computacional de la RMCIS

con cantidad de líneas regulares y etiqueta temporal uniforme, que no está asegurada en los archivos ART (ni en los archivos crudos). Se genera un producto minutal (E01), un producto 10-minutal (E10), tres productos horarios (E60, S60 y Q60) y un producto diario (D01). El producto E01 son los datos de alta resolución temporal de irradiancia en W/m^2 con escala minutal regular y ubicando datos no válidos (NA) en los lugares que sean requeridos. El producto diario es la energía en de cada día en MJ/m^2 . En el producto E60, el valor de irradiación horaria asignado a la hora X es el acumulado entre las X:00:00 y las X:59:59 y el medio del intervalo ocurre a la hora X:30:00. Para otras variables meteorológicas esta media hora de diferencia puede no ser relevante, pero para el caso de la irradiación solar es crítica y se debe considerar para calcular el $\cos \theta_z$. El producto E60 calculado de esta forma coincide con el estándar de la WMO (WMO, 2008). El producto S60 es el promedio horario con el medio del intervalo a la hora en punto, es decir, considerando la media hora anterior y posterior a las X:00:00. Este producto es particularmente útil para usar en conjunto con las imágenes de satélite en Sudamérica, puesto que asegura disponer de al menos una imagen en cada intervalo horario en el régimen de operación normal del satélite GOES-East. Si se utilizaran los intervalos horarios E60 habría horas sin ninguna imagen. El producto Q60 tiene 15 minutos de desfase, y es el acumulado entre las (X-1):45:00 y las X:44:59. El producto E10 es similar al producto E60, con un intervalo 10 minutal centrado en +5 minutos del horario asignado al dato.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice C

Cálculos complementarios

Aquí se describen algunos cálculos y operaciones complementarias, que han sido referidos a lo largo del texto.

C.1. Cálculo del ángulo cenital

En la Figura C.1 se muestran los ángulos para ubicar la posición del Sol y un punto en la Tierra, como se explicó en la Sección 2.2. Los versores \hat{n}_z y \hat{n}_s indican el cenit local y la posición del Sol respectivamente. Considerando que el Sol se encuentra muy alejado, el versor solar en la posición del observador es el mismo que \hat{n}_s , por lo que el producto escalar $\hat{n}_z * \hat{n}_s$ da como resultado el coseno del ángulo cenital $\cos \theta_z$ (Abal, 2014). La expresión resultante se presentó en la Ec. (2.11), y se reitera a continuación:

$$\cos \theta_z = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos w.$$

En un caso práctico se requiere calcular el $\cos \theta_z$ a partir de la posición en la Tierra (latitud y longitud) y el instante temporal dado (fecha y hora del día). Para ello, se debe poder calcular w y δ a partir de dicha información.

La Tierra rota a razón de 15° por hora ($\dot{w} = \frac{\pi}{12}$ rad/hora). El hecho de que w varíe a una tasa constante define un tiempo solar aparente, t_s . Por definición, al mediodía solar la hora solar es $t_s = 12$ hs. La relación entre el ángulo horario y el tiempo solar es,

$$w = \frac{\pi}{12} (t_s - 12), \quad (\text{C.1})$$

donde el tiempo solar (t_s) debe estar expresado en horas (y fracción). La posición del Sol respecto a la Tierra define una hora solar para cada punto del globo corrigiendo el tiempo solar por la longitud del lugar, referida al meridiano de Greenwich. Esta hora no coincide con la hora estándar local. La hora solar se debe corregir, además de por longitud, por la Ecuación del Tiempo (E). La primera corrección refiere a la diferencia entre el meridiano del observador y el meridiano asociado a la hora local (UTC). La segunda corrección corrige variaciones sistemáticas en

Apéndice C. Cálculos complementarios

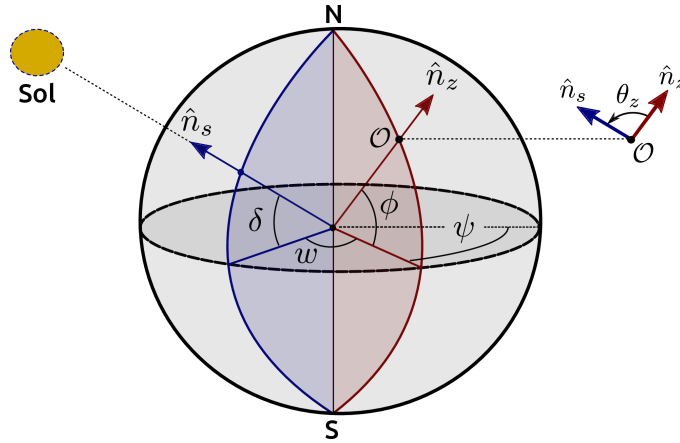


Figura C.1: Sistema de coordenadas solidario a la Tierra para ubicar a un observador en su superficie y la dirección del Sol.

la rotación de la Tierra a lo largo de su órbita asociadas a la conservación de su momento angular. La hora solar se relaciona con estas cantidades como,

$$t_s = t_o^{\text{utc}} + \frac{(\psi - \psi^{\text{utc}})}{15} + \frac{E}{60}, \quad (\text{C.2})$$

donde t_o^{utc} es la hora local referida al meridiano ψ^{utc} . En esta expresión, los tiempos se expresan en horas decimales y la Ecuación del Tiempo E en minutos. Las longitudes ψ y ψ^{utc} están en grados decimales con su signo (negativo al oeste de Greenwich). En el trabajo de [Spencer \(1971\)](#) se brindan aproximaciones en series de Fourier para el cálculo de la declinación solar y la Ecuación del Tiempo. Estas parametrizaciones están en función de la misma variable Γ de la Ec. (2.8), y se presentan respectivamente en las Ecs. (C.3) y (C.4). En estas expresiones δ está en radianes y E en minutos.

$$\begin{aligned} \delta \approx & 0,006918 + 0,070257 \text{ sen}(\Gamma) + 0,000907 \text{ sen}(2\Gamma) + 0,001480 \text{ sen}(3\Gamma) + \dots \\ & - 0,399912 \text{ cos}(\Gamma) - 0,006758 \text{ cos}(2\Gamma) - 0,002697 \text{ cos}(3\Gamma) \end{aligned} \quad (\text{C.3})$$

$$\begin{aligned} E \approx & 229,18 \text{ min} \times \{0,000075 - 0,032077 \text{ sen}(\Gamma) - 0,040890 \text{ sen}(2\Gamma) + \dots \\ & 0,001868 \text{ cos}(\Gamma) - 0,014615 \text{ cos}(2\Gamma)\} \end{aligned} \quad (\text{C.4})$$

C.2. Ángulo azimutal Sol-Satélite

Para el modelo de brillo de fondo se requiere calcular el ángulo de azimuth en el plano local entre la dirección del Sol y la dirección del satélite. En la Figura C.3 se ilustra la geometría del problema incluyendo los ángulos relevantes.

C.2. Ángulo azimutal Sol-Satélite

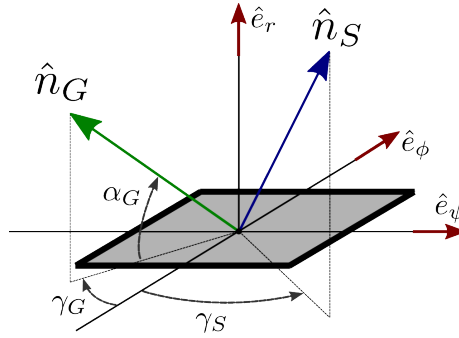


Figura C.2: Ángulos en el plano local.

El cálculo del azimuth solar, γ_S , es conocido y se encuentra documentado en [Duffie and Beckman \(2006\)](#); [Abal \(2014\)](#). A este ángulo hay que adicionarle el ángulo azimutal del satélite, γ_G , que, como el satélite es geo-estacionario, es un valor fijo para cada punto del globo $\{\phi, \psi\}$. Atendiendo la convención de signos para γ_S (negativo antes del mediodía solar local y positivo después), el ángulo azimutal Sol-Satélite se calcula según: $\gamma_{GS} = \gamma_G - \gamma_S$.

Observando que $\hat{n}_G * \hat{e}_\psi = -\cos \alpha_G \sin \gamma_G$ y que $\hat{n}_G * \hat{e}_\phi = -\cos \alpha_G \cos \gamma_G$, se tiene que,

$$\tan \gamma_G = \frac{\hat{n}_G * \hat{e}_\psi}{\hat{n}_G * \hat{e}_\phi}, \quad (\text{C.5})$$

donde el versor \hat{n}_G es (ver Figura C.3),

$$\hat{n}_G = \frac{R_R \hat{n}_R - R_T \hat{e}_r}{|R_R \hat{n}_R - R_T \hat{e}_r|}, \quad (\text{C.6})$$

siendo \hat{n}_R el versor que ubica el satélite respecto a la Tierra, R_R el radio de órbita del radiómetro y R_T el radio medio de la Tierra.

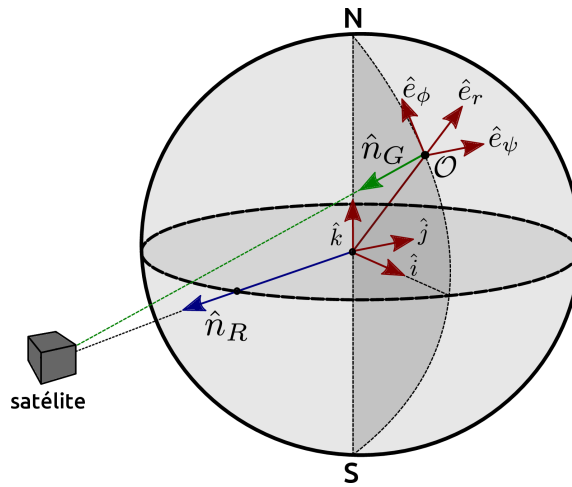


Figura C.3: Ubicación del versor al satélite respecto a la Tierra.

Apéndice C. Cálculos complementarios

Como $\hat{n}_R = \cos(\psi - \psi_R)\hat{i} - \sin(\psi - \psi_R)\hat{j}$, donde ψ_R es la longitud en la que está ubicado el satélite, se tiene que:

$$\tan \gamma_G = \frac{\hat{n}_G * \hat{e}_\psi}{\hat{n}_G * \hat{e}_\phi} = \frac{(R_R \hat{n}_R - R_T \hat{e}_r) * \hat{e}_\psi}{(R_R \hat{n}_R - R_T \hat{e}_r) * \hat{e}_\phi} = \frac{\hat{n}_R * \hat{e}_\psi}{\hat{n}_R * \hat{e}_\phi}, \quad (\text{C.7})$$

de lo que se obtiene,

$$\tan \gamma_G = \frac{\tan(\psi - \psi_R)}{\sin \phi}. \quad (\text{C.8})$$

Apéndice D

Información complementaria

cód.	nombre	cód.	nombre	cód.	nombre
LB	LES Las Brujas	AR	LES Artigas	MM	UTE McMeekan
TT	LES Treinta y Tres	PA	UTE Piedras de Afilas	RM	UTE Rosendo Mendoza
SA	LES Salto	RB	UTE Rincón del Bonete	RR	UTE Rocha
RO	LES Rocha	BU	UTE Buena Unión	BB	UTE Baltasar Brum

Tabla D.1: Identificación de las estaciones de medida utilizadas.

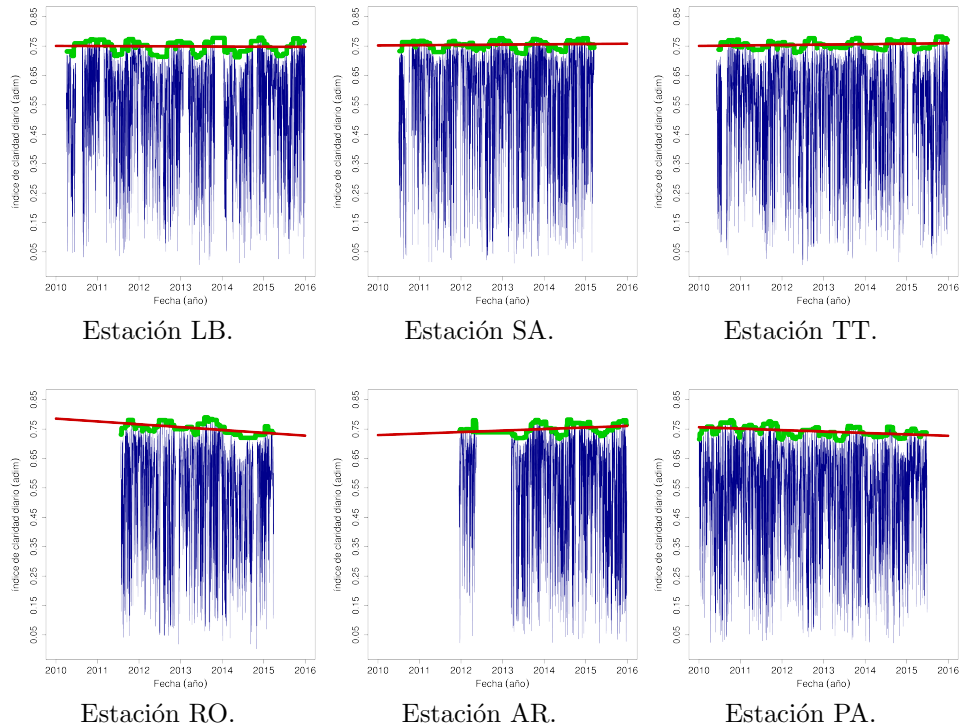


Figura D.1: Análisis de máximos diarios de índices de nubosidad (figura 1/2).

