

E.T.S. de Ingeniería Industrial,  
Informática y de Telecomunicación

# Predicción de radiación solar a partir de modelos de series temporales



Grado en Ingeniería  
en Tecnologías Industriales

Trabajo Fin de Grado

*Realizado por:* RAQUEL GONZÁLEZ ARÍZTEGUI

*Tutores UPNA:* Andoni Urtasun Erburu y Julio Pascual Miqueleiz

*Tutor empresa:* Martín Gastón Romeo

27/06/17





## ABSTRACT

*The purpose of the present paper is to analyze the data of direct, global and diffuse solar radiation, which has been measured in a Badajoz's station for a period of two years. Furthermore, it will develop the comprehension and manage of the concepts about "clear sky", "Linke turbidity index" and "solar geometry" by ESRA models, making its implementation in RStudio program.*

*On the other hand, the previous knowledge about solar radiation is of great importance in respect of the efficiency of a PV or thermal plant. Then, it will perform the development of time series of daily Linke turbidity index and clear sky index for direct radiation, as a way to solar prediction for short time in that station.*

## KEY WORDS

*"Direct Solar Radiation", "Global Solar Radiation", "Irradiance", "Solar Radiation Prediction", "Linke turbidity indices", "Clear Sky Indices", "Weather Model", "Clear Sky", "Cloudy", "Atmosphere", "ESRA models", "Solar Geometry"*

## RESUMEN

El presente proyecto tiene como objeto el análisis de datos de radiación solar directa, global y difusa, tomados en un emplazamiento de Badajoz durante un periodo de dos años. Además, se desarrollará la comprensión y manejo de los conceptos de cielo claro, índice de turbiedad de Linke y geometría solar a partir de los modelos ESRA, realizando su correspondiente implementación en el programa RStudio.

Por otro lado, el conocimiento previo de radiación solar en un emplazamiento es de gran importancia en cuanto a la eficiencia de una planta fotovoltaica o térmica. Luego, se realizará el desarrollo de series temporales de los índices de turbidez de Linke diarios y el índice de cielo claro para radiación directa, como herramienta para la predicción solar a corto plazo en dicho emplazamiento.

## PALABRAS CLAVE

“Radiación Solar Directa”, “Radiación Solar Global”, “Irradiancia”, “Predicción Radiación Solar”, “Índice de Turbidez de Linke”, “Índice de cielo claro”, “Modelo Meteorológico”, “Cielo claro”, “Nubosidad”, “Atmósfera”, “Modelo ESRA”, “Geometría Solar”, “Corto plazo”

## NOMENCLATURA

Símbolo	Magnitud	Rango, signo y unidades
$B$ o $DNI$	<i>Irradiancia solar directa</i>	$W \cdot m^{-2}$
$B_{CS}$	<i>Irradiancia solar directa para cielo claro</i>	$W \cdot m^{-2}$
$c$	<i>Velocidad de la luz en el vacío</i>	$3 \cdot 10^8 m \cdot s^{-1}$
$D$	<i>Irradiancia solar difusa</i>	$W \cdot m^{-2}$
$D_{CS}$	<i>Irradiancia solar difusa para cielo claro</i>	$W \cdot m^{-2}$
$G$	<i>Irradiancia solar global</i>	$W \cdot m^{-2}$
$G_{CS}$	<i>Irradiancia solar global para cielo claro</i>	$W \cdot m^{-2}$
$h$	<i>Constante de Planck</i>	$6.6262 \cdot 10^{-34} Js$
$I_{CS}$	<i>Constante solar</i>	$1367 W \cdot m^{-2}$
$I_0$	<i>Irradiancia solar extraterrestre</i>	$W \cdot m^{-2}$
$J_d$	<i>Día juliano</i>	$1 \sim 366$
$k$	<i>Constante de Boltzmann</i>	$1.3806 \cdot 10^{-23} J \cdot K^{-1}$
$K_C$	<i>Índice de cielo claro</i>	
$K_T$	<i>Índice de transparencia atmosférica</i>	
$m$	<i>Masa óptica relativa del aire</i>	
$T_L$	<i>Factor de turbidez de Linke</i>	
$T$	<i>Temperatura</i>	$K$
$\alpha$	<i>Altura solar</i>	$0 \sim \pi/2$ radianes
$\beta$	<i>Inclinación de una superficie</i>	radianes
$\Gamma$	<i>Ángulo diario</i>	$0 \sim 2\pi$ radianes
$\gamma$	<i>Azimut del vector normal</i>	radianes
$\delta$	<i>Declinación</i>	$-0.41 \sim 0.41$ radianes
$\delta_r$	<i>Profundidad óptica de Rayleigh</i>	
$\varepsilon$	<i>Excentricidad de la órbita terrestre</i>	$m$
$\theta$	<i>Ángulo de incidencia</i>	$0 \sim 2\pi$ radianes
$\theta_z$	<i>Ángulo cenital</i>	$0 \sim 2\pi$ radianes
$\lambda$	<i>Longitud geográfica</i>	$-180^\circ \sim 180 / Oeste \sim Este$
$\phi$	<i>Latitud geográfica</i>	$-180^\circ \sim 180 / Sur \sim Norte$
$\lambda$	<i>Longitud de onda</i>	$m$
$\rho$	<i>Reflectividad o albedo</i>	
$\sigma$	<i>Constante de Stefan-Boltzmann</i>	$5.6704 \cdot 10^{-8} Js^{-1} m^{-2} K^4$
UA	<i>Unidad astronómica</i>	$1.496 \cdot 10^8 km$
$\psi$	<i>Ángulo azimutal</i>	$-\pi \sim \pi$ radianes ( $\omega > 0 AM$ )
$\omega$	<i>Ángulo horario</i>	$-\pi \sim \pi$ radianes ( $\omega > 0 AM$ )
$z$	<i>Altitud sobre el nivel del mar</i>	$m$