Apéndice D. Información complementaria

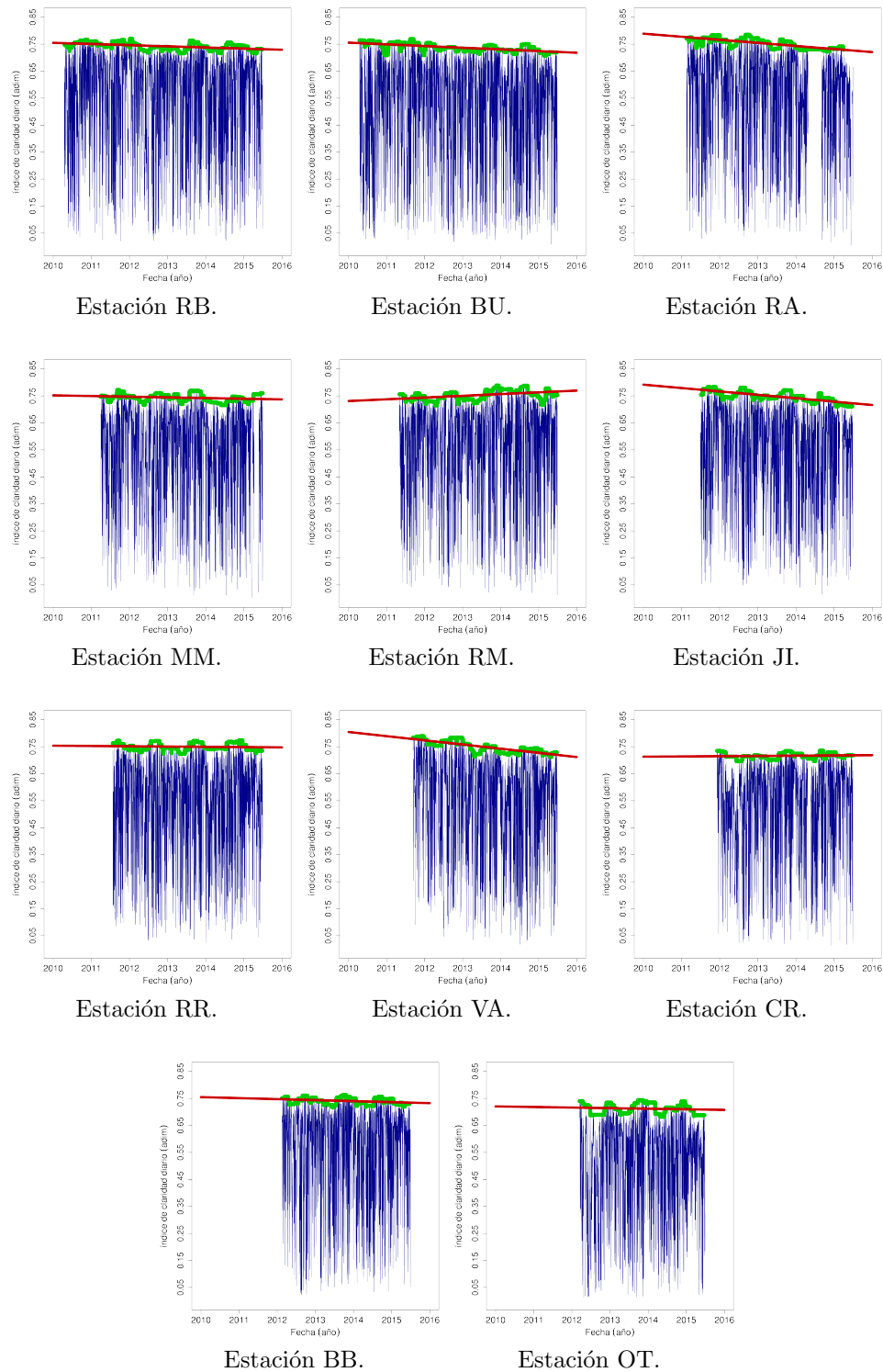


Figura D.2: Análisis de máximos diarios de índices de nubosidad (figura 2/2).

PARAMETROS – MODELO BDJPT-2f									
cód. est.	a ₁ adim	b ₁ adim	c ₁ adim	d ₁ Wh/m ²	a ₂ adim	b ₂ adim	c ₂ adim	d ₂ Wh/m ²	F _R ^{thr} (%)
LB	0.382	0.859	-0.485	-0.776	-0.075	1.352	-0.601	-0.149	15.3
SA	0.380	0.858	-0.481	-0.867	-0.037	1.138	-0.423	-0.140	14.8
TT	0.359	0.954	-0.583	-0.725	-0.096	1.394	-0.619	-0.151	16.9
RO	0.369	0.893	-0.530	-0.681	-0.040	1.226	-0.530	-0.146	17.2
AR	0.403	0.770	-0.421	-0.807	-0.073	1.209	-0.466	-0.133	16.0
PA	0.378	0.859	-0.542	-0.809	-0.096	1.337	-0.608	-0.144	15.8
RB	0.401	0.779	-0.440	-0.781	-0.058	1.184	-0.459	-0.141	15.3
BU	0.362	0.878	-0.537	-0.842	-0.064	1.083	-0.391	-0.131	16.0
MM	0.395	0.832	-0.500	-0.834	-0.066	1.275	-0.553	-0.146	15.4
RM	0.407	0.802	-0.464	-0.860	+0.022	0.989	-0.329	-0.147	15.5
RR	0.390	0.843	-0.496	-0.824	-0.008	1.034	-0.396	-0.143	16.0
BB	0.381	0.831	-0.489	-0.807	-0.113	1.299	-0.539	-0.136	15.6
prom.	0.383	0.849	-0.498	-0.797	-0.059	1.217	-0.498	-0.142	15.9
std	4.1 %	5.9 %	9.1 %	6.8 %	64.7 %	10.6 %	19.3 %	4.5 %	4.2 %

PARAMETROS – MODELO BDJPT-3f												
cód. est.	a ₁ adim	b ₁ adim	c ₁ adim	d ₁ Wh/m ²	a ₂ adim	b ₂ adim	c ₂ adim	d ₂ Wh/m ²	a ₃ adim	b ₃ adim	c ₃ adim	d ₃ Wh/m ²
LB	0.404	0.797	-0.446	-0.844	0.110	1.391	-0.777	-0.355	-0.070	1.059	-0.385	-0.119
SA	0.396	0.823	-0.463	-1.000	0.123	1.279	-0.676	-0.353	-0.055	0.944	-0.294	-0.111
TT	0.382	0.902	-0.555	-0.791	0.124	1.283	-0.682	-0.323	-0.072	1.076	-0.385	-0.124
RO	0.399	0.824	-0.494	-0.704	0.152	1.241	-0.681	-0.342	-0.040	0.995	-0.366	-0.118
AR	0.423	0.728	-0.403	-0.929	0.132	1.186	-0.582	-0.332	-0.110	1.091	-0.402	-0.106
PA	0.415	0.764	-0.481	-0.663	0.081	1.372	-0.776	-0.336	-0.085	1.014	-0.380	-0.110
RB	0.444	0.665	-0.367	-0.627	0.108	1.308	-0.694	-0.352	-0.074	0.997	-0.338	-0.112
BU	0.393	0.804	-0.499	-1.022	0.063	1.360	-0.743	-0.341	-0.056	0.851	-0.250	-0.103
MM	0.424	0.753	-0.450	-0.860	0.108	1.330	-0.737	-0.345	-0.072	1.037	-0.383	-0.116
RM	0.444	0.701	-0.397	-0.856	0.122	1.270	-0.674	-0.343	-0.049	0.954	-0.303	-0.118
RR	0.414	0.812	-0.498	-1.235	0.173	1.120	-0.583	-0.371	-0.010	0.827	-0.271	-0.112
BB	0.406	0.766	-0.451	-0.864	0.092	1.326	-0.718	-0.348	-0.080	0.940	-0.307	-0.104
prom.	0.410	0.783	-0.461	-0.865	0.117	1.287	-0.691	-0.345	-0.065	0.990	-0.343	-0.113
std	4.7 %	8.1 %	11.3 %	19.5 %	25.4 %	6.1 %	9.2 %	3.5 %	38.5 %	8.4 %	15.1 %	5.8 %

Tabla D.2: Coeficientes para cada estación de los modelo BDJPT-2f y BDJPT-3f.

Apéndice D. Información complementaria

PARAMETROS – MODELO JPT-v1					PARAMETROS – MODELO JPT-v2				
cód. est.	a adim	b adim	c adim	d Wh/m ²	cód. est.	a adim	b adim	c adim	d Wh/m ²
LB	0.603	0.608	-0.358	-13.296	LB	0.419	0.736	-0.404	-13.448
SA	0.574	0.625	-0.351	-13.056	SA	0.419	0.721	-0.385	-13.141
TT	0.607	0.618	-0.374	-13.270	TT	0.420	0.736	-0.419	-13.382
RO	0.624	0.559	-0.345	-13.162	RO	0.434	0.691	-0.397	-13.279
AR	0.585	0.593	-0.329	-12.899	AR	0.428	0.673	-0.352	-12.990
PA	0.599	0.577	-0.373	-13.002	PA	0.415	0.703	-0.418	-13.189
RB	0.613	0.512	-0.286	-13.062	RB	0.442	0.638	-0.340	-13.144
BU	0.551	0.623	-0.379	-12.708	BU	0.399	0.717	-0.411	-12.793
MM	0.621	0.555	-0.341	-13.315	MM	0.428	0.695	-0.395	-13.444
RM	0.646	0.499	-0.287	-13.539	RM	0.448	0.642	-0.342	-13.650
RR	0.631	0.471	-0.278	-13.490	RR	0.461	0.619	-0.349	-13.536
BB	0.577	0.618	-0.369	-13.013	BB	0.408	0.711	-0.397	-13.118
prom. std.	0.602 4.5 %	0.576 9.2 %	-0.341 10.7 %	-13.149 1.8 %	prom. std.	0.426 4.1 %	0.693 5.7 %	-0.385 7.8 %	-13.258 1.8 %

Tabla D.3: Coeficientes para cada estación de los modelo JPT-v1 y JPT-v2

PARAMETROS – MODELO JPT-v3					PARAMETROS – MODELO JPT-v4				
cód. est.	a adim	b adim	c adim	d Wh/m ²	cód. est.	a adim	b adim	c adim	d Wh/m ²
LB	0.454	0.685	-0.379	-9.333	LB	0.401	0.796	-0.432	-0.911
SA	0.443	0.692	-0.374	-9.294	SA	0.393	0.806	-0.434	-0.906
TT	0.452	0.688	-0.392	-9.137	TT	0.386	0.847	-0.483	-0.899
RO	0.470	0.634	-0.364	-9.114	RO	0.408	0.775	-0.438	-0.902
AR	0.456	0.649	-0.349	-9.244	AR	0.417	0.717	-0.370	-0.906
PA	0.452	0.642	-0.385	-9.103	PA	0.407	0.752	-0.446	-0.935
RB	0.468	0.607	-0.327	-9.232	RB	0.426	0.692	-0.365	-0.915
BU	0.433	0.677	-0.394	-9.189	BU	0.384	0.792	-0.456	-0.945
MM	0.461	0.648	-0.374	-9.245	MM	0.419	0.741	-0.421	-0.922
RM	0.481	0.597	-0.324	-9.336	RM	0.442	0.680	-0.363	-0.918
RR	0.490	0.563	-0.315	-9.515	RR	0.423	0.719	-0.399	-0.948
BB	0.438	0.684	-0.390	-9.208	BB	0.397	0.777	-0.439	-0.924
prom. std.	0.458 3.7 %	0.650 6.3 %	0.365 7.8 %	-9.243 1.2 %	prom. std.	0.408 4.3 %	0.762 6.6 %	-0.422 9.1 %	-0.917 1.8 %

Tabla D.4: Coeficientes para cada estación de los modelo JPT-v3 y JPT-v4

modelo	rMBD máx.	rMBD mín	rRMSD máx.
JPT	+31.4 %	-30.9 %	40.5 %
BDJPT-2f	+22.3 %	-21.7 %	32.3 %
BDJPT-3f	+12.6 %	-21.6 %	25.0 %
JPT-v1	+12.8 %	-24.2 %	28.2 %
JPT-v2	+11.7 %	-21.8 %	27.7 %
JPT-v3	+12.2 %	-22.3 %	28.6 %
JPT-v4	+9.3 %	-22.4 %	27.6 %
JPT-v2-3f	+9.1 %	-21.1 %	26.0 %

Tabla D.5: Valores extremos de rMBD y rRMSD para todos los modelos.

EVALUACIÓN A ESCALA HORARIA								
modelo satelital	MBD Wh/m ²	MAD Wh/m ²	RMS Wh/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)	rKSI (%)	rOVER (%)
JPT	+1.9	64.9	80.0	+0.4	14.5	17.9	60.3	10.3
BDJPT-2f	+0.7	39.9	57.6	+0.2	9.0	12.9	26.2	0.4
BDJPT-3f	+0.3	37.2	54.1	+0.1	8.3	12.1	22.0	0.1
JPT-v1	+0.2	39.3	55.7	0.0	8.8	12.5	25.4	0.0
JPT-v2	+0.4	37.0	53.4	+0.1	8.3	12.0	24.7	0.0
JPT-v3	+0.2	38.1	54.6	0.0	8.5	12.2	24.0	0.0
JPT-v4	+1.0	38.7	54.8	+0.2	8.7	12.3	24.5	0.5
JPT-v2-3f	+0.2	36.1	52.8	0.0	8.1	11.8	21.5	0.0

EVALUACIÓN A ESCALA DIARIA								
modelo satelital	MBD MJ/m ²	MAD MJ/m ²	RMS MJ/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)	rKSI (%)	rOVER (%)
JPT	+0.1	1.8	2.1	+0.3	10.0	11.8	25.0	0.4
BDJPT-2f	0.0	0.8	1.1	+0.2	4.6	6.0	8.8	0.0
BDJPT-3f	0.0	0.7	1.0	+0.1	4.2	5.5	8.5	0.0
JPT-v1	0.0	0.8	1.0	-0.1	4.5	5.9	9.1	0.0
JPT-v2	0.0	0.7	1.0	+0.2	4.2	5.5	8.3	0.0
JPT-v3	0.0	0.8	1.0	0.0	4.4	5.7	8.5	0.0
JPT-v4	0.0	0.8	1.0	+0.2	4.6	5.9	10.0	0.0
JPT-v2-3f	0.0	0.7	0.9	+0.1	4.0	5.3	8.0	0.0

Tabla D.6: Indicadores globales de desempeño de todos los modelos. La media de referencia es 448 Wh/m² y 17,8 MJ/m² (horario y diario).

modelo satelital	Desvío promedio – rMBD (%)						
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7
JPT	-22.7	-10.8	+4.0	+23.7	+21.4	+13.8	+10.6
BDJPT-2f	-16.2	-3.2	+0.7	+12.1	+5.3	+5.7	+7.0
BDJPT-3f	-15.7	-2.8	+1.9	+6.4	+3.8	+5.0	+6.6
JPT-v1	-17.3	-3.1	+3.4	+9.6	+7.5	+5.4	+5.3
JPT-v2	-15.7	-3.2	+3.4	+8.7	+6.4	+5.3	+3.9
JPT-v3	-16.1	-2.9	+4.4	+8.5	+5.5	+4.9	+4.6
JPT-v4	-16.7	-3.6	+3.9	+5.5	+6.5	+6.5	+1.4
JPT-v2-3f	-15.2	-2.5	+2.3	+5.9	+5.0	+4.4	+5.6

modelo satelital	Dispersión promedio – rRMSD (%)						
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7
JPT	23.0	11.9	8.2	31.6	23.8	14.4	25.2
BDJPT-2f	18.1	8.5	12.6	21.5	13.0	9.3	16.8
BDJPT-3f	17.6	8.0	11.7	20.4	12.8	8.7	13.9
JPT-v1	18.9	8.2	11.2	22.1	15.2	9.4	14.5
JPT-v2	17.3	7.5	10.9	21.5	13.9	9.0	13.9
JPT-v3	17.4	7.3	11.5	22.2	14.9	9.4	13.8
JPT-v4	17.9	7.5	11.1	21.9	14.4	9.4	11.5
JPT-v2-3f	17.2	7.8	11.4	20.3	12.9	8.5	13.0

Tabla D.7: Comparación para las distintas zonas entre todos los modelos. La media de referencia es 448 Wh/m².