## LISTA DE ACRÓNIMOS, SIGLAS Y ABREVIATURAS

<i>AIE</i>	<i>Agencia Internacional de la Energía</i>
<i>APPA</i>	<i>Asociación de Empresas de Energías Renovables</i>
<i>BP</i>	<i>British Petroleum</i>
<i>CENER</i>	<i>Centro Nacional de Energías Renovables</i>
<i>CIEMAT</i>	<i>Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas</i>
<i>CMT</i>	<i>Centro Meteorológico Territorial</i>
<i>CSP</i>	<i>Energía Solar Térmica de concentración</i>
<i>EPIA</i>	<i>Asociación de la Industria Solar Fotovoltaica</i>
<i>ESTELA</i>	<i>Asociación Europea de la Industria Solar Termoeléctrica</i>
<i>ISO</i>	<i>Organización Internacional de Normalización</i>
<i>IDAE</i>	<i>Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía</i>
<i>NASA</i>	<i>Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio</i>
<i>REE</i>	<i>Red Eléctrica Española</i>
<i>REN21</i>	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
<i>UPNA</i>	<i>Universidad Pública de Navarra</i>
<i>SODA</i>	<i>Solar Radiation Data</i>
<i>SODIS</i>	<i>Desinfección Solar del Agua</i>
<i>SOLARPOWER EUROPE ASSOCIATION</i>	<i>Asociación de la Industria Solar Fotovoltaica (Nueva EPIA)</i>
<i>UV</i>	<i>Ultra-Violeta</i>
<i>WEO</i>	<i>World Energy Outlook</i>

## ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	11
1.1.	Situación actual.....	11
1.2.	Energías renovables.....	13
1.2.1.	Uso eléctrico.....	14
1.2.2.	Uso térmico.....	15
1.2.3.	Avances energéticos.....	16
1.3.	Descripción general del proyecto.....	16
1.4.	Objetivos.....	16
2.	RECURSO SOLAR.....	18
2.1.	Conceptos básicos sobre energía solar.....	18
2.2.	Sistema de referencia espacio-temporal. Geometría solar.....	18
2.2.1.	Día juliano.....	18
2.2.2.	Ángulo diario.....	19
2.2.3.	Ángulo horario.....	19
2.2.4.	Declinación solar.....	19
2.2.5.	Excentricidad de la órbita terrestre.....	20
2.2.6.	Ángulos solares. Superficie horizontal.....	21
2.2.7.	Ángulos solares. Superficie inclinada.....	22
2.3.	Radiación solar.....	23
2.3.1.	Radiación solar extraterrestre.....	23
2.3.2.	Interacción radiación solar con la atmósfera.....	24
2.3.3.	Radiación solar terrestre.....	26
2.3.4.	Parámetros atmosféricos.....	28
2.4.	Modelo de cielo claro.....	30
3.	DESARROLLO DEL TRABAJO.....	32
3.1.	Descripción.....	32
3.2.	Adquisición de datos.....	32
3.2.1.	Base de datos del proyecto.....	32
3.2.2.	Base de datos de los valores medios mensuales de $(T_L)$ .....	32
3.3.	Instrumentación de medida.....	33
3.4.	Programación.....	33

3.5.	Resultados .....	34
3.5.1.	Preparación de la base de datos .....	34
3.5.2.	Análisis de los datos de radiación solar medidos.....	35
3.5.3.	Metodología para la predicción de radiación solar.....	45
3.5.4.	Metodología para el cálculo del error cometido en la predicción .....	46
3.5.5.	Comparación de los distintos métodos de predicción .....	47
4.	CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS .....	58
5.	REFERENCIAS.....	60
	Otras bibliografías consultadas: .....	62
	ANEXO .....	63





## FIGURAS

Figura 1.1. Consumo de energía primaria mundial 2015 [1] .....	11
Figura 1.2. Perspectivas de crecimiento de la energía primaria [2].....	12
Figura 1.3. Contribución de los sistemas energéticos al calentamiento global [4].....	12
Figura 1.4. Capacidad mundial de la energía solar térmica de concentración, por país o región, 2005-2015 [5] .....	15
Figura 1.5. Capacidad mundial de colectores solares de calentamiento de agua, 2005-2015 [5] .....	15
Figura 2.1. Declinación solar [13].....	19
Figura 2.2. Variación de la declinación solar y distancia Sol-Tierra [14].....	20
Figura 2.3. Ángulos solares [14] .....	21
Figura 2.4. Inclinación de los paneles solares [17].....	22
Figura 2.5. Interacción de la radiación solar con la atmósfera [20].....	24
Figura 2.6. Espectro radiación solar [21].....	25
Figura 2.7. Incidencia de radiación directa, difusa y reflejada.....	26
Figura 2.8. Representación de irradiancia solar directa, global y difusa .....	27
Figura 2.9. Ángulo cenital e inclinación superficies .....	28
Figura 2.10. Representación de Bcs y B .....	30
Figura 3.1. Comprobación de datos erróneos en la medida.....	34
Figura 3.2. Máxima radiación directa registrada .....	35
Figura 3.3. Comparación radiación en verano y en invierno .....	36
Figura 3.4. Comparación de B entre 2015-2016 .....	37
Figura 3.5. Diferencias entre las medidas diarias de radiación directa .....	38
Figura 3.6. Variabilidad mensual de los registros de radiación directa .....	39
Figura 3.7. Clasificación de los días en función de la nubosidad .....	40
Figura 3.8. Cálculo del TL diario a partir de los registros medidos .....	41
Figura 3.9. Comparación Bcs con B .....	43
Figura 3.10. Representación B a partir de TL medio .....	43
Figura 3.11. DNI medida, DNI TL medio y Bcs para día con malas condiciones climatológicas..	44
Figura 3.12. Comparación de B de TL medio y B medida.....	44
Figura 3.13. Serie temporal de Kb.....	45
Figura 3.14. Serie temporal de TL medio .....	45
Figura 3.15. DNI medida y DNI estimada con persistencia de TL medio .....	48
Figura 3.16. DNI medida y DNI estimada con forecast de TL medio.....	49
Figura 3.17. Comparación errores de TL.....	50
Figura 3.18. Comparación errores porcentuales de TL.....	50
Figura 3.19. DNI estimada de TL frente a DNI medida.....	51
Figura 3.20. DNI medida y DNI estimada con persistencia de KB .....	52
Figura 3.21. DNI medida y DNI estimada con forecast de KB .....	53
Figura 3.22. Comparación errores de Kb.....	54
Figura 3.23. Comparación errores porcentuales de Kb .....	54