EVALUACIÓN A ESCALA HORARIA – MODELO JPT												
cód. est.	horas #	media Wh/m ²	MBD Wh/m ²	MAD Wh/m ²	RMS Wh/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)	KSI Wh/m ²	OVER Wh/m ²	rKSI (%)	rOVER (%)
LB	11006	453	+2.0	61.0	75.6	+0.4	13.5	16.7	14.7	2.1	55.7	8.0
SA	12498	477	+1.9	62.1	78.6	+0.4	13.0	16.5	15.4	2.7	62.3	10.9
TT	12145	458	+1.4	63.9	78.4	+0.3	13.9	17.1	14.5	2.2	57.9	8.9
RO	9209	442	+1.6	65.2	80.2	+0.4	14.7	18.1	14.9	2.0	51.6	7.0
AR	6378	469	+2.6	63.8	79.1	+0.6	13.6	16.9	17.3	1.9	49.8	5.5
PA	11291	411	+1.6	69.2	84.0	+0.4	16.8	20.4	17.6	3.4	67.7	13.2
RB	13415	455	+2.0	62.3	77.0	+0.4	13.7	16.9	16.2	3.3	67.8	13.7
BU	11069	414	+2.7	69.5	84.0	+0.7	16.8	20.3	21.3	5.6	81.0	21.2
MM	10490	445	+1.7	62.6	76.6	+0.4	14.1	17.2	15.0	2.3	55.4	8.6
RM	9062	435	+1.6	66.5	80.9	+0.4	15.3	18.6	17.7	2.9	61.0	10.1
RR	10059	439	+2.1	70.6	88.9	+0.5	16.1	20.2	18.4	3.3	66.7	11.8
BB	8411	449	+1.8	65.1	79.8	+0.4	14.5	17.8	17.0	2.7	56.3	8.8
prom.	–	448	1.9	64.9	80.0	0.4	14.5	17.9	16.5	2.8	60.3	10.3

EVALUACIÓN A ESCALA DIARIA – MODELO JPT												
cód. est.	días #	media MJ/m ²	MBD MJ/m ²	MAD MJ/m ²	RMS MJ/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)	KSI MJ/m ²	OVER MJ/m ²	rKSI (%)	rOVER (%)
LB	1013	17.9	+0.1	1.6	1.9	+0.3	9.1	10.9	0.7	0.0	23.5	0.3
SA	1131	19.1	+0.1	1.8	2.1	+0.3	9.2	10.9	0.8	0.0	30.6	1.5
TT	1113	18.2	+0.0	1.6	1.9	+0.1	8.9	10.5	0.7	0.0	25.5	0.5
RO	842	17.6	+0.1	1.7	2.0	+0.3	9.5	11.3	0.7	0.0	21.2	0.2
AR	577	18.8	+0.1	1.9	2.2	+0.5	9.8	11.5	0.9	0.0	23.3	0.3
PA	1064	15.9	+0.0	1.8	2.2	+0.3	11.6	13.7	0.7	0.0	23.1	0.1
RB	1218	18.2	+0.1	1.8	2.1	+0.3	9.9	11.6	0.8	0.0	29.0	1.0
BU	1031	16.2	+0.1	2.0	2.3	+0.5	12.3	14.3	0.9	0.0	30.0	0.1
MM	962	17.6	+0.1	1.7	2.0	+0.4	9.7	11.4	0.7	0.0	25.1	0.5
RM	840	17.1	+0.0	1.8	2.1	+0.1	10.6	12.4	0.7	0.0	22.4	0.0
RR	913	17.6	+0.1	1.9	2.3	+0.4	10.9	13.2	0.7	0.0	23.1	0.4
BB	768	17.8	+0.0	1.8	2.1	+0.3	10.2	11.9	0.8	0.0	24.1	0.1
prom.	–	17.8	0.1	1.8	2.1	0.3	10.0	11.8	0.8	0.0	25.0	0.4

Tabla D.8: Indicadores de desempeño del modelo JPT original. En la Tabla superior están los indicadores a escala horaria y en la Tabla inferior están los indicadores a escala diaria. En la última fila de cada Tabla se brindan los indicadores promedio ponderados por la calidad de la medida de cada estación, como se explicó en la Sección 4.1.

EVALUACIÓN A ESCALA HORARIA – MODELO BDJPT-2f												
cód. est.	horas #	media Wh/m ²	MBD Wh/m ²	MAD Wh/m ²	RMS Wh/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)	KSI Wh/m ²	OVER Wh/m ²	rKSI (%)	rOVER (%)
LB	11006	453	+0.8	37.3	54.9	+0.2	8.2	12.1	6.7	0.0	25.4	0.2
SA	12498	477	+0.8	36.4	55.8	+0.2	7.6	11.7	6.4	0.2	26.0	0.7
TT	12145	458	+0.6	41.1	58.8	+0.1	9.0	12.8	6.9	0.0	27.4	0.1
RO	9209	442	+0.5	43.1	60.7	+0.1	9.7	13.7	7.1	0.0	24.6	0.1
AR	6378	469	+1.0	38.7	55.2	+0.2	8.2	11.8	7.5	0.0	21.6	0.0
PA	11291	411	+0.3	46.1	63.1	+0.1	11.2	15.4	8.0	0.1	30.8	0.4
RB	13415	455	+0.7	37.4	54.3	+0.1	8.2	11.9	6.7	0.3	28.2	1.2
BU	11069	414	+0.8	40.2	57.1	+0.2	9.7	13.8	7.7	0.3	29.2	1.0
MM	10490	445	+0.7	36.5	53.5	+0.2	8.2	12.0	6.1	0.1	22.5	0.4
RM	9062	435	+0.6	41.3	58.3	+0.1	9.5	13.4	7.6	0.3	26.0	0.9
RR	10059	439	+0.5	44.7	66.3	+0.1	10.2	15.1	8.7	0.1	31.5	0.2
BB	8411	449	+0.6	37.8	54.8	+0.1	8.4	12.2	6.9	0.0	22.8	0.1
prom.	–	448	0.7	39.9	57.6	0.2	9.0	12.9	7.2	0.1	26.2	0.4

EVALUACIÓN A ESCALA DIARIA – MODELO BDJPT-2f												
cód. est.	días #	media MJ/m ²	MBD MJ/m ²	MAD MJ/m ²	RMS MJ/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)	KSI MJ/m ²	OVER MJ/m ²	rKSI (%)	rOVER (%)
LB	1013	17.9	0.0	0.7	0.9	+0.2	4.0	5.3	0.2	0.0	8.3	0.0
SA	1131	19.1	0.0	0.7	1.0	+0.1	3.8	5.1	0.2	0.0	8.7	0.0
TT	1113	18.2	0.0	0.8	1.0	+0.1	4.2	5.4	0.2	0.0	8.3	0.0
RO	842	17.6	0.0	0.8	1.1	+0.2	4.8	6.2	0.3	0.0	8.1	0.0
AR	577	18.8	0.0	0.8	1.0	+0.2	4.1	5.3	0.3	0.0	7.9	0.0
PA	1064	15.9	0.0	0.9	1.2	+0.1	5.9	7.6	0.3	0.0	11.4	0.0
RB	1218	18.2	0.0	0.8	1.1	+0.2	4.7	6.0	0.2	0.0	9.4	0.0
BU	1031	16.2	0.0	0.8	1.1	+0.2	5.1	6.5	0.3	0.0	10.6	0.0
MM	962	17.6	0.0	0.7	1.0	+0.3	4.2	5.6	0.2	0.0	7.9	0.0
RM	840	17.1	0.0	0.9	1.1	0.0	5.1	6.5	0.3	0.0	9.5	0.0
RR	913	17.6	0.0	0.9	1.3	+0.2	5.4	7.6	0.3	0.0	8.8	0.0
BB	768	17.8	0.0	0.8	1.0	+0.1	4.4	5.6	0.3	0.0	8.2	0.0
prom.	–	17.8	0.0	0.8	1.1	0.2	4.6	6.0	0.3	0.0	8.8	0.0

Tabla D.9: Indicadores de desempeño del modelo BDJPT-2f. En la Tabla superior están los indicadores a escala horaria y en la Tabla inferior están los indicadores a escala diaria. En la última fila de cada Tabla se brindan los indicadores promedio ponderados por la calidad de la medida de cada estación, como se explicó en la Sección 4.1.

EVALUACIÓN A ESCALA HORARIA – MODELO BDJPT-3f												
cód. est.	horas #	media Wh/m ²	MBD Wh/m ²	MAD Wh/m ²	RMS Wh/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)	KSI Wh/m ²	OVER Wh/m ²	rKSI (%)	rOVER (%)
LB	11006	453	+0.3	34.5	50.8	+0.1	7.6	11.2	5.7	0.0	21.4	0.0
SA	12498	477	+0.4	33.8	52.1	+0.1	7.1	10.9	5.7	0.1	23.1	0.2
TT	12145	458	+0.2	38.9	56.1	0.0	8.5	12.2	5.6	0.0	22.2	0.2
RO	9209	442	+0.2	40.5	57.5	0.0	9.2	13.0	6.5	0.0	22.5	0.2
AR	6378	469	+0.4	36.0	51.1	+0.1	7.7	10.9	6.3	0.0	18.2	0.0
PA	11291	411	0.0	43.1	59.5	0.0	10.5	14.5	6.4	0.0	24.7	0.1
RB	13415	455	+0.2	34.3	50.7	0.0	7.5	11.1	5.9	0.0	24.6	0.2
BU	11069	414	+0.3	37.2	53.0	+0.1	9.0	12.8	6.1	0.1	23.2	0.4
MM	10490	445	+0.3	33.8	50.2	+0.1	7.6	11.3	5.0	0.0	18.5	0.0
RM	9062	435	+0.4	38.9	55.4	+0.1	8.9	12.7	6.8	0.0	23.5	0.1
RR	10059	439	+0.3	41.9	63.1	+0.1	9.5	14.4	6.9	0.1	25.0	0.3
BB	8411	449	+0.2	34.9	50.6	0.0	7.8	11.3	6.0	0.0	19.9	0.0
prom.	–	448	0.3	37.2	54.1	0.1	8.3	12.1	6.1	0.0	22.1	0.1

EVALUACIÓN A ESCALA DIARIA – MODELO BDJPT-3f												
cód. est.	días #	media MJ/m ²	MBD MJ/m ²	MAD MJ/m ²	RMS MJ/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)	KSI MJ/m ²	OVER MJ/m ²	rKSI (%)	rOVER (%)
LB	1013	17.9	0.0	0.6	0.8	+0.1	3.5	4.7	0.2	0.0	7.1	0.0
SA	1131	19.1	0.0	0.7	0.9	+0.1	3.5	4.7	0.2	0.0	8.4	0.0
TT	1113	18.2	0.0	0.7	0.9	0.0	3.8	5.0	0.2	0.0	8.2	0.0
RO	842	17.6	0.0	0.8	1.0	+0.1	4.4	5.7	0.2	0.0	7.7	0.0
AR	577	18.8	0.0	0.7	0.9	+0.1	3.6	4.7	0.3	0.0	7.0	0.0
PA	1064	15.9	0.0	0.9	1.1	+0.1	5.4	7.1	0.3	0.0	11.3	0.0
RB	1218	18.2	0.0	0.8	1.0	+0.1	4.3	5.6	0.2	0.0	9.0	0.0
BU	1031	16.2	0.0	0.8	1.0	+0.1	4.6	6.0	0.3	0.0	10.3	0.0
MM	962	17.6	0.0	0.7	0.9	+0.2	3.8	5.0	0.2	0.0	7.6	0.0
RM	840	17.1	0.0	0.8	1.0	-0.1	4.7	6.0	0.3	0.0	9.6	0.0
RR	913	17.6	0.0	0.9	1.3	+0.2	5.0	7.3	0.3	0.0	9.4	0.0
BB	768	17.8	0.0	0.7	0.9	+0.1	3.9	5.1	0.3	0.0	7.6	0.0
prom.	–	17.8	0.0	0.7	1.0	0.1	4.2	5.5	0.3	0.0	8.5	0.0

Tabla D.10: Indicadores de desempeño del modelo BDJPT-3f. En la Tabla superior están los indicadores a escala horaria y en la Tabla inferior están los indicadores a escala diaria. En la última fila de cada Tabla se brindan los indicadores promedio ponderados por la calidad de la medida de cada estación, como se explicó en la Sección 4.1.

EVALUACIÓN A ESCALA HORARIA – MODELO JPT-v1												
cód. est.	horas #	media Wh/m ²	MBD Wh/m ²	MAD Wh/m ²	RMS Wh/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)	KSI Wh/m ²	OVER Wh/m ²	rKSI (%)	rOVER (%)
LB	11006	453	+0.1	37.0	52.5	0.0	8.2	11.6	6.2	0.0	23.5	0.0
SA	12498	477	+0.4	35.1	53.0	+0.1	7.4	11.1	6.0	0.0	24.2	0.0
TT	12145	458	+0.1	40.0	56.8	0.0	8.7	12.4	6.5	0.0	26.0	0.0
RO	9209	442	+0.1	42.3	59.1	0.0	9.6	13.4	6.9	0.0	23.9	0.0
AR	6378	469	+0.4	36.5	51.6	+0.1	7.8	11.0	6.4	0.0	18.6	0.0
PA	11291	411	+0.0	47.6	63.4	0.0	11.6	15.4	8.3	0.0	31.7	0.0
RB	13415	455	+0.2	36.2	51.8	0.0	7.9	11.4	6.2	0.0	25.9	0.0
BU	11069	414	+0.3	39.5	55.0	+0.1	9.5	13.3	8.2	0.0	31.1	0.1
MM	10490	445	+0.2	36.2	51.9	0.0	8.1	11.7	5.3	0.0	19.7	0.0
RM	9062	435	+0.1	41.2	57.2	0.0	9.5	13.2	7.3	0.0	25.2	0.0
RR	10059	439	+0.4	43.6	64.5	+0.1	9.9	14.7	10.1	0.0	36.6	0.1
BB	8411	449	+0.2	38.1	53.1	+0.1	8.5	11.8	6.7	0.0	22.3	0.0
prom.	-	448	+0.2	39.3	55.7	0.0	8.8	12.5	6.9	0.0	25.4	0.0

EVALUACIÓN A ESCALA DIARIA – MODELO JPT-v1												
cód. est.	días #	media MJ/m ²	MBD MJ/m ²	MAD MJ/m ²	RMS MJ/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)	KSI MJ/m ²	OVER MJ/m ²	rKSI (%)	rOVER (%)
LB	1013	17.9	0.0	0.7	0.9	-0.2	3.8	5.0	0.2	0.0	8.0	0.0
SA	1131	19.1	0.0	0.7	1.0	-0.1	3.8	5.0	0.3	0.0	9.3	0.0
TT	1113	18.2	0.0	0.7	0.9	-0.2	4.0	5.2	0.2	0.0	8.3	0.0
RO	842	17.6	0.0	0.8	1.0	-0.1	4.5	5.9	0.2	0.0	7.2	0.0
AR	577	18.8	0.0	0.7	0.9	-0.1	3.8	5.0	0.3	0.0	7.0	0.0
PA	1064	15.9	0.0	1.0	1.3	-0.2	6.2	7.9	0.4	0.0	12.7	0.0
RB	1218	18.2	0.0	0.8	1.1	-0.1	4.6	5.9	0.3	0.0	9.7	0.0
BU	1031	16.2	0.0	0.9	1.1	-0.1	5.3	6.7	0.3	0.0	11.5	0.0
MM	962	17.6	0.0	0.8	1.0	0.0	4.3	5.5	0.3	0.0	8.9	0.0
RM	840	17.1	-0.1	0.9	1.1	-0.3	5.2	6.6	0.3	0.0	11.0	0.0
RR	913	17.6	0.0	0.9	1.3	0.0	5.3	7.6	0.3	0.0	9.5	0.0
BB	768	17.8	0.0	0.8	1.0	-0.1	4.5	5.7	0.3	0.0	9.1	0.0
prom.	-	17.8	0.0	0.8	1.0	-0.1	4.5	5.9	0.3	0.0	9.1	0.0

Tabla D.11: Indicadores de desempeño del modelo JPT-v1. En la Tabla superior están los indicadores a escala horaria y en la Tabla inferior están los indicadores a escala diaria. En la última fila de cada Tabla se brindan los indicadores promedio ponderados por la calidad de la medida de cada estación, como se explicó en la Sección 4.1.

EVALUACIÓN A ESCALA HORARIA – MODELO JPT-v2												
cód. est.	horas #	media Wh/m ²	MBD Wh/m ²	MAD Wh/m ²	RMS Wh/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)	KSI Wh/m ²	OVER Wh/m ²	rKSI (%)	rOVER (%)
LB	11006	453	+0.5	34.0	49.7	+0.1	7.5	11.0	6.0	0.0	22.6	0.0
SA	12498	477	+0.5	33.5	51.5	+0.1	7.0	10.8	6.0	0.0	24.3	0.0
TT	12145	458	+0.4	38.3	55.1	+0.1	8.4	12.0	6.3	0.0	25.2	0.0
RO	9209	442	+0.4	39.8	56.6	+0.1	9.0	12.8	6.8	0.0	23.5	0.0
AR	6378	469	+0.4	35.2	50.2	+0.1	7.5	10.7	6.4	0.0	18.5	0.0
PA	11291	411	+0.2	43.3	59.1	+0.1	10.5	14.4	7.8	0.0	30.1	0.0
RB	13415	455	+0.3	34.1	49.7	+0.1	7.5	10.9	6.0	0.0	25.0	0.0
BU	11069	414	+0.7	37.5	52.7	+0.2	9.1	12.7	7.8	0.0	29.5	0.2
MM	10490	445	+0.4	33.8	49.5	+0.1	7.6	11.1	5.1	0.0	18.9	0.0
RM	9062	435	+0.4	38.9	54.8	+0.1	9.0	12.6	7.0	0.0	24.0	0.0
RR	10059	439	+0.6	42.7	63.4	+0.1	9.7	14.4	9.9	0.0	35.8	0.1
BB	8411	449	+0.5	35.2	50.4	+0.1	7.8	11.2	6.5	0.0	21.7	0.0
prom.	–	448	+0.4	37.0	53.4	+0.1	8.3	12.0	6.7	0.0	24.6	0.0

EVALUACIÓN A ESCALA DIARIA – MODELO JPT-v2												
cód. est.	días #	media MJ/m ²	MBD MJ/m ²	MAD MJ/m ²	RMS MJ/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)	KSI MJ/m ²	OVER MJ/m ²	rKSI (%)	rOVER (%)
LB	1013	17.9	0.0	0.6	0.8	+0.2	3.5	4.6	0.2	0.0	7.3	0.0
SA	1131	19.1	0.0	0.7	0.9	+0.1	3.6	4.8	0.3	0.0	9.2	0.0
TT	1113	18.2	0.0	0.7	0.9	+0.1	3.7	4.9	0.2	0.0	7.3	0.0
RO	842	17.6	0.0	0.8	1.0	+0.2	4.3	5.6	0.2	0.0	6.7	0.0
AR	577	18.8	0.0	0.7	0.9	+0.1	3.6	4.7	0.3	0.0	7.0	0.0
PA	1064	15.9	0.0	0.9	1.2	+0.1	5.6	7.3	0.3	0.0	10.8	0.0
RB	1218	18.2	0.0	0.8	1.0	+0.1	4.3	5.6	0.2	0.0	8.5	0.0
BU	1031	16.2	0.0	0.8	1.0	+0.1	4.9	6.2	0.3	0.0	10.0	0.0
MM	962	17.6	0.0	0.7	0.9	+0.3	4.0	5.1	0.2	0.0	8.1	0.0
RM	840	17.1	0.0	0.8	1.0	+0.0	4.7	6.1	0.3	0.0	9.2	0.0
RR	913	17.6	+0.1	0.9	1.3	+0.3	5.2	7.5	0.3	0.0	9.3	0.0
BB	768	17.8	0.0	0.7	0.9	+0.2	4.1	5.2	0.3	0.0	8.0	0.0
prom.	–	17.8	0.0	0.7	1.0	+0.2	4.2	5.5	0.3	0.0	8.3	0.0

Tabla D.12: Indicadores de desempeño del modelo JPT-v2. En la Tabla superior están los indicadores a escala horaria y en la Tabla inferior están los indicadores a escala diaria. En la última fila de cada Tabla se brindan los indicadores promedio ponderados por la calidad de la medida de cada estación, como se explicó en la Sección 4.1.

EVALUACIÓN A ESCALA HORARIA – MODELO JPT-v3												
cód. est.	horas #	media Wh/m ²	MBD Wh/m ²	MAD Wh/m ²	RMS Wh/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)	KSI Wh/m ²	OVER Wh/m ²	rKSI (%)	rOVER (%)
LB	11006	453	+0.2	34.8	50.6	0.0	7.7	11.2	5.8	0.0	22.2	0.0
SA	12498	477	+0.3	34.5	52.6	+0.1	7.2	11.0	5.8	0.0	23.4	0.0
TT	12145	458	+0.2	39.7	56.3	0.0	8.7	12.3	6.4	0.0	25.6	0.0
RO	9209	442	+0.2	40.6	57.7	0.0	9.2	13.0	7.0	0.0	24.2	0.0
AR	6378	469	+0.2	37.4	52.5	0.0	8.0	11.2	6.5	0.0	18.8	0.0
PA	11291	411	+0.1	43.8	59.7	0.0	10.7	14.5	7.6	0.0	29.3	0.0
RB	13415	455	+0.1	34.1	50.3	0.0	7.5	11.0	5.5	0.0	23.1	0.0
BU	11069	414	+0.2	38.7	53.8	0.0	9.3	13.0	6.8	0.0	25.8	0.0
MM	10490	445	+0.2	34.8	50.6	0.0	7.8	11.4	5.2	0.0	19.2	0.0
RM	9062	435	+0.2	39.7	56.0	0.0	9.1	12.9	6.7	0.0	22.9	0.0
RR	10059	439	+0.3	43.6	64.3	+0.1	9.9	14.6	10.0	0.1	36.4	0.2
BB	8411	449	+0.2	36.4	51.7	0.0	8.1	11.5	6.0	0.0	19.8	0.0
prom.	–	448	+0.2	38.1	54.6	0.0	8.5	12.2	6.6	0.0	24.0	0.0

EVALUACIÓN A ESCALA DIARIA – MODELO JPT-v3												
cód. est.	días #	media MJ/m ²	MBD MJ/m ²	MAD MJ/m ²	RMS MJ/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)	KSI MJ/m ²	OVER MJ/m ²	rKSI (%)	rOVER (%)
LB	1013	17.9	0.0	0.7	0.9	0.0	3.7	4.8	0.2	0.0	7.7	0.0
SA	1131	19.1	0.0	0.7	1.0	0.0	3.8	5.0	0.3	0.0	9.5	0.0
TT	1113	18.2	0.0	0.7	0.9	0.0	3.9	5.1	0.2	0.0	7.5	0.0
RO	842	17.6	0.0	0.8	1.0	+0.1	4.4	5.7	0.2	0.0	6.9	0.0
AR	577	18.8	0.0	0.7	1.0	0.0	3.9	5.1	0.3	0.0	8.0	0.0
PA	1064	15.9	0.0	0.9	1.2	0.0	5.7	7.4	0.3	0.0	10.3	0.0
RB	1218	18.2	0.0	0.8	1.0	0.0	4.3	5.6	0.2	0.0	8.9	0.0
BU	1031	16.2	0.0	0.8	1.0	0.0	5.1	6.5	0.3	0.0	9.6	0.0
MM	962	17.6	0.0	0.7	0.9	+0.1	4.1	5.3	0.2	0.0	8.2	0.0
RM	840	17.1	0.0	0.8	1.1	-0.2	4.9	6.3	0.3	0.0	9.0	0.0
RR	913	17.6	0.0	0.9	1.3	+0.1	5.3	7.6	0.3	0.0	10.2	0.0
BB	768	17.8	0.0	0.8	1.0	0.0	4.3	5.5	0.3	0.0	7.7	0.0
prom.	–	17.8	0.0	0.8	1.0	0.0	4.4	5.7	0.3	0.0	8.5	0.0

Tabla D.13: Indicadores de desempeño del modelo JPT-v3. En la Tabla superior están los indicadores a escala horaria y en la Tabla inferior están los indicadores a escala diaria. En la última fila de cada Tabla se brindan los indicadores promedio ponderados por la calidad de la medida de cada estación, como se explicó en la Sección 4.1.

EVALUACIÓN A ESCALA HORARIA – MODELO JPT-v4												
cód. est.	horas #	media Wh/m ²	MBD Wh/m ²	MAD Wh/m ²	RMS Wh/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)	KSI Wh/m ²	OVER Wh/m ²	rKSI (%)	rOVER (%)
LB	11006	453	+0.9	35.1	50.6	+0.2	7.7	11.2	5.9	0.0	22.3	0.1
SA	12498	477	+1.2	35.4	53.1	+0.2	7.4	11.1	6.6	0.4	26.7	1.5
TT	12145	458	+0.9	40.1	56.6	+0.2	8.8	12.3	6.6	0.2	26.1	0.8
RO	9209	442	+0.7	41.0	57.5	+0.2	9.3	13.0	6.6	0.1	22.8	0.2
AR	6378	469	+1.0	37.6	52.5	+0.2	8.0	11.2	7.0	0.1	20.2	0.4
PA	11291	411	+1.0	44.6	60.3	+0.2	10.9	14.7	7.5	0.0	29.0	0.0
RB	13415	455	+1.0	35.1	50.6	+0.2	7.7	11.1	6.2	0.4	26.1	1.6
BU	11069	414	+1.2	39.6	54.4	+0.3	9.5	13.1	6.8	0.0	25.9	0.2
MM	10490	445	+1.0	35.6	51.0	+0.2	8.0	11.5	5.6	0.1	20.6	0.5
RM	9062	435	+1.2	40.6	56.4	+0.3	9.3	13.0	7.7	0.2	26.5	0.6
RR	10059	439	+0.7	43.6	64.2	+0.2	9.9	14.6	7.7	0.0	27.9	0.0
BB	8411	449	+1.2	37.3	52.2	+0.3	8.3	11.6	6.5	0.0	21.5	0.2
prom.	–	448	+1.0	38.7	54.8	+0.2	8.7	12.3	6.7	0.1	24.5	0.5

EVALUACIÓN A ESCALA DIARIA – MODELO JPT-v4												
cód. est.	días #	media MJ/m ²	MBD MJ/m ²	MAD MJ/m ²	RMS MJ/m ²	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMS (%)	KSI MJ/m ²	OVER MJ/m ²	rKSI (%)	rOVER (%)
LB	1013	17.9	0.0	0.7	0.9	+0.1	3.9	5.0	0.3	0.0	9.1	0.0
SA	1131	19.1	0.0	0.8	1.0	+0.2	4.1	5.2	0.3	0.0	11.9	0.0
TT	1113	18.2	0.0	0.8	1.0	+0.1	4.2	5.2	0.3	0.0	9.8	0.0
RO	842	17.6	0.0	0.8	1.0	+0.2	4.6	5.8	0.3	0.0	8.1	0.0
AR	577	18.8	0.0	0.8	1.0	+0.2	4.1	5.2	0.3	0.0	8.6	0.0
PA	1064	15.9	0.0	1.0	1.2	+0.2	6.0	7.7	0.3	0.0	11.9	0.0
RB	1218	18.2	0.0	0.8	1.1	+0.2	4.5	5.8	0.3	0.0	10.2	0.0
BU	1031	16.2	0.0	0.9	1.1	+0.2	5.3	6.7	0.3	0.0	11.4	0.0
MM	962	17.6	0.0	0.8	1.0	+0.3	4.3	5.5	0.3	0.0	9.7	0.0
RM	840	17.1	0.0	0.9	1.1	0.0	5.1	6.5	0.3	0.0	10.5	0.0
RR	913	17.6	0.0	1.0	1.4	+0.2	5.5	7.7	0.3	0.0	9.7	0.0
BB	768	17.8	0.0	0.8	1.0	+0.2	4.6	5.7	0.3	0.0	9.3	0.0
prom.	–	17.8	0.0	0.8	1.0	+0.2	4.6	5.9	0.3	0.0	10.0	0.0

Tabla D.14: Indicadores de desempeño del modelo JPT-v4. En la Tabla superior están los indicadores a escala horaria y en la Tabla inferior están los indicadores a escala diaria. En la última fila de cada Tabla se brindan los indicadores promedio ponderados por la calidad de la medida de cada estación, como se explicó en la Sección 4.1.