Figura 3.24. DNI estimada de Kb frente a DNI medida .....	55
Figura 3.25. Comparación errores para el modelo de persistencia .....	56
Figura 3.26. Comparación errores para el modelo forecast .....	57

## ECUACIONES

Ecuación 2.1. Ángulo diario.....	19
Ecuación 2.2. Ángulo horario .....	19
Ecuación 2.3. Declinación solar en función del día juliano [15].....	20
Ecuación 2.4. Declinación solar en función del ángulo diario [16] .....	20
Ecuación 2.5. Excentricidad de la órbita terrestre en función del día juliano [12].....	20
Ecuación 2.6. Ángulo acimutal .....	22
Ecuación 2.7. Ángulo cenital .....	22
Ecuación 2.8. Ángulo de incidencia en superficie inclinada orientada al sur en el hemisferio norte [17] .....	23
Ecuación 2.9. Irradiancia solar extraterrestre .....	24
Ecuación 2.10. Irradiancia global sobre superficie arbitrariamente inclinada y orientada .....	28
Ecuación 2.11. Irradiancia global sobre superficie horizontal .....	28
Ecuación 2.12. Ecuación de masa de aire relativa [22].....	29
Ecuación 2.13. Cálculo de irradiancia directa para cielo claro.....	31
Ecuación 3.1. TL para cielo claro a partir .....	41
Ecuación 3.2. Modelo de persistencia .....	46
Ecuación 3.3. Modelo de forecast.....	46
Ecuación 3.4. Cálculo del error medio absoluto [27] .....	46
Ecuación 3.5. Cálculo en porcentaje del MAE .....	47
Ecuación 3.6. Cálculo del MBE .....	47
Ecuación 3.7. Cálculo en porcentaje del MBE .....	47
Ecuación 3.8. Cálculo del RMSE.....	47
Ecuación 3.9. Cálculo porcentual del RMSE .....	47

## TABLAS

Tabla 2.1. Valores de reflectividad para distintos elementos [17] .....	27
Tabla 2.2. Valores de TL para distintos tipos de atmósfera [24].....	30
Tabla 3.1. Valores medios mensuales de TL [25] .....	33
Tabla 3.2. Errores de TL para el modelo de persistencia .....	48
Tabla 3.3. Errores de TL para el modelo de forecast .....	49
Tabla 3.4. Errores de KB para el modelo de la persistencia .....	52
Tabla 3.5. Errores de KB para el modelo de forecast.....	53

## 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1. Situación actual

Actualmente, el consumo energético mundial se incrementa sin cesar debido a la gran dependencia desarrollada por la sociedad, donde la electricidad es el epicentro de prácticamente toda actividad humana. A su vez, el crecimiento socioeconómico y el aumento de la población son dos factores determinantes en la demanda. De modo que, dicha situación plantea la necesidad de establecer un nuevo modelo energético cuyas prioridades sean la sostenibilidad y la lucha contra el cambio climático, a través de la reducción de combustibles fósiles como principal fuente de energía y la autosuficiencia basada en las energías renovables.

Como se muestra en la Figura 1.1, el petróleo es la mayor fuente de energía primaria consumida a nivel mundial. Junto con el gas natural y el carbón forman los denominados combustibles fósiles. Se emplean en las centrales convencionales de generación y son más del 80% del consumo energético mundial. Luego, con una proporción en la demanda notoriamente inferior, se encuentra la energía hidroeléctrica, seguida de la energía nuclear y por último, las energías renovables.

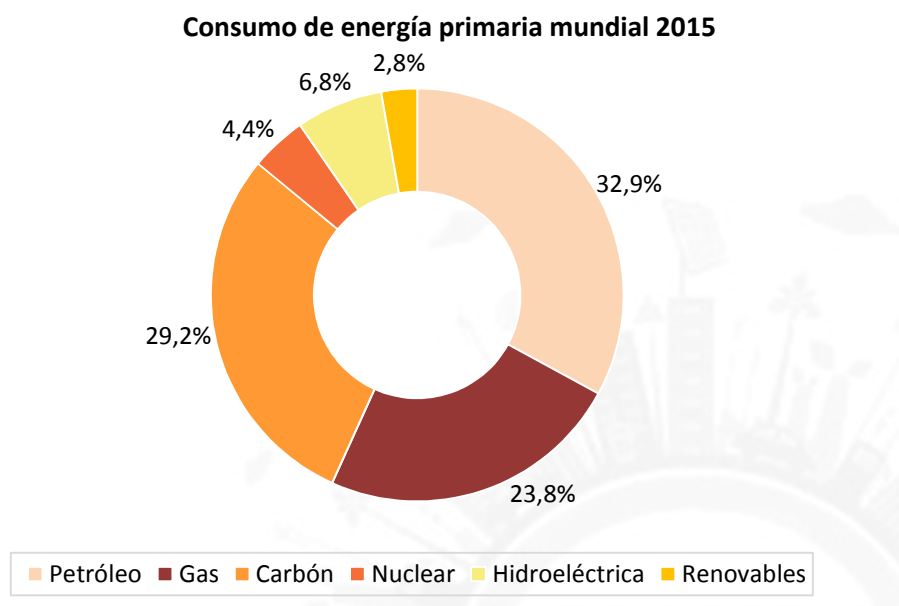


Figura 1.1. Consumo de energía primaria mundial 2015 [1]

El motivo de reducir la demanda de combustibles fósiles se debe al gran impacto medioambiental que generan, a la limitación que poseen por tratarse de un recurso finito y a la controversia política internacional que suscitan, causa principal de conflictos bélicos y catástrofes humanitarias.