GHI	NORTE									SUR								MED	
	U01	U02	U03	U05	U06	U07	U10	U11	U14	U04	U08	U09	U12	U13	U15	U16	U17		U18
anual	4.9	4.9	4.8	4.9	4.8	4.8	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.6	4.7	4.6	4.7	4.6	4.5	4.6	4.7
2000	-3,1	-1,6	-1,8	-2,2	-1,7	-1,3	-2,5	-0,9	-1,2	-0,8	-0,6	-0,9	-0,5	-0,5	-1,1	-0,5	-0,4	+0,1	-1,2
2001	-6,0	-6,0	-5,3	-5,5	-5,3	-4,9	-6,8	-5,3	-5,2	-4,7	-4,0	-3,9	-4,2	-3,2	-4,7	-5,0	-5,6	-5,5	-5,1
2002	-1,9	-3,3	-4,7	-1,8	-4,5	-4,9	-4,2	-5,3	-3,9	-5,4	-4,3	-4,9	-5,7	-5,5	-4,7	-6,6	-7,1	-4,8	-4,7
2003	-1,1	-0,7	-0,6	-1,4	-0,7	-0,2	-0,4	+0,5	-0,2	-0,1	+0,6	0,0	+1,1	+0,4	+0,4	+2,6	+1,2	+1,8	+0,2
2004	+0,9	+1,6	+1,3	+3,4	+2,1	+1,9	+2,4	+1,1	+3,8	+0,7	+0,7	-0,4	-0,5	-1,1	+1,2	+0,6	-0,7	+2,1	+1,2
2005	-0,7	-0,1	+0,2	-2,1	-0,6	-1,0	-0,6	-0,8	-0,5	+0,5	+0,8	+1,3	+0,8	+1,1	+0,6	+1,1	+0,8	+3,1	+0,2
2006	+4,0	+3,0	+2,2	+4,7	+3,1	+2,5	+1,4	+1,8	+2,1	+0,8	+0,4	-0,2	+0,6	-0,1	+1,6	+0,6	-0,4	+2,0	+1,7
2007	-3,8	-3,8	-4,1	-4,3	-4,1	-3,1	-4,2	-3,5	-3,1	-3,5	-4,6	-2,5	-4,2	-3,0	-3,1	-2,7	-2,0	-2,6	-3,5
2008	+2,5	+0,4	0,0	+1,2	+1,1	+1,1	+2,2	+1,2	+0,8	+0,1	+0,2	-0,8	-0,7	+0,3	+0,7	-0,1	-0,2	+0,1	+0,5
2009	-1,1	-1,3	-1,5	+0,2	-0,3	-1,3	-0,2	-1,5	-0,4	-1,8	-1,7	-1,0	-1,3	+0,1	-2,4	-1,5	+0,3	-3,1	-1,1
2010	+1,1	+1,2	+2,2	+0,7	+2,2	+1,9	+2,5	+0,8	+0,6	+2,5	+2,8	+1,9	+2,8	+1,9	+1,8	+2,5	+2,3	+0,9	+1,8
2011	+2,9	+3,5	+5,1	+3,5	+5,0	+4,1	+5,2	+5,5	+4,3	+5,1	+5,1	+5,7	+5,2	+5,3	+4,9	+4,2	+4,9	+4,1	+4,6
2012	+3,1	+3,3	+2,8	+5,0	+3,3	+3,2	+4,1	+3,5	+4,6	+1,9	+1,6	+2,8	+1,6	+1,9	+3,7	+2,1	+3,1	+3,9	+3,1
2013	+3,0	+4,1	+3,6	+2,5	+3,2	+4,5	+4,7	+5,1	+3,6	+4,7	+4,9	+4,2	+5,3	+4,5	+5,0	+5,3	+5,5	+3,8	+4,3
2014	+0,1	-0,1	-0,9	-1,6	-1,3	-2,2	-1,4	-1,7	-1,8	-2,1	-1,7	-1,4	-1,9	-1,6	-2,6	-2,7	-1,8	-1,7	-1,6
2015	-0,6	-0,7	+1,1	-2,0	-0,7	+1,0	-1,8	+0,7	-2,0	+1,9	+1,4	+1,7	+2,6	+2,4	+0,5	+1,7	+2,6	-1,9	+0,4
2016	+0,8	+0,5	+0,6	-0,4	-0,8	-1,2	-0,3	-1,0	-1,6	+0,1	-1,3	-1,5	-1,1	-2,9	-1,8	-1,6	-2,5	-2,2	-1,0
desv. est.	2,7	2,7	2,9	3,1	2,9	2,9	3,3	3,1	2,9	2,9	2,8	2,7	3,1	2,8	3,0	3,1	3,3	3,0	3,0%
	NORTE: 3,0%									SUR: 3,0%									
DNI	NORTE									SUR								MED	
	U01	U02	U03	U05	U06	U07	U10	U11	U14	U04	U08	U09	U12	U13	U15	U16	U17		U18
anual	5.2	5.2	5.1	5.1	5.1	5.0	4.9	4.9	4.9	5.1	5.0	4.8	4.9	4.8	4.8	4.6	4.5	4.6	4.7
2000	-4,6	-3,0	-3,7	-3,2	-2,3	-2,0	-3,9	-1,8	-0,2	-1,8	-2,5	-1,6	-1,5	-2,1	-1,3	-0,9	-2,8	+0,5	-2,1
2001	-11,4	-10,7	-10,0	-11,5	-9,3	-9,5	-14,0	-10,3	-11,1	-8,1	-7,5	-7,2	-7,8	-6,4	-9,9	-9,0	-11,3	-10,6	-9,8
2002	-4,2	-7,2	-9,2	-4,9	-9,0	-9,5	-8,2	-10,5	-6,6	-9,5	-8,9	-9,2	-11,5	-10,8	-8,6	-10,7	-12,9	-9,1	-8,9
2003	-1,9	-1,4	-1,3	-1,7	-1,3	-0,9	-1,2	+0,3	+0,3	+0,1	+1,0	-0,1	+1,6	-0,3	-0,4	+3,7	-0,2	+2,1	-0,1
2004	-0,6	-0,1	+0,2	+3,9	+0,6	-0,2	+0,9	-1,4	+3,0	-0,2	-1,6	-3,1	-4,8	-4,7	-1,2	-2,2	-4,5	+1,6	-0,8
2005	-3,0	-1,2	-1,4	-4,5	-2,7	-3,3	-3,0	-4,2	-3,0	-1,5	+0,2	-1,0	-0,6	-0,7	-2,0	+0,6	-1,8	+2,2	-1,7
2006	+3,9	+3,4	+2,7	+4,8	+2,8	+2,6	-0,8	-0,1	-0,2	+0,5	-0,9	-1,9	-0,6	-1,6	+0,8	-1,4	-4,6	+1,6	+0,6
2007	-8,6	-8,3	-8,3	-9,9	-7,8	-7,0	-8,9	-7,1	-7,7	-8,2	-9,2	-5,7	-9,1	-5,9	-6,7	-5,5	-3,5	-5,6	-7,4
2008	-0,6	-5,1	-4,3	-2,8	-3,2	-2,1	-1,0	-3,2	-2,6	-5,3	-4,8	-4,9	-5,6	-3,7	-3,1	-5,2	-5,0	-4,1	-3,7
2009	-3,8	-3,5	-3,3	-1,5	-2,8	-4,6	-4,7	-5,5	-3,8	-4,2	-3,8	-2,6	-3,8	-1,7	-6,5	-4,2	-0,3	-7,5	-3,8
2010	+2,6	+1,4	+3,4	+1,2	+3,4	+2,1	+4,2	+2,1	+1,1	+3,4	+4,0	+2,6	+3,4	+2,5	+2,6	+1,7	+3,3	+1,6	+2,6
2011	+6,3	+6,9	+9,3	+7,5	+8,9	+8,0	+9,9	+11,8	+8,3	+10,3	+9,8	+10,6	+10,3	+10,8	+10,1	+7,0	+10,1	+7,9	+9,1
2012	+7,3	+7,1	+5,9	+10,3	+7,5	+7,9	+10,2	+8,7	+10,7	+4,5	+5,0	+6,9	+6,8	+7,4	+9,8	+6,5	+10,2	+10,1	+7,9
2013	+9,2	+11,1	+9,8	+8,9	+9,3	+11,2	+12,9	+13,4	+10,4	+10,7	+12,2	+9,9	+13,1	+10,8	+13,4	+13,8	+14,4	+11,1	+11,4
2014	+3,0	+4,3	+3,0	+0,9	+1,8	+1,5	+2,7	+1,4	+1,4	+2,6	+3,2	+2,8	+2,9	+2,6	-0,5	-0,1	+2,6	+0,6	+2,0
2015	+2,5	+2,4	+5,0	+0,4	+2,7	+4,9	+1,7	+5,2	+0,5	+5,6	+5,9	+6,7	+7,4	+7,5	+3,7	+6,4	+8,1	-0,7	+4,2
2016	+3,9	+3,9	+2,3	+2,0	+1,2	+0,7	+3,1	+1,0	-0,5	+1,4	-2,0	-2,2	-0,3	-3,6	-0,3	-0,7	-1,7	-1,6	+0,4
desv. est.	5,6	5,9	6,0	6,0	5,7	5,9	7,1	6,9	5,9	6,0	6,1	5,8	6,8	6,2	6,5	6,2	7,4	6,2	6,2%
	NORTE: 6,1%									SUR: 6,4%									

Tabla D.15: Anomalías porcentuales de la irradiación GHI y DNI para cada sitio.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Glosario

aerosoles Material particulado en suspensión en la atmósfera.

albedo terrestre Porcentaje de radiación reflejada por la Tierra respecto a la radiación que incide sobre ella.

AMTUs Año Meteorológico Típico del Uruguay para aplicaciones de Energía Solar.

camino óptico Integral del coeficiente de atenuación de un medio a través de una trayectoria geométrica.

constante solar Valor promedio de la irradiancia solar a una distancia del Sol igual al radio medio de la órbita terrestre.

correlación de Pearson Valor que cuantifica la magnitud de la relación lineal entre dos variables.

día Juliano Día del año. Varía entre 1 y 365, o entre 1 y 366 en un año bisiesto.

emitancia Potencia radiante emitida por unidad de área de emisión.

factor de reflectancia Normalización de la radiancia vista por satélite respecto a la radiancia que reflejaría la tierra con reflectividad 1 (y que es la máxima que podría recibir el radiómetro del satélite).

factor orbital Variación del radio de la órbita terrestre en relación al radio medio de la distancia Tierra-Sol.

irradiación Energía radiante incidente por unidad de área receptora.

irradiación solar Energía radiante incidente desde el Sol por unidad de área receptora.

irradiancia Potencia radiante incidente por unidad de área receptora.

irradiancia difusa en un plano horizontal Irradiancia difusa que llega a un plano horizontal en la superficie terrestre. Se identifica con la sigla DHI y el símbolo G_{dh} .

Glosario

irradiancia directa en incidencia normal Irradiancia solar directa que llega a una superficie perpendicular a la dirección del Sol. Se identifica con la sigla DNI y el símbolo G_b .

irradiancia directa en un plano horizontal Irradiancia directa que llega a un plano horizontal en la superficie terrestre. Se identifica con la sigla BHI y el símbolo G_{bh} .

irradiancia espectral Potencia radiante incidente por unidad de área receptora y por unidad de longitud de onda.

irradiancia global en un plano horizontal Irradiancia solar directa y difusa que llega a un plano horizontal en la superficie terrestre. Se identifica con la sigla GHI y el símbolo G_h .

irradiancia global en un plano inclinado Irradiancia solar directa y difusa que llega a un plano inclinado en la superficie terrestre. Se identifica con la sigla GTI y el símbolo G_t .

irradiancia solar Potencia radiante incidente desde el Sol por unidad de área receptora.

irradiancia solar difusa Potencia radiante por unidad de área que incide sobre una superficie y llega luego de ser dispersada en la atmósfera sin ser absorbida.

irradiancia solar directa Potencia radiante por unidad de área que incide sobre una superficie y llega de forma directa desde el disco solar sin ser dispersada o absorbida.

masa de aire Cociente entre la masa de aire recorrida por la irradiancia directa y la masa de aire que recorrería si incidiera desde el cenit local.

radiancia Potencia radiante emitida/incidente por unidad de área de emisión/recepción y por unidad de ángulo sólido, que incide o se emite en forma normal a una superficie.

radiancia espectral Potencia radiante emitida/incidente por unidad de área de emisión/recepción, por unidad de ángulo sólido y por unidad de longitud de onda, que incide o se emite en forma normal a una superficie.

radiancia espectral promedio Radiancia integrada en un pequeño ángulo sólido y expresada por unidad del ángulo sólido de integración.

razón directa horaria Cociente entre el coseno del ángulo entre la dirección del Sol y la normal a la superficie de captación y el coseno del ángulo cenital.

reflectancia planetaria Reflectividad de la superficie terrestre.

resolución nominal Tamaño del área en superficie que corresponde a un pixel debajo de la vertical del satélite sobre el ecuador.

temperatura de brillo Temperatura asignada a la radiancia infrarroja medida por el satélite invirtiendo la Ley de Planck para un emisor ideal.

turbidez de Linke Parámetro que cuantifica la turbidez atmosférica. Su valor es la cantidad de atmósferas secas y claras que se requerirían para obtener una turbidez dada.

ángulo cenital Ángulo entre la normal local a un observador y la dirección de la línea Tierra-Sol.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Referencias

- 3TIER (2013). Vaisala 3TIER services global solar dataset: Methodology and validation. *Publicación de 3TIER, Octubre 2013*.
- Abal, G. (2014). Notas del curso de fundamentos de energía solar.
- Abal, G., Aicardi, D., Alonso-Suárez, R., and Laguarda, A. (2017). Performance of empirical models for diffuse fraction in Uruguay. *Solar Energy*, 141:166–181.
- Abal, G., Alonso-Suárez, R., Aicardi, D., Dovat, L., and Laguarda, A. (Abril de 2015). Red de Medida Continua de Irradiancia Solar. Technical report, Laboratorio de Energía Solar, UdelaR, LES/UdelaR, Salto, Uruguay.
- Abal, G., D'Angelo, M., Cataldo, J., and Gutierrez, A. (2010). Mapa Solar del Uruguay. In *Anales de la IV Conferencia Latinoamericana de Energía Solar (IV ISES-CLA)*, pages 1–12, Universidad Nacional del Cusco, Perú.
- Abal, G., D'Angelo, M., Cataldo, J., and Gutierrez, A. (2011). *Mapa Solar del Uruguay, versión 1.0*. Universidad de la República, Montevideo, Uruguay.
- Alonso-Suárez, R., Abal, G., and D'Angelo, M. (2012a). Año meteorológico típico para energía solar: región sudoeste. *Encuentro Nacional de Energías Renovables (ENER2012)*, pages 1–8.
- Alonso-Suárez, R., Abal, G., Musé, P., and Siri, R. (2014). Satellite-derived solar irradiation map for Uruguay. In *Elsevier Energy Procedia*, volume 57, pages 1237–1246.
- Alonso-Suárez, R., Abal, G., Siri, R., and Musé, P. (2012b). Brightness-dependent tarpley model for global solar radiation estimation using GOES satellite images: application to Uruguay. *Solar Energy*, 86(11):3205–3215.
- Alonso-Suárez, R., Abal, G., Siri, R., Musé, P., and Toscano, P. (2011). Global solar irradiation assessment in Uruguay using Tarpley's model and GOES satellite images. In *Proceedings of ISES Solar World Congress 2011. Vol. Resource Assessment*, pages 162–173, Kassel, Alemania.
- Alonso-Suárez, R., Bidegain, M., Abal, G., and Modernell, P. (2016a). Año Meteorológico Típico para aplicaciones de Energía Solar (AMTUes): series horarias

Referencias

- típicas para 5 sitios del Uruguay. Technical report, Laboratorio de Energía Solar, UdelaR, LES/UdelaR, Salto, Uruguay.
- Alonso-Suárez, R., D'Angelo, M., and Abal, G. (2012c). Distribución espacial y temporal de la irradiación solar en el Uruguay. *Proceedings del IV Congreso Brasileiro de Energía Solar y la V Conferencia Latino-Americana de ISES*, pages 1–8.
- Alonso-Suárez, R., Modernell, P., Oroño, D., and Hermida, G. (2016b). Desarrollo de un Mapa de Factor de Planta PV. Technical report, Reporte técnico. Informe final FSE/ANII 'Energía Solar Fotovoltaica: aspectos tecnológicos, técnicas y perspectivas de desarrollo en Uruguay'.
- Alonso-Suárez, R. and Nesmachnow, S. (2012). Parallel computing applied to satellite images processing for solar resource estimates. *CLEI Electronic Journal*, 15:15.
- Alonso-Suárez, R., Toscano, P., Siri, R., Musé, P., and Abal, G. (2012d). Recent advances in solar resource assessment in Uruguay. *2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (TD-LA)*, pages 1–7.
- Anderson, T., Duke, M., and Carson, J. (2007). A Typical Meteorological Year for energy simulations in Hamilton, New Zealand. *Transactions of Engineers New Zealand (Engineering treNz)*, 003.
- Angström, A. (1924). Solar and terrestrial radiation. report to the international commission for solar research on actinometric investigations of solar and atmospheric radiation. *Q. J. Royal Meteorological Society*, 50(210):121–126.
- Antonanzas, J., Osorio, N., Escobar, R., Urraca, R., de Pison, F. M., and Antonanzas-Torres, F. (2016). Review of photovoltaic power forecasting. *Solar Energy*, 136:78–111.
- Badosa, J., Wood, J., Blanc, P., Long, C. N., Vuilleumier, L., Demengel, D., and Haeffelin, M. (2014). Solar irradiances measured using SPN1 radiometers: uncertainties and clues for development. *Atmospheric Measurement Techniques*, 7(12):4267–4283.
- Bakst, L. and Yamasaki, Y. (2000). *Princípios físicos e técnicos da meteorologia por satélite: relações espaciais.*, volume Vol. 1. UFPEL, Pelotas.
- Bhatt, R., Doelling, D. R., Morstad, D., Scarino, B. R., and Gopalan, A. (2014). Desert-based absolute calibration of successive geostationary visible sensors using a daily exoatmospheric radiance model. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 52(6):3670–3682.
- Boeing (2006). GOES N databook. Technical report, The Boeing Company, Goddard Space Flight Center, Greenbelt, Maryland 20771, United States.