En el año 2040, como se muestra en la Figura 1.2, según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), se prevé que disminuya el consumo de petróleo como fuente de energía primaria a un 26% del total y la demanda de combustibles fósiles a menos de un 80% [2].

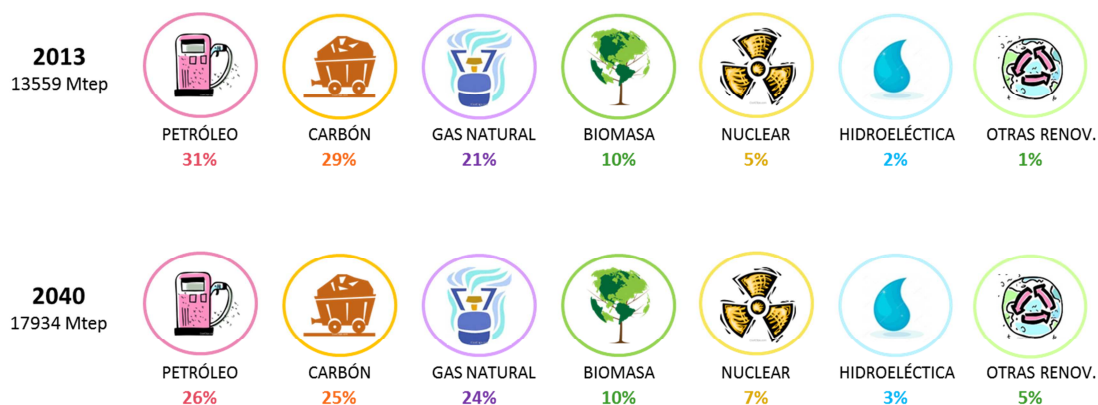


Figura 1.2. Perspectivas de crecimiento de la energía primaria [2]

Por consiguiente, con el objetivo de sustituir los combustibles fósiles en la generación de energía, la solución más destacada a corto plazo es la del avance y desarrollo de las tecnologías renovables. De este modo, además se conseguiría reducir la dependencia energética exterior, fomentar los recursos autóctonos, incrementar la seguridad energética, diversificar el suministro nacional, desarrollar la industria y economía local y disminuir el impacto medioambiental.

Según el estudio realizado por APPA, IDAE y seis organismos públicos más, titulado “Impactos ambientales de la producción de electricidad”, el impacto medioambiental de las energías renovables es 31 veces menor que el de las convencionales [3]. Además, determina que los sistemas térmicos clásicos basados en combustibles fósiles (lignito, carbón, petróleo y gas natural), contribuyen al 99% del calentamiento global provocado por las tecnologías de generación eléctrica, mientras que la nuclear y minihidráulica lo hacen en un 0% [Figura 1.3].

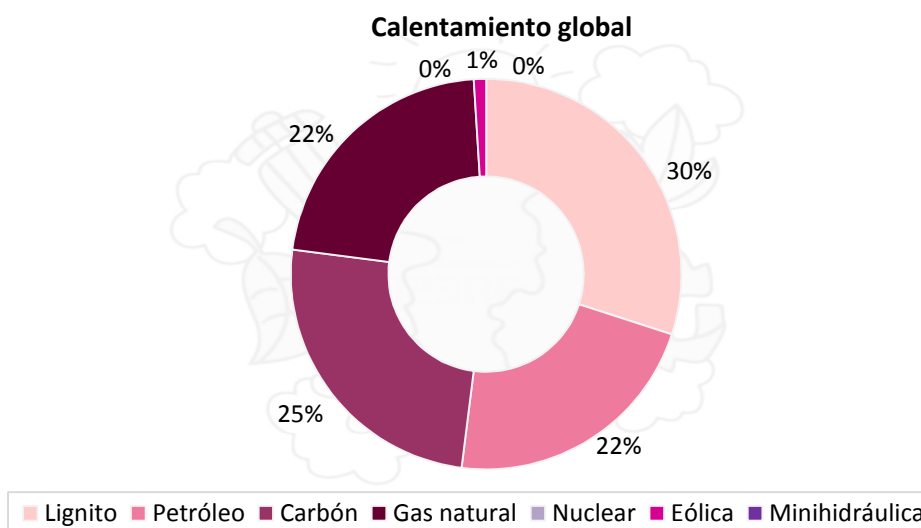


Figura 1.3. Contribución de los sistemas energéticos al calentamiento global [4]

## 1.2. Energías renovables

Se entiende por energías renovables aquellas procedentes de fuentes naturales inagotables, que permiten la producción de calor, electricidad y energía para el transporte. Las energías renovables desarrolladas en la Tierra provienen, de forma directa o indirecta, del Sol:

- **Energía solar fotovoltaica y energía solar térmica.** Ambas aprovechan la energía emitida por el Sol en forma de luz y calor, para transformarla en energía eléctrica o calorífica.
- **Energía eólica.** El sol provoca las variaciones de presión responsables del viento, permitiendo el aprovechamiento a través de su energía cinética.
- **Energía de la biomasa y biocarburantes.** El sol acumula parte de su energía emitida en los cultivos y residuos orgánicos, de modo que puede aprovecharse posteriormente como fuente de energía calorífica.
- **Energía geotérmica.** Parte del calor emitido por el sol es absorbido por la superficie terrestre y emitido posteriormente a la atmósfera.
- **Energía hidroeléctrica.** La acción del sol da lugar al ciclo hidrológico del agua, permitiendo una fuente de energía a partir de su energía cinética o potencial gravitatoria.
- **Energía undimotriz, maremotérmica, maremotriz, de las corrientes marinas y azul o de potencia osmótica.** El sol influye en la actividad de las olas, mareas y corrientes marinas, facilitando la generación de energía a través de sus movimientos o diferencias de potencial.