- Bois, B., Wald, L., Pieri, P., Van Leeuwen, C., Commagnac, L., Chery, P., Christen, M., Gaudillère, J.-P., and Saur, E. (2008). Estimating spatial and temporal variations in solar radiation within Bordeaux winegrowing region using remotely sensed data. *Journal International des Sciences de la Vigne et du Vin*, 42(1):15–25.
- Boland, J., Ridley, B., and Brown, B. (2008). Models of diffuse solar radiation. *Renewable Energy*, 33(4):575–584.
- Boland, J., Scott, L., and Luther, M. (2001). Modelling the diffuse fraction of global solar radiation on a horizontal surface. *Environmetrics*, 12(2):103–116.
- Bremer, J. C., Baucom, J. G., Vu, H. V., Weinreb, M. P., and Pinkine, N. (1998). Estimation of long-term throughput degradation of GOES 8 and 9 visible channels by statistical analysis of star measurements. In *Proc. SPIE*, volume 3439, pages 145–154.
- Bulut, H. (2004). Typical solar radiation year for southeastern Anatolia. *Renewable Energy*, 29(9):1477–1488.
- Canavos, G. C. (1984). *Applied Probability and Statistical Methods*. Little, Brown and Company, first edition.
- Cano, D. (1982). *Etude de l'ennuagement par analyse de sequences d'images de satellite : application a l'evaluation du rayonnement solaire global au sol*. PhD thesis, Télécom Paris Tech. Th. docteur-ingenieur automatique et traitement du.
- Cano, D., Monget, J., Albuissou, M., Guillard, H., Regas, N., and Wald, L. (1986). A method for the determination of the global solar radiation from meteorological satellite data. *Solar Energy*, 37(1):31–39.
- Cataldo, J., Toscano, P., Pena, P., and Gutierrez, A. (2011). Solar irradiation measurement in Uruguay. In *Proceedings of ISES Solar World Congress 2011. Vol. Resource Assessment*, pages 332–338, Kassel, Alemania.
- Ceballos, J. C. (2009). Time series of daily mean solar irradiance over South America: Some results of 11 years of CPTEC GL model using GOES imagery. In *AIP Conference Proceedings*, volume 1, pages 364–367.
- Ceballos, J. C., Bottino, M., and de Souza, J. (2004). A simplified physical model for assessing solar radiation over Brazil using GOES 8 visible imagery. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 109(D2).
- Ceballos, J. C., Bottino, M., and Righini, R. (2005). Radiación solar en Argentina estimada por satélite: algunas características espaciales y temporales. In *Anales del IX Congreso Argentino de Meteorología*, pages 1–11, Buenos Aires, Argentina.

Referencias

- Ceballos, J. C., Lamelas, C. M., Forciniti, J. D., and Rodrigues, M. L. (2011). Radiación solar en la provincia de Tucumán: una comparación entre valores estimados por satélite y medidos por una red solarimétrica. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 15:71–78.
- Cebecauer, T., Perez, R., and Šúri, M. (2011). Comparing performance of SolarGIS and SUNY satellite models using monthly and daily aerosol data. In *Proceedings of ISES Solar World Congress 2011. Vol. Resource Assessment*, pages 130–138, Kassel, Alemania.
- Cebecauer, T., Šúri, M., and Perez, R. (2010). High performance MSG satellite model for operational solar energy applications. In *Proceedings of the American Solar Energy Society (ASES)*, pages 1–5, Phoenix, Arizona, United States.
- Chan, A. L., Chow, T., Fong, S. K., and Lin, J. Z. (2006). Generation of a typical meteorological year for Hong Kong. *Energy Conversion and Management*, 47(1):87–96.
- Chang, I.-L., Dean, C., Han, D., Crosby, D., Weinreb, M., Baucom, J., Baltimore, P., and Wu, X. (2005). Improvements in the star-based monitoring of GOES imager visible-channel responsivities. In *Proc. SPIE*, volume 5882.
- Chang, I.-L., Dean, C., Li, Z., Weinreb, M., Wu, X., and Swamy, P. A. V. B. (2012). Refined algorithms for star-based monitoring of GOES imager visible-channel responsivities. In *Proc. SPIE*, volume 8510.
- Co., B. P. (2015). BP statistical review of world energy.
- Crosby, D., Baucom, J., Chang, I.-L., Dean, C., Han, D., McMillin, L., Weinreb, M., and Wu, X. (2005). Monitoring GOES imager visible-channel responsivities using empirical distribution functions of Earth data. In *Proc. SPIE*, volume 5882.
- D’Errico, J. (2012). Interpolates (and extrapolates) NaN elements in a 2D array. MATLAB Central File Exchange.
- Dervishi, S. and Mahdavi, A. (2012). Computing diffuse fraction of global horizontal solar radiation: A model comparison. *Solar Energy*, 86(6):1796–1802.
- Diagne, M., David, M., Lauret, P., Boland, J., and Schmutz, N. (2013). Review of solar irradiance forecasting methods and a proposition for small-scale insular grids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 27:65–76.
- Dise, S., Kankiewicz, A., Schlemmer, J., Hemker, K., Kivalov, S., Hoff, T., and Perez, R. (2013). Operational improvements in the performance of the SUNY satellite-to-solar irradiance model using satellite infrared channels. In *2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pages 0960–0963.

- Djebbar, R., Morris, R., Thevenard, D., Perez, R., and Schlemmer, J. (2012). Assessment of SUNY version 3 global horizontal and direct normal solar irradiance in Canada. In *Elsevier Energy Procedia*, volume 30, pages 1274–1283.
- Dountio, E. G., Njomo, D., Fouda, E., and Simo, A. (2010). On the reliability of Heliosat method: A comparison with experimental data. *Solar Energy*, 84(6):1047–1058.
- Drummond, A. (1956). On the measurements of sky radiation. *Archiv. fur Meteorologie. Geophysik Bioklimatologie*, 7:413–436.
- Duffie, J. and Beckman, W. (2006). *Solar Engineering of Thermal Processes*. Wiley and Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, third edition.
- Duomarco, J. and Luongo, C. (1979). Año meteorológico típico para el Uruguay. Technical report, División Publicaciones y Ediciones, Universidad de la República, Uruguay.
- Echeverría, G., Ferrer, M., Alonso-Suárez, R., and Mirás-Avalos, J. (2016). Spatial and temporal distribution of solar irradiation in Río de la Plata coast and its relationship with climate variables of interest for viticultural production. *International Journal of Agricultural Sciences and Natural Resources*, 3:22–33.
- Eissa, Y., Chiesa, M., and Ghedira, H. (2012). Assessment and recalibration of the Heliosat-2 method in global horizontal irradiance modeling over the desert environment of the UAE. *Solar Energy*, 86(6):1816–1825.
- Ellis, J. S. and Vonder Haar, T. H. (1977). Application of meteorological satellite visible channel radiances for determining solar radiation reaching the ground. In *Proceedings of the 7th Conference on Aerospace and Aeronautical Meteorology and Symposium on Remote Sensing from Satellites*, pages 242–244, Melbourne, Fla.
- Ellrod, G. P. (1995). Advances in the detection and analysis of fog at night using GOES multispectral infrared imagery. *Weather and Forecasting*, 10(3):606–619.
- Erbs, D., Klein, S., and Duffie, J. (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*, 28(4):293–302.
- Escobar, R. A., Cortés, C., Pino, A., Pereira, E. B., Martins, F. R., and Cardemil, J. M. (2014). Solar energy resource assessment in Chile: Satellite estimation and ground station measurements. *Renewable Energy*, 71:324–332.
- Espinar, B., Ramírez, L., Drews, A., Beyer, H. G., Zarzalejo, L. F., Polo, J., and Martín, L. (2009a). Analysis of different comparison parameters applied to solar radiation data from satellite and german radiometric stations. *Solar Energy*, 83(1):118–125.

Referencias

- Espinar, B., Ramírez, L., Polo, J., Zarzalejo, L., and Wald, L. (2009b). Analysis of the influences of uncertainties in input variables on the outcomes of the Heliosat-2 method. *Solar Energy*, 83(9):1731–1741.
- Espoz, C. and Brizuela, A. (1983). Application of remote sensing and agrometeorological methods for crop assesment in the Pampa Húmeda. Technical report, FAO, Division of the Assessment and Information Services Center., Columbia, Missouri, USA.
- Finkelstein, J. and Schafer, R. E. (1971). Improved goodness-of-fit tests. *Biometrika*, 58(3):641–645.
- Fischler, M. A. and Bolles, R. C. (1981). Random Sample Consensus: A paradigm for model fitting with applications to image analysis and automated cartography. *Commun. ACM*, 24(6):381–395.
- Fritz, S., Rao, P. K., and Weinstein, M. (1964). Satellite measurements of reflected solar energy and the energy received at the ground. *Journal of the Atmospheric Sciences*, 21(2):141–151.
- Fröhlich, C. (2012). Total solar irradiance observations. *Surveys in Geophysics*, 33(3):453–473.
- Frulla, L., Gagliardini, D., Gallegos, H., Lopardo, R., and Tarpley, J. (1988). Incident solar radiation on Argentina from the geostationary satellite GOES: Comparison with ground measurements. *Solar Energy*, 41(1):61–69.
- Frulla, L., Gallegos, H., Gagliardini, D., and Atienza, G. (1990). Analysis of satellite-measured insolation in Brazil. *Solar and Wind Technology*, 7(5):501–509.
- Giacosa, G., Alonso-Suárez, R., and Laguarda, A. (2016). Filtrado espacial de la variabilidad del recurso solar: aplicación a la generación fotovoltaica en Uruguay. *Aceptado para Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, pages 1–12.
- Gueymard, C. A. (2008). REST2: High-performance solar radiation model for cloudless-sky irradiance, illuminance, and photosynthetically active radiation – validation with a benchmark dataset. *Solar Energy*, 82(3):272–285.
- Gueymard, C. A. (2012). Clear-sky irradiance predictions for solar resource mapping and large-scale applications: Improved validation methodology and detailed performance analysis of 18 broadband radiative models. *Solar Energy*, 86(8):2145–2169. Progress in Solar Energy 3.
- Gueymard, C. A. (2014). A review of validation methodologies and statistical performance indicators for modeled solar radiation data: Towards a better bankability of solar projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39:1024–1034.

- Gueymard, C. A. and Ruiz-Arias, J. A. (2016). Extensive worldwide validation and climate sensitivity analysis of direct irradiance predictions from 1-min global irradiance. *Solar Energy*, 128:1–30. Special issue: Progress in Solar Energy.
- Gueymard, C. A. and Wilcox, S. M. (2011). Assessment of spatial and temporal variability in the US solar resource from radiometric measurements and predictions from models using ground-based or satellite data. *Solar Energy*, 85(5):1068–1084.
- Hall, I., Prairie, R., Anderson, H., and Boes, E. (1978). Technical Report SAND78-1601: Generation of typical meteorological years for 26 SOLMET stations. Technical report, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, United States.
- Hammer, A. (2000). *Anwendungsspezifische Solarstrahlungsinformationen Aus Meteosat-daten*. PhD thesis, Carl von Ossietzky University of Oldenburg. PhD Thesis.
- Hanson, K. J. (1971). Studies of cloud and satellite parameterization of solar irradiation at the Earth's surface. In *Proceedings of the Miami Workshop on Remote Sensing*, pages 133–148, U. S. Dept. of Commerce, Washington, D. C.
- Hanson, K. J., Haar, T. H. V., and Suomi, V. E. (1967). Reflection of sunlight to space and absorption by the earth and atmosphere over the United States during spring 1962. *Monthly Weather Review*, 95(6):354–362.
- Ianetz, A. and Kudish, A. (2008). Chapter 4 - a method for determining the solar global and defining the diffuse and beam irradiation on a clear day. In Badescu, V., editor, *Modeling Solar Radiation at the Earth's Surface*, pages 92–144. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Polytechnic University of Bucharest, Romania.
- IEA (2010). Technology roadmap - concentrating solar power.
- IEA (2015). Key world energy statistics 2015.
- Incropera, F. P., DeWitt, D. P., Bergman, T. L., and Lavine, A. S. (2006). *Fundamentals of Heat and Mass Transfer*. Wiley and Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, sixth edition.
- Ineichen, P. (2006). Comparison of eight clear sky broadband models against 16 independent data banks. *Solar Energy*, 80(4):468–478.
- Ineichen, P. (2008). A broadband simplified version of the solis clear sky model. *Solar Energy*, 82(8):758–762.
- Ineichen, P. (2014). Long term satellite global, beam and diffuse irradiance validation. In *Elsevier Energy Procedia*, volume 48, pages 1586–1596. Proceedings of the 2nd International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry (SHC 2013).

Referencias

- Ineichen, P. and Perez, R. (2002). A new airmass independent formulation for the Linke turbidity coefficient. *Solar Energy*, 73(3):151–157.
- Iqbal, M. (1983). *An introduction to solar radiation*. Academic Press.
- Jacovides, C., Tymvios, F., Assimakopoulos, V., and Kaltsounides, N. (2006). Comparative study of various correlations in estimating hourly diffuse fraction of global solar radiation. *Renewable Energy*, 31(15):2492–2504.
- Journée, M. and Bertrand, C. (2011). Quality control of solar radiation data within the {RMIB} solar measurements network. *Solar Energy*, 85(1):72–86.
- Justus, C., Paris, M., and Tarpley, J. (1986). Satellite-measured insolation in the United States, Mexico, and South America. *Remote Sensing of Environment*, 20(1):57–83.
- Kasten, F. (1980). A simple parameterization of the pyrheliometric formula for determining the Linke turbidity factor. *Meteor. Rundschau*, 33:124–127.
- Kasten, F. (1984). Parametrisierung der globalstrahlung durch bedeckungsgrad und trübungsfaktor. *Annalen der Meteorologie Neue Folge*, 20:49–50.
- Kidder, S. and Vonder Haar, T. (1995). *Satellite Meteorology: An Introduction*. International Geophysics Series. Academic Press, San Diego.
- Klucher, T. (1979). Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. *Solar Energy*, 23(2):111–114.
- Kondratyev, K. Y. (1969). *Radiation in the atmosphere*. Academic Press, New York, EEUU, first edition.
- Kopp, G. and Lean, J. L. (2011). A new, lower value of total solar irradiance: Evidence and climate significance. *Geophysical Research Letters*, 38(1).
- Kühnert, J., Lorenz, E., and Heinemann, D. (2013). Chapter 11 - satellite-based irradiance and power forecasting for the german energy market. In Kleissl, J., editor, *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, pages 267–297. Academic Press, Boston.
- Lacis, A. A. and Hansen, J. (1974). A parameterization for the absorption of solar radiation in the earth's atmosphere. *Journal of the Atmospheric Sciences*, 31(1):118–133.
- Laguarda, A. and Abal, G. (2016). Índice de turbidez de Linke a partir de irradiación solar global en el Uruguay. *Aceptado para Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, pages 1–14.
- Lee, K., Yoo, H., and Levermore, G. J. (2010). Generation of typical weather data using the ISO Test Reference Year (TRY) method for major cities of South Korea. *Building and Environment*, 45(4):956–963.

- Liou, K. (2002). *An Introduction to Atmospheric Radiation*. International geophysics series (book 84). Academic Press.
- Long, C. N. and Dutton, E. G. (2002). BSRN Global Network recommended Qc tests, version 2.0. Technical report, World Radiation Monitoring Center, Global Energy and Water Cycle Experiment (GEWEX).
- Lorenz, E., Hammer, A., Heinemann, D., et al. (2004). Short term forecasting of solar radiation based on satellite data. In *EUROSUN2004 (ISES Europe Solar Congress)*, pages 841–848.
- Lorenz, E., Hurka, J., Heinemann, D., and Beyer, H. G. (2009). Irradiance forecasting for the power prediction of grid-connected photovoltaic systems. *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing*, 2(1):2–10.
- Marion, W. and Urban, K. (1995). User’s manual for TMY2 data sets. Technical report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), NREL, Golden, Colorado, United States.
- Martins, F. R., Pereira, E. B., Abreu, S. L., Beyer, H. G., Colle, S., Perez, R., and Heinemann, D. (2003). Cross validation of satellite radiation transfer models during SWERA project in Brazil. In *Proceedings of ISES Solar World Congress 2003*, pages 1–7, Göteborg, Sweden.
- Massey, F. J. (1951). The Kolmogorov-Smirnov test for goodness of fit. *Journal of the American Statistical Association*, 46(253):68–78.
- McMahan, A. C., Grover, C. N., and Vignola, F. E. (2013). Chapter 4 - evaluation of resource risk in solar-project financing. In Kleissl, J., editor, *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, pages 81–95. Academic Press, Boston.
- Moradi, I., Mueller, R., Alijani, B., and Kamali, G. A. (2009). Evaluation of the Heliosat-II method using daily irradiation data for four stations in Iran. *Solar Energy*, 83(2):150–156.
- Moussu, G., Diabate, L., Obrecht, D., and Wald, L. (1989). A method for the mapping of the apparent ground brightness using visible images from geostationary satellites. *International Journal of Remote Sensing*, 10(7):1207–1225.
- Mueller, R., Dagestad, K., Ineichen, P., Schroedter-Homscheidt, M., Cros, S., Dumortier, D., Kuhleemann, R., Olseth, J., and G. (2004). Rethinking satellite-based solar irradiance modelling: The SOLIS clear-sky module. *Remote Sensing of Environment*, 91(2):160–174.
- Muneer, T., Gueymard, C., and Kambezidis, H. (2004). *Solar radiation and daylight models*. Elsevier-Butterworth-Heineman, Oxford, 2nd ed. edition.

Referencias

- Möser, W. and Raschke, E. (1984). Incident solar radiation over europe estimated from METEOSAT data. *Journal of Climate and Applied Meteorology*, 23(1):166–170.
- Noia, M., Ratto, C., and Festa, R. (1993a). Solar irradiance estimation from geostationary satellite data: I. statistical models. *Solar Energy*, 51(6):449–456.
- Noia, M., Ratto, C., and Festa, R. (1993b). Solar irradiance estimation from geostationary satellite data: II. physical models. *Solar Energy*, 51(6):457–465.
- Nonnenmacher, L., Kaur, A., and Coimbra, C. F. (2014). Verification of the SUNY direct normal irradiance model with ground measurements. *Solar Energy*, 99:246–258.
- Nottrott, A. and Kleissl, J. (2010). Validation of the NSRDB–SUNY global horizontal irradiance in California. *Solar Energy*, 84(10):1816–1827.
- Ohunakin, O. S., Adaramola, M. S., Oyewola, O. M., and Fagbenle, R. O. (2013). Generation of a typical meteorological year for north-east, Nigeria. *Applied Energy*, 112:152–159.
- Orgill, J. and Hollands, K. (1977). Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. *Solar Energy*, 19(4):357–359.
- Oroño, D., Alonso-Suárez, R., Hermida, G., Crapuchetti, G., and Puppò, M. (2014). Simulation of PV power plant’s output in Uruguay. In *Proceedings of the 4th International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems*, pages 1–6, Berlin, Alemania.
- Ortega, A., Escobar, R., Colle, S., and de Abreu, S. L. (2010). The state of solar energy resource assessment in Chile. *Renewable Energy*, 35(11):2514–2524.
- Pereira, E. B., Martins, F. R., de Abreu, S. L., and Rüther, R. (2006). Atlas brasileiro de energia solar. Technical report, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, INPE, Sao José dos Campos, Brazil.
- Perez, M. and Perez, R. (2015). A fundamental look at energy reserves for the planet.
- Perez, R., Cebecauer, T., and Šúri, M. (2013). Chapter 2 - semi-empirical satellite models. In Kleissl, J., editor, *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, pages 21–48. Academic Press, Boston.
- Perez, R. and Hoff, T. E. (2013a). Chapter 10 - SolarAnywhere forecasting. In Kleissl, J., editor, *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, pages 233–265. Academic Press, Boston.
- Perez, R. and Hoff, T. E. (2013b). Chapter 6 - solar resource variability. In Kleissl, J., editor, *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, pages 133–148. Academic Press, Boston.

- Perez, R., Ineichen, P., Moore, K., Kmiecik, M., Chain, C., George, R., and Vignola, F. (2002). A new operational model for satellite-derived irradiances: description and validation. *Solar Energy*, 73(5):307–317.
- Perez, R., Kivalov, S., Schlemmer, J., Hemker, K., and Zelenka, A. (2010). Improving the performance of satellite-to-irradiance models using the satellite’s infrared sensors. In *Proceedings of the American Solar Energy Society (ASES)*, pages 1–8, Phoenix, Arizona, United States.
- Perez, R., Schlemmer, J., Hemker, K., Kivalov, S., Kankiewicz, A., and Gueymard, C. (2015). Satellite-to-irradiance modeling - a new version of the SUNY model. In *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, pages 1–7.
- Perez, R., Schlemmer, J., Renne, D., Cowlin, S., George, R., and Bandyopadhyay, B. (2009). Validation of the SUNY satellite model in a Meteosat environment. In *Proceedings of the American Solar Energy Society (ASES)*, pages 1–6, Buffalo, New York, United States.
- Perez, R., Seals, R., Stewart, R., Zelenka, A., and Estrada-Cajigal, V. (1994). Using satellite-derived insolation data for the site/time specific simulation of solar energy systems. *Solar Energy*, 53(6):491–495.
- Perez, R., Seals, R., and Zelenka, A. (1997). Comparing satellite remote sensing and ground network measurements for the production of site/time specific irradiance data. *Solar Energy*, 60(2):89–96.
- Piccion, A. and Milicua, S. (2005). Tratamiento de datos climáticos de localidades de Uruguay para evaluación térmica y energética de proyectos y edificios. Technical report, Facultad de Arquitectura, Universidad de la República, Uruguay.
- Pinker, R. and Laszlo, I. (1992). Modeling surface solar irradiance for satellite applications on a global scale. *Journal of Applied Meteorology*, 31(2):194–211.
- Polo, J. (2015). Solar global horizontal and direct normal irradiation maps in Spain derived from geostationary satellites. *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics*, 130–131:81–88.
- Polo, J., Wilbert, S., Ruiz-Arias, J., Meyer, R., Gueymard, C., Sári, M., Martín, L., Mieslinger, T., Blanc, P., Grant, I., Boland, J., Ineichen, P., Remund, J., Escobar, R., Troccoli, A., Sengupta, M., Nielsen, K., Renne, D., Geuder, N., and Cebecauer, T. (2016). Preliminary survey on site-adaptation techniques for satellite-derived and reanalysis solar radiation datasets. *Solar Energy*, 132:25–37.
- Prescott, J. (1940). Evaporation from a water surface in relation to solar radiation. *Trans. R. Soc. Sci. S. Austr.*, 64:114–118.
- Pusat, S., Ekmekci, I., and Akkoyunlu, M. T. (2015). Generation of typical meteorological year for different climates of Turkey. *Renewable Energy*, 75:144–151.

Referencias

- Qu, Z., Blanc, P., Lefevre, M., Wald, L., Watts, P., Homscheidt, M. S., Gesell, G., and Klueser, L. (2012a). Use of OCA and APOLLO in Heliosat-4 method for the assessment of surface downwelling solar irradiance. In *2012 EUMETSAT Meteorological Satellite Conference*, pages s2–03.
- Qu, Z., Oumbe, A., Blanc, P., Lefevre, M., Wald, L., Homscheidt, M. S., Gesell, G., and Klueser, L. (2012b). Assessment of Heliosat-4 surface solar irradiance derived on the basis of SEVIRI-APOLLO cloud products. In *2012 EUMETSAT Meteorological Satellite Conference*, pages s2–06.
- Raichijk, C. and Taddei, F. (2012). Estudio comparativo de modelos empíricos de estimación de la radiación solar directa horaria. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 16:23–29.
- Rao, C. and Chen, J. (1996). Post-launch calibration of the visible and near-infrared channels of the Advanced Very High Resolution Radiometer on the NOAA-14 spacecraft. *International Journal of Remote Sensing*, 17(14):2743–2747.
- Reindl, D., Beckman, W., and Duffie, J. (1990a). Diffuse fraction correlations. *Solar Energy*, 45(1):1–7.
- Reindl, D., Beckman, W., and Duffie, J. (1990b). Evaluation of hourly tilted surface radiation models. *Solar Energy*, 45(1):9–17.
- REN21 (2015). Renewables 2015: Global status report.
- Ridley, B., Boland, J., and Lauret, P. (2010). Modelling of diffuse solar fraction with multiple predictors. *Renewable Energy*, 35(2):478–483.
- Righini, R. and Barrera, D. (2008). Empleo del modelo de Tarpley para la estimación de la radiación solar global mediante imágenes satelitales GOES en Argentina. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 12:9–15.
- Rigollier, C., Bauer, O., and Wald, L. (2000). On the clear sky model of the ESRA –European Solar Radiation Atlas– with respect to the Heliosat method. *Solar Energy*, 68(1):33–48.
- Rigollier, C., Lefevre, M., and Wald, L. (2004). The method Heliosat-2 for deriving shortwave solar radiation from satellite images. *Solar Energy*, 77(2):159–169.
- Rigollier, C. and Wald, L. (1998). Towards operational mapping of solar radiation from Meteosat images. In *Proceedings of the EARSeL Symposium 1998 “operational remote sensing for sustainable development”*, pages 385–391, Enschede, Netherlands.
- Ruiz-Arias, J., Alsamamra, H., Tovar-Pescador, J., and Pozo-Vázquez, D. (2010). Proposal of a regressive model for the hourly diffuse solar radiation under all sky conditions. *Energy Conversion and Management*, 51(5):881–893.

- Schnitzer, M., Thuman, C., and Johnson, P. (2012). The impact of solar uncertainty on project financeability: mitigating energy risk through on-site monitoring. In *Proceedings of the American Solar Energy Society (ASES)*, pages 1–5, Denver, Colorado, United States.
- Schreiner, A. and Schmit, T. (2001). Derived cloud products from the GOES-M imager. In *Preprints, 11th Conference on Satellite Meteorology and Oceanography*, pages 420–423, Madison, WI, American Meteorological Society.
- Schreiner, A. J., Strabala, K. I., Unger, D. A., Menzel, W. P., Ellrod, G. P., and Pellet, J. L. (1993). A comparison of ground and satellite observations of cloud cover. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 74(10):1851–1861.
- Skartveit, A. and Olseth, J. A. (1987). A model for the diffuse fraction of hourly global radiation. *Solar Energy*, 38(4):271–274.
- Skeiker, K. (2004). Generation of a typical meteorological year for Damascus zone using the Filkenstein-Schafer statistical method. *Energy Conversion and Management*, 45(1):99–112.
- Spencer, J. (1971). Fourier series representation of the position of the Sun. *Search*, 2(5):172.
- Stackhouse, P. W., Minnis, P., Perez, R., Sengupta, M., Knapp, K., Mikovitz, J. C., Schlemmer, J., Scarino, B., Zhang, T., and Cox, S. J. (2016). An assessment of new satellite data products for the development of a long-term global solar resource at 10-100 km. In *Proceedings of the American Solar Energy Society (ASES)*, pages 1–6, San Francisco, CA; United States.
- Stone, T. C. (2008). Radiometric calibration stability and inter-calibration of solar-band instruments in orbit using the moon. In *Proc. SPIE*, volume 7081, pages 70810X–70810X–9.
- Stuhlmann, R., Rieland, M., and Paschke, E. (1990). An improvement of the IGMK model to derive total and diffuse solar radiation at the surface from satellite data. *Journal of Applied Meteorology*, 29(7):586–603.
- Sánchez, G., Serrano, A., Cencillo, M. L., and García, J. A. (2012). Comparison of shadow-ring correction models for diffuse solar irradiance. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 117(D9). D09206.
- Taddei, F., Melendez, S., Cuestas, Y., and Collet, E. (2014). Resultados preliminares de la aplicación del algoritmo Heliosat-2 para la estimación de la irradiación solar global a partir de imágenes satelitales GOES-13 en la región de la pampa húmeda Argentina. *Acta XXXVII Reunión Trab. Asoc. Argent. Energy Renov. Medio Ambiente*, pages 63–75.
- Tarpley, J. (1979). Estimating incident solar radiation at the surface from geostationary satellite data. *Journal of Applied Meteorology*, 18(9):1172–1181.