Las energías renovables ofrecen una amplia variedad de alternativas como fuentes de generación, con el fin de alcanzar un desarrollo sostenible en el futuro. No obstante, también presentan ciertas desventajas como la disposición energética o el elevado coste de instalación.

Entre las distintas energías renovables, la energía solar es la que presenta un mayor potencial energético, provocando así un inmenso interés en la explotación del recurso.

Asumiendo que la disponibilidad del recurso solar es incontrolable, las energías renovables presentan una clara desventaja frente a los sistemas de generación convencionales. A diferencia del recurso solar, los combustibles fósiles no dependen de las condiciones atmosféricas dadas, de modo que su disponibilidad únicamente está limitada por el hallazgo y obtención del combustible. En consecuencia, los sistemas convencionales ofrecen una mayor competitividad en el mercado libre para la producción de energía.

Por consiguiente, ante la necesidad de igualar las condiciones competitivas de las energías renovables, es preciso reducir la incertidumbre asociada a la disponibilidad del recurso energético. Luego, se recurre a los modelos meteorológicos como herramienta para la predicción solar. Cuanto más precisas son las predicciones, más fiables son las fuentes de generación de energía a partir del recurso solar, mayor es la eficiencia obtenida y menores son los costes de gestión asociados.

Por este motivo, el estudio y la mejora de los modelos de predicción de la irradiancia solar se convierten, pues, en pilar fundamental del desarrollo y apuesta definitiva de las tecnologías solares para la producción de energía.

### 1.2.1. Uso eléctrico

La producción de electricidad es el sector de la energía con mayor demanda. Entre las distintas fuentes de generación eléctrica, la fotovoltaica y la eólica son las más desarrolladas, siendo el almacenamiento de energía su gran reto pendiente. No obstante, de cara al futuro, se consideran la solar fotovoltaica y la solar termoeléctrica como las alternativas renovables de mayor prosperidad en el aprovechamiento del recurso solar para la generación de electricidad [5, pp. 6-11].

Por un lado, la energía solar fotovoltaica es la más avanzada de todas, gracias a su sencillo mantenimiento y bajo coste de instalación. Proporciona menor energía por unidad de área que otras tecnologías renovables, pero la ventaja es que su bajo costo de gestión la hace altamente competitiva en el mercado libre.

La Asociación de la Industria Solar Fotovoltaica (*SolarPower Energy o antigua EPIA*), ha publicado un informe sobre “*Perspectivas del Mercado Global de Energía Solar 2015-2019*”, donde estima que la potencia instalada de energía solar mundial podría situarse entre 396 y 540 GW en el año 2020 [6], frente a los, al menos, 303 GW acumulados a finales de 2016, como recientemente acaba de publicar el Programa Sistemas Fotovoltaicos de la AIE en el informe “*Snapshot of Global Photovoltaic Markets 2016*” [7].

Por otro lado, la energía Solar Termoeléctrica de Concentración (*CSP*) se considera como una de las principales alternativas del futuro por su capacidad de almacenamiento de energía, pese a su alto coste y su baja potencia instalada.

En 2015, consiguió aumentar de 4,3 GW a 4,8 GW, con España como líder mundial [Figura 1.4]. Además, según el nuevo informe sobre la “*Energía Solar Termoeléctrica. Perspectivas Globales 2016*”, elaborado por ESTELA, GreenPeace y SolarPACES, la energía solar termoeléctrica podría suministrar el 6% de la demanda de electricidad global para 2030 y alcanzar el 12% en 2050 [8].

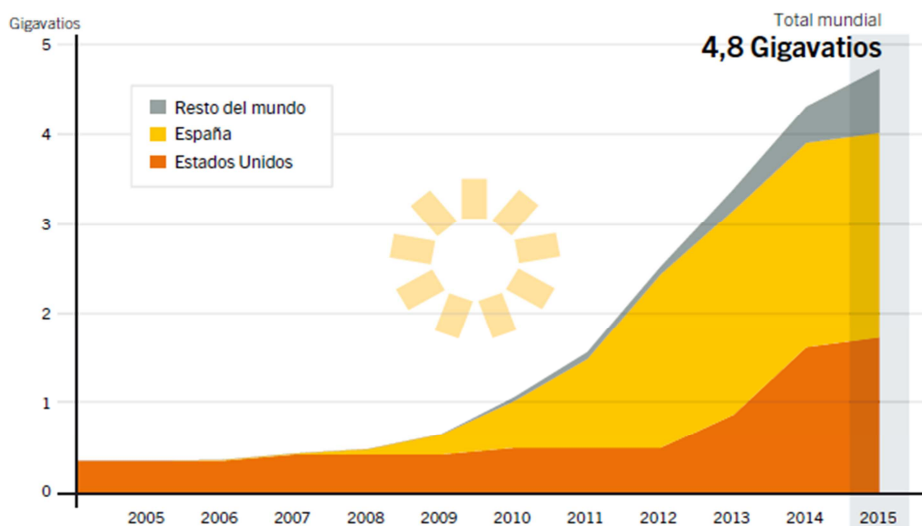


Figura 1.4. Capacidad mundial de la energía solar térmica de concentración, por país o región, 2005-2015 [5]

### 1.2.2. Uso térmico

El uso térmico de la energía, destinado a la climatización, calefacción y calentamiento de agua, es otro de los grandes sectores existentes. Así, la energía solar térmica se presenta como una de las grandes tecnologías con mayor futuro. Según el secretario de la Asociación Europea de la Industria Solar Termoeléctrica (*ESTELA*), sobre el informe titulado “*Solar Thermal Markets in Europe - Trends and Market Statistics 2015*” [9]: “A falta de cuatro años para alcanzar los objetivos de 2020, la climatización con tecnologías renovables aún ofrece un enorme potencial sin explotar, que puede desplegarse rápidamente. Las aplicaciones solares térmicas, como los calentadores de agua solares o el calor solar para procesos industriales, han demostrado su competitividad” [10].