Referencias

- Taylor, V. R. and Stowe, L. L. (1984). Reflectance characteristics of uniform Earth and cloud surfaces derived from NIMBUS-7 ERB. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 89(D4):4987–4996.
- Tovar-Pescador, J. (2008). Chapter 3 - modelling the statistical properties of solar radiation and proposal of a technique based on Boltzmann statistics. In Badescu, V., editor, *Modeling Solar Radiation at the Earth's Surface*, pages 55–91. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Polytechnic University of Bucharest, Romania.
- UNIT-1026 (1999). Norma UNIT 1026:1999. aislamiento térmico de edificios. zonificación climática. Technical report, Instituto Uruguayo de Normas Técnicas, Comité UNIT de Eficiencia Energética en Edificios.
- Vermote, E. F., Tanre, D., Deuze, J. L., Herman, M., and Morcette, J. J. (1997a). Second Simulation of the Satellite Signal in the Solar Spectrum (6S). Technical report, NASA-Goddard Space Flight Center, Université des Sciences et Technologies de Lille, European Centre for Medium Range Weather Forecast.
- Vermote, E. F., Tanre, D., Deuze, J. L., Herman, M., and Morcette, J. J. (1997b). Second simulation of the satellite signal in the solar spectrum, 6s: an overview. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 35(3):675–686.
- Vignola, F., Grover, C., Lemon, N., and McMahan, A. (2012). Building a bankable solar radiation dataset. *Solar Energy*, 86(8):2218–2229. Progress in Solar Energy 3.
- Vignola, F. E., McMahan, A. C., and Grover, C. N. (2013). Chapter 5 - bankable solar-radiation datasets. In Kleissl, J., editor, *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, pages 97–131. Academic Press, Boston.
- Vonder Haar, T. H. and Ellis, J. S. (1976). Solar energy microclimate as determined from satellite observations. In *Proc. SPIE*, volume 68, pages 18–22.
- Weinreb, M., Xie, R., Lienesch, J., and Crosby, D. (1989). Destriping GOES images by matching empirical distribution functions. *Remote Sensing of Environment*, 29(2):185–195.
- Wilcox, S. and Marion, W. (2008). Technical report tp-581-43156: User's manual for TMY3 data sets. Technical report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), NREL, Golden, Colorado, United States.
- WMO (2008). *Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation*. World Meteorological Organization, WMO, Geneva, Switzerland, seventh, wmo-no. 8 edition.
- Wu, X., Stone, T. C., Yu, F., and Han, D. (2006). Vicarious calibration of GOES imager visible channel using the Moon. In *Proc. SPIE*, volume 6296.

- Wu, X. and Sun, F. (2005). Post-launch calibration of GOES imager visible channel using MODIS. In *Proc. SPIE*, volume 5882.
- Wu, X., Weinreb, M., Chang, I. L., Crosby, D., Dean, C., Sun, F., and Han, D. (2005). Calibration of GOES imager visible channels. In *Proceedings of the 2005 IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium, 2005. IGARSS '05.*, volume 5, pages 3432–3435.
- Wylie, D. P. and Wang, P.-H. (1997). Comparison of cloud frequency data from the high-resolution infrared radiometer sounder and the stratospheric aerosol and gas experiment ii. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 102(D25):29893–29900.
- Xiong, X. and Barnes, W. (2006). An overview of MODIS radiometric calibration and characterization. *Advances in Atmospheric Sciences*, 23(1):69–79.
- Younes, S., Claywell, R., and Muneer, T. (2005). Quality control of solar radiation data: Present status and proposed new approaches. *Energy*, 30(9):1533–1549. Measurement and Modelling of Solar Radiation and Daylight- Challenges for the 21st Century.
- Zelenka, A., Czeplak, G., D’Agostino, V., Josefsson, W., Maxwell, E., Perez, R., Noia, M., Ratto, C., and Festa, R. (1992). *Techniques for Supplementing Solar Radiation Network Data. IEA Solar Heating and Cooling Programme Report. Task 9: Solar Radiation and Pyranometry Studies*, volume 1. International Energy Agency.
- Zelenka, A., Perez, R., Seals, R., and Renné, D. (1999). Effective accuracy of satellite-derived hourly irradiances. *Theoretical and Applied Climatology*, 62(3):199–207.
- Zhang, J., Florita, A., Hodge, B.-M., Lu, S., Hamann, H. F., Banunarayanan, V., and Brockway, A. M. (2015). A suite of metrics for assessing the performance of solar power forecasting. *Solar Energy*, 111:157–175.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Índice de tablas

2.1. Característica del radiómetro del satélite GOES-13.	23
2.2. Resumen de desempeño de modelos satelitales.	41
3.1. Base de imágenes local del LES/UdelaR. Desglose por satélite. . .	45
3.2. Base de imágenes local del LES/UdelaR. Desglose por periodo. . .	45
3.3. Ubicación y capacidades actuales de las estaciones de la RMCIS. . .	51
3.4. Ubicación y estadística de las medidas de irradiancia de UTE. . . .	53
3.5. Resultados del análisis de máximos.	56
3.6. Ubicación y estadística de las medidas utilizadas.	58
4.1. Coeficientes de la parametrización de brillo de fondo.	64
4.2. Coeficientes del modelo JPT original para cada estación.	65
4.3. Indicadores de desempeño del modelo JPT original.	67
4.4. Coeficientes globales del modelo BDJPT-2f.	70
4.5. Coeficientes globales del modelo BDJPT-3f.	72
4.6. Indicadores globales de desempeño de los modelos JPT y BDJPT. . .	73
4.7. Valores extremos de rMBD y rRMSD para los modelos JPT y BDJPT. .	73
4.8. Comparación de los modelos JPT y BDJPT para las distintas zonas. .	76
4.9. Coeficientes globales de las variantes propuestas.	78
4.10. Indicadores globales de desempeño de todos los modelos.	79
4.11. Valores extremos de las variantes y el modelo BDJPT-3f.	80
4.12. Comparación de las variantes y el modelo BDJPT-3f en las zonas. .	80
4.13. Indicadores globales de desempeño de los mejores modelos.	82
4.14. Valores extremos de rMBD y rRMSD para los mejores modelos. . .	82
4.15. Comparación de los mejores modelos para las distintas zonas. . . .	82
4.16. Sitios de medida de GHI y DHI para el estudio de la fracción difusa. .	92
4.17. Secuencia de filtros para las series de medida de GHI y DHI. . . .	92
4.18. Ponderación de coeficientes de los modelos de fracción difusa. . . .	96
4.19. Resumen del desempeño de los modelos de fracción difusa.	96
5.1. Indicadores mensuales del modelo JPT-v2 global.	103
5.2. Indicadores de desempeño del modelo JPTv2 global.	104
5.3. Cantidad de días para las medias mensuales y anual del MSUv2. . .	106
5.4. Estacionalidad del recurso de GHI en Uruguay y desglosado por zonas. .	111
5.5. Variabilidad inter-anual de la irradiación GHI y DNI.	118
5.6. Estadística de datos de temperatura utilizados para el MFCpv. . . .	121

Índice de tablas

5.7. Desempeño de la estimación de generación PV por satélite.	124
5.8. Factores de Capacidad respecto a la potencia pico de planta.	124
5.9. Años de datos efectivos utilizados para cada localidad.	127
5.10. Pesos utilizados en la elaboración del AMTUes.	131
5.11. Elaboración del AMTUes: años elegidos para cada mes de datos. . .	133
B.1. Parámetros de calibración del canal visible GOES-East.	158
B.2. Parámetros de calibración para canales infrarrojos GOES-East. . .	158
B.3. Coeficientes de calibración de canales infrarrojos GOES-East. . . .	159
D.1. Identificación de las estaciones de medida utilizadas.	167
D.2. Coeficientes de los modelos BDJPT-2f y BDJPT-3f.	169
D.3. Coeficientes de los modelos JPT-v1 y JPT-v2.	170
D.4. Coeficientes de los modelos JPT-v3 y JPT-v4.	170
D.5. Valores extremos de rMBD y rRMSD para todos los modelos.	170
D.6. Indicadores globales de desempeño de todos los modelos.	171
D.7. Comparación de todos los modelos para las distintas zonas.	171
D.8. Indicadores de desempeño del modelo JPT original.	172
D.9. Indicadores de desempeño del modelo BDJPT-2f.	173
D.10. Indicadores de desempeño del modelo BDJPT-3f.	174
D.11. Indicadores de desempeño del modelo JPT-v1.	175
D.12. Indicadores de desempeño del modelo JPT-v2.	176
D.13. Indicadores de desempeño del modelo JPT-v3.	177
D.14. Indicadores de desempeño del modelo JPT-v4.	178
D.15. Anomalías porcentuales de la irradiación GHI y DNI.	179

Índice de figuras

2.1. Definición de radiancia.	9
2.2. Transferencia radiante en el sistema Tierra–Sol.	10
2.3. Irradiancia solar espectral en el tope de la atmósfera.	12
2.4. Sistema de coordenadas solidario a la Tierra.	13
2.5. Espectro solar en el tope de la atmósfera y en la superficie.	16
2.6. Instrumentos para la medida de irradiancia solar.	17
2.7. Distintos equipamientos para medir la irradiancia solar.	19
2.8. Incertezas asociadas al riesgo financiero de un emprendimiento PV.	20
2.9. Niveles de confianza P90 y P95.	20
2.10. Satélites para la observación de la Tierra.	21
2.11. Radiancia espectral solar reflejada y terrestre vista por el satélite.	23
2.12. Imagen de Factor de Reflectancia y Reflectancia planetaria.	26
2.13. Ejemplo de conversión de la información satelital en irradiación solar.	29
3.1. Procesamiento satelital implementado.	44
3.2. Estaciones de primera generación (RMCIS-G1).	47
3.3. Estaciones de segunda generación (RMCIS-G2).	49
3.4. Sitios de medida de irradiancia solar en Uruguay.	53
3.5. Análisis de máximos diarios para el índices de claridad.	55
3.6. Comparación de los datos de CR con SA y con satélite.	57
3.7. Ubicación de las estaciones de medida utilizadas.	58
4.1. Serie temporal de Factor de Reflectancia.	61
4.2. Factor de Reflectancia como función del coseno del ángulo cenital.	62
4.3. Serie temporal de Factor de Reflectancia y brillo de fondo.	64
4.4. Gráficos de dispersión entre la medida y el modelo JPT original.	66
4.5. Cantidad de muestras horarias en función de $\cos \theta_z$ y k_T	68
4.6. Desvío del modelo JPT original como función de $\cos \theta_z$ y k_T	69
4.7. Desvío del modelo BDJPT-2f como función de $\cos \theta_z$ y k_T	71
4.8. Comparación de los umbrales de los modelos BDJPT a 2 y 3 franjas.	72
4.9. Desvío del modelo BDJPT-3f como función de $\cos \theta_z$ y k_T	74
4.10. Zonificación del espacio $\cos \theta_z$ y k_T	75
4.11. Gráficos de dispersión entre la medida y el modelo BDJPT-3f.	76
4.12. Gráficos de k_T vs $\cos \theta_z$ para medidas y estimativos.	83
4.13. Serie temporal de irradiación solar horaria.	84

Índice de figuras

4.14. Gráficos de dispersión entre la medida y el modelo JPT-v2.	84
4.15. Desempeño del modelo JPT-v2 como función de $\cos \theta_z$ y k_T	85
4.16. Histograma normalizado de las medidas y del modelo JPT-v2.	85
4.17. Dispersión promedio (rRMSD) en función del tamaño de la celda.	86
4.18. Sitios utilizados para el desarrollo de modelos de fracción difusa.	88
4.19. Filtrado de datos para el estudio de la fracción difusa.	90
4.20. Histogramas de los datos que pasan todos los filtros (nivel F7).	91
5.1. Proceso para la estimación horaria de GHI, DNI y GTI.	99
5.2. Variación espacial de los coeficientes del modelo de fondo.	101
5.3. Gráficos mensuales de dispersión para el modelo JPT-v2 global.	103
5.4. Mapa anual de irradiación GHI diaria promedio.	105
5.5. Mapas mensuales de irradiación GHI diaria (promedio).	106
5.6. Comparación del MSUv2 con medidas de todas las estaciones.	107
5.7. Comparación del MSUv2 con medidas en tierra de LES y UTE.	108
5.8. Brillo de fondo observador por dos satélites: Landsat y GOES-East.	109
5.9. Porcentaje de horas con cobertura nubosa (período 2000-2016).	110
5.10. Estacionalidad del recurso de GHI.	111
5.11. Comparación de los estimativos MSUv1 y MSUv2.	112
5.12. Comparación de los estimativos NASA/SSE y MSUv2.	113
5.13. Variación de la irradiación anual con el ángulo de inclinación.	116
5.14. Mapas anuales de componentes de la irradiación solar.	117
5.15. Comparación entre la medida de GHI y DNI y su estimación satelital.	118
5.16. Anomalías porcentuales de la irradiación GHI y DNI año a año.	119
5.17. Sitios base del Mapa de Factores de Planta PV.	122
5.18. Comparación de la generación PV por satélite con ASAHI.	123
5.19. Mapas de la distribución de largo plazo del factor de capacidad PV.	125
5.20. Zonificación climática de Uruguay (adaptado de UNIT-1026).	127
5.21. CDF padrón de H_h y T_{PRO} para 4 meses del año de Montevideo.	130
5.22. Comparación mensual entre AMTUES y el MSUv2.	135
6.1. Procedimiento para el pronóstico de irradiación solar por satélite.	146
A.1. Mapa anual de irradiación GHI diaria promedio.	147
A.2. Mapa anual de irradiación DNI diaria promedio.	148
A.3. Mapa anual de irradiación GTI diaria promedio ($\beta = 25^\circ$).	149
A.4. Promedios mensuales de irradiación GHI diaria (figura 1/2).	150
A.5. Promedios mensuales de irradiación GHI diaria (figura 2/2).	151
B.1. Infraestructura satelital del LES/UdelaR.	154
B.2. Paralelización del procesamiento en grillas regulares.	155
B.3. Paralelización del procesamiento por localidades (sitios especificados).	156
B.4. Infraestructura para la recepción y procesamiento de medidas.	160
B.5. Organización computacional de los archivos de medidas.	160
C.1. Sistema de coordenadas solidario a la Tierra.	164
C.2. Angulos en el plano local.	165

C.3. Ubicación del vector al satélite respecto a la Tierra.	165
D.1. Análisis de máximos diarios de índices de nubosidad (figura 1/2). .	167
D.2. Análisis de máximos diarios de índices de nubosidad (figura 2/2). .	168

Esta es la última página.
Compilado el miércoles 26 julio, 2017.
<http://iie.fing.edu.uy/>