Además, el informe de REN21 del 2016, indica que en el 2015 aumentó el interés y la implementación de sistemas térmicos solares a gran escala en redes de calefacción urbana e industrial, añadiendo 40 GW<sub>TH</sub> a la capacidad mundial [Figura 1.5].

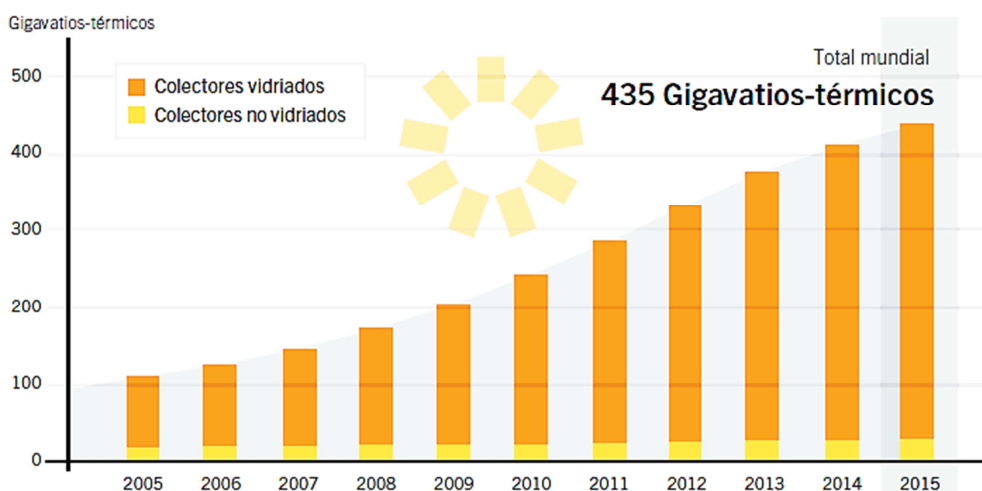


Figura 1.5. Capacidad mundial de colectores solares de calentamiento de agua, 2005-2015 [5]

### 1.2.3. Avances energéticos

Los avances energéticos permiten un progreso a nivel mundial en todos los sectores, no sólo en el eléctrico, térmico o de transporte. Según la investigación titulada “*Accelerating the process of solar disinfection (SODIS) by using polymer bags*”, investigadores de una universidad española han desarrollado un nuevo modelo de bolsa de plástico, económico y de gran capacidad, que permite la eliminación de bacterias presentes en el agua, utilizando para ello directamente la radiación solar [11]. Es decir, este sistema facilitaría el acceso al agua de autoconsumo a gran parte de la población mundial.

En definitiva, el avance energético es más que un desarrollo tecnológico, es un avance social, económico y medioambiental. Por ello es tan importante el estudio e investigación acerca del recurso solar y la continua mejora de los sistemas de predicción de radiación. Cuanto más precisa sea la estimación de la irradiancia, mayor aprovechamiento del recurso solar se podrá hacer, lo que equivale a una mejor eficiencia y menores gastos de gestión.

### 1.3. Descripción general del proyecto

El presente Trabajo Fin de Grado (TFG), se enmarca dentro del programa de prácticas curriculares del Grado de Ingeniería en Tecnologías Industriales, con mención eléctrica, impartido por la Universidad Pública de Navarra (UPNA).

Este proyecto ha sido desarrollado en la empresa CENER (Centro Nacional de Energías Renovables), concretamente en el departamento de energía solar térmica, junto con la ayuda y supervisión del tutor de prácticas de CENER, Martín Gastón Romeo, además de los correspondientes tutores de la universidad Andoni Urtasun Erburu y Julio Pascual Miqueleiz.

### 1.4. Objetivos

Partiendo de la necesidad de disminuir la imprecisión en la predicción solar basada en modelos meteorológicos, el principal objetivo del presente proyecto será el tratado de datos diarios y minutales de radiación solar, para posteriormente analizarlos y determinar qué posibles circunstancias han podido generar que ciertos datos tomados sean incoherentes o incluso nulos. Cuanto más detallado y preciso sea el conocimiento acerca de los datos de radiación solar, mejor será su predicción.

Además, se procederá a realizar la generación de series temporales para la predicción de radiación solar, empleando distintos parámetros: el índice de turbidez de Linke ( $T_L$ ) y el índice de cielo claro ( $K_C$ ). De esta manera se podrá comparar tanto el método empleado en cada caso como la elección del parámetro.



En resumen, los principales objetivos del proyecto son:

- 1) Tratado y manejo de datos de radiación solar
- 2) Clasificación y representación diaria en función de la cantidad de radiación solar incidente
- 3) Generación de series temporales del índice de turbidez de Linke e índice de cielo claro
- 4) Estimación del error entre la predicción con series temporales y persistencia
- 5) Comparación y selección del modelo e índice con mayor capacidad para la predicción de radiación solar

## 2. RECURSO SOLAR

La predicción y el manejo de datos de radiación solar, desarrollados en el presente proyecto, requieren de una serie de conocimientos previos para su correcta comprensión. De este modo, para facilitar el entendimiento se introducen un conjunto de conceptos en relación al recurso solar y su cálculo.

### 2.1. Conceptos básicos sobre energía solar

En primer lugar, se define la energía solar como el resultado de las reacciones nucleares de fusión producidas en el interior del Sol, emitida en forma de luz y calor en todas las direcciones del espacio. Luego, parte de dicha energía es interceptada por la Tierra y es la responsable del clima y temperatura terrestre, de las fuentes naturales de energía y de los ciclos naturales, como el hidrológico.

No obstante, la energía solar que alcanza la superficie terrestre posee un potencial energético menor, a causa de los siguientes factores:

- Condiciones atmosféricas. Se produce una pérdida de energía al atravesar la atmósfera debido a los elementos presentes en su composición (aerosoles, partículas en suspensión, nubes, etc.)
- Existencia de ciclos. Los niveles de radiación varían a lo largo del día y del año a causa de los ciclos diarios y estacionales que afectan a la Tierra.
- Ubicación geográfica. La radiación solar incidente varía de acuerdo a la *latitud geográfica* ( $\Phi$ ); cuanto menor sea la distancia al plano ecuatorial, más intensa será la radiación solar recibida en ese área. Además, la altitud ( $z$ ) del lugar también influye en la cantidad de radiación alcanzada, pues a mayor altitud más limpio es el aire y más delgada la capa atmosférica que deben recorrer los rayos solares.

Estos factores, junto con la aleatoriedad del recurso solar, son los principales motivos por los que las tecnologías renovables no están tan extendidas como su potencial permitiría.

### 2.2. Sistema de referencia espacio-temporal. Geometría solar

Las tecnologías renovables basadas en el recurso solar, necesitan conocer la cantidad de energía incidente sobre una superficie terrestre. Luego, dicha energía puede determinarse en función de las posiciones relativas Sol-Tierra y de los movimientos de rotación y traslación, es decir, empleando un sistema de referencia espacio-temporal basado en una serie de parámetros.

#### 2.2.1. Día juliano

El *día juliano* ( $J_d=1\sim 365$ ) es un número que varía en función del día del año correspondiente. El 1 equivale al 1 de Enero y el 365 al 31 de Diciembre (366 en año bisiesto). Su uso permite simplificar determinadas expresiones y cálculos.

### 2.2.2. Ángulo diario

El *ángulo diario* ( $\Gamma=0\sim 2\pi$ ) se representa en radianes y determina el ángulo del día desde las 24:00h del día 31 de diciembre. Se calcula a partir del día juliano, considerando la longitud del año como de 365.2422 días.

$$\Gamma = \frac{2 \cdot \pi \cdot (J_d - 1)}{365.2422}$$

Ecuación 2.1. Ángulo diario

### 2.2.3. Ángulo horario

Se define el *mediodía solar* como el instante de tiempo en el que el Sol intercepta el plano del meridiano local, alcanzado su máxima elevación sobre el horizonte.

Luego, el *ángulo horario* ( $\omega$ ) es aquel formado entre el meridiano de paso del Sol y el meridiano del observador (*mediodía solar*), en un momento determinado. Como el Sol invierte 24h en realizar una rotación completa, a cada hora le corresponde un ángulo horario de 15°. Por convenio, se establece que  $\omega=0^\circ$  en el mediodía solar,  $\omega<0^\circ$  por la mañana y  $\omega>0^\circ$  por la tarde [12].

Para calcular el ángulo horario en radianes, se emplea la *hora solar* (TST) como muestra la Ecuación 2.2:

$$\omega = \pi \cdot \frac{(TST - 12)}{12}$$

Ecuación 2.2. Ángulo horario

### 2.2.4. Declinación solar

La tierra realiza un movimiento de rotación alrededor de una línea imaginaria denominada *eje terrestre o eje de la Tierra*, cuya inclinación es de  $\approx 23,5^\circ$  [Figura 2.1] con respecto al plano de la eclíptica. La inclinación terrestre es la responsable de las estaciones y de la distinta duración del día y de la noche a lo largo del año.

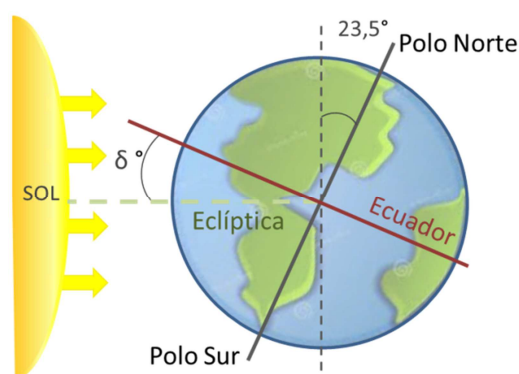


Figura 2.1. Declinación solar [13]

La *declinación solar* ( $\delta$ ) es el ángulo formado entre el plano ecuatorial terrestre y el plano que contiene a la eclíptica como se muestra en la Figura 2.1. Debido al movimiento de

traslación descrito por la Tierra alrededor del Sol, la declinación solar varía a lo largo de la órbita terrestre. Consigue alcanzar valores máximos en los solsticios de verano ( $\delta = 23,45^\circ$ ), mínimos en los solsticios de invierno ( $\delta = -23,45^\circ$ ) y nulos en los equinoccios ( $\delta = 0^\circ$ ) [Figura 2.2].

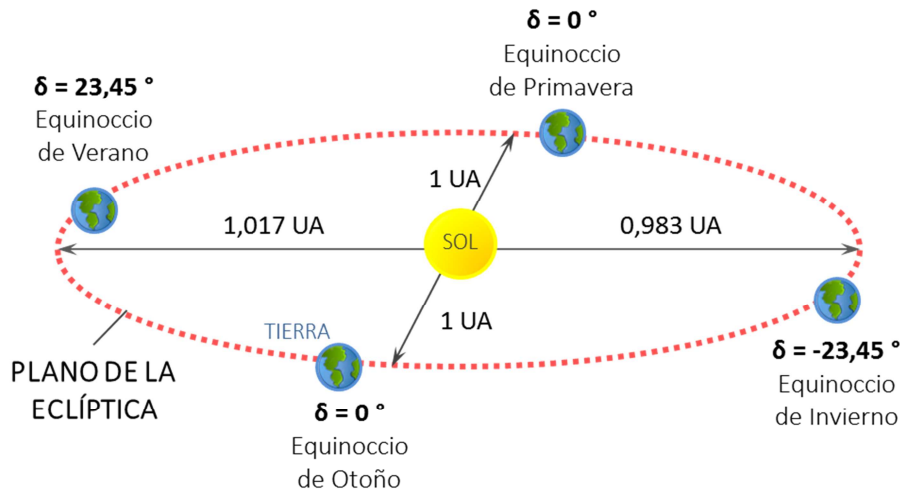


Figura 2.2. Variación de la declinación solar y distancia Sol-Tierra [14]

Luego, se puede determinar la declinación en función del día juliano o del ángulo diario:

$$\delta = \frac{\pi}{180} \cdot 23.45 \cdot \sin\left(\frac{360 \cdot (284 + J_d)}{365}\right)$$

Ecuación 2.3. Declinación solar en función del día juliano [15]

$$\delta = 0.006918 - 0.399912 \cdot \cos(\Gamma) + 0.070257 \cdot \sin(\Gamma) - 0.006758 \cdot \cos(2\Gamma) + 0.000907 \cdot \sin(2\Gamma) - 0.002697 \cdot \cos(3\Gamma) + 0.001480 \cdot \sin(3\Gamma)$$

Ecuación 2.4. Declinación solar en función del ángulo diario [16]

### 2.2.5. Excentricidad de la órbita terrestre

El planeta Tierra realiza un movimiento de traslación en torno al Sol describiendo una trayectoria elíptica, de modo que la distancia Sol-Tierra varía en función de la época del año. En la Figura 2.2 se representan los distintos valores de la distancia en *unidades astronómicas* (UA) a lo largo de la órbita.

Asimismo, la *excentricidad de la órbita terrestre* ( $\epsilon$ ) se puede calcular en función del día del año o día juliano:

$$\epsilon = 1 + 0.033 \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot J_d}{365.25}\right)$$

Ecuación 2.5. Excentricidad de la órbita terrestre en función del día juliano [12]

### 2.2.6. Ángulos solares. Superficie horizontal

Para el cálculo de radiación solar sobre una superficie horizontal es necesario conocer la posición del sol en cada instante. Por ello, se emplea un sistema de coordenadas polares, cuyo origen está situado en la posición del receptor (se considera un observador en un punto de la tierra). Además, se realiza la suposición de que la tierra está quieta y el sol es el que se mueve alrededor, como muestra la Figura 2.3.

El plano tangente a la superficie terrestre en la posición del observador se denominada *plano horizontal* y es fundamental en el sistema de referencia.

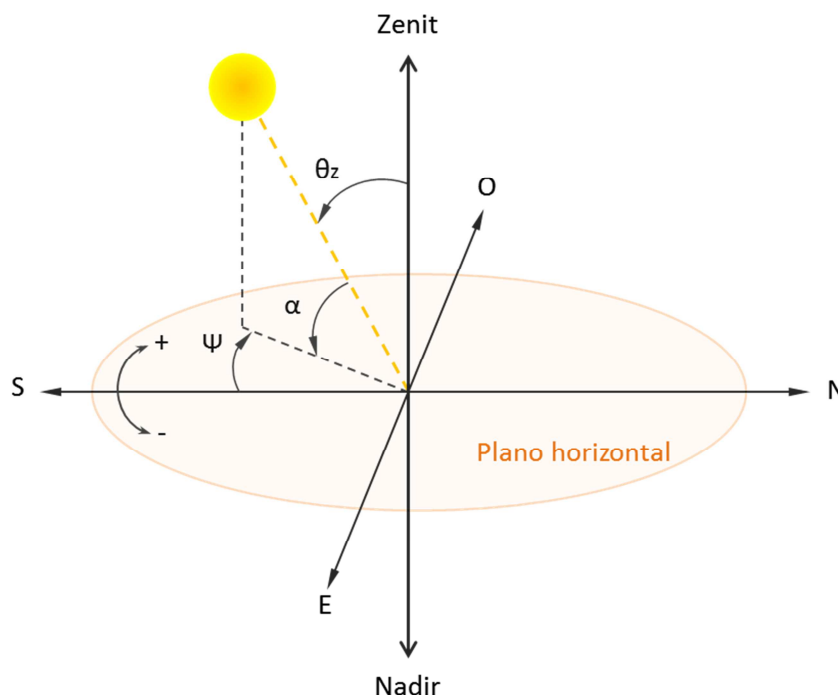


Figura 2.3. Ángulos solares [14]

A continuación, se describen el resto de parámetros representados en la Figura 2.3, empleados en el sistema de coordenadas:

- **Zenit/Nadir**

El *Zenit* es el punto de la esfera celeste situado en la vertical del observador, perpendicular a la superficie horizontal. Así, el punto opuesto en la misma vertical corresponde con el *Nadir*.

- **Altura solar**

La *altura solar* ( $\alpha$ ), o ángulo de elevación, es el ángulo formado por los rayos solares con la superficie horizontal. Varía dependiendo de la época del año. Además, la altura solar y el ángulo cenital son ángulos complementarios.

- **Ángulo acimutal**

El *azimut solar* ( $\Psi$ ), es el ángulo de los rayos solares representados en el plano horizontal, tomando como origen el sur geográfico. Antes del mediodía solar, el ángulo se considera negativo, y después del mediodía solar, positivo. El ángulo acimutal puede ser calculado mediante la Ecuación 2.6

$$\Psi = \cos^{-1} [(\cos\theta_z \cdot \sin\phi - \sin\delta) / (\sin\theta_z \cdot \cos\phi)] = \sin^{-1} [\cos\delta \cdot \sin\omega / \sin\theta_z]$$

Ecuación 2.6. Ángulo acimutal

- **Ángulo de incidencia sobre una superficie horizontal**

Conocido también como *ángulo cenital solar* ( $\theta_z$ ). Se trata del ángulo formado por la dirección del Sol y la vertical, es decir, el zenit. Cuando toma el valor de  $0^\circ$ , significa que el Sol se encuentra en la posición vertical, es decir, justo en el zenit. En esta posición, los rayos incidentes son perpendiculares a la superficie horizontal.

Se puede calcular mediante la Ecuación 2.7:

$$\theta_z = \cos^{-1}(\sin\delta \cdot \sin\phi + \cos\delta \cdot \cos\phi \cdot \cos\omega) = (\pi/2) - \alpha$$

Ecuación 2.7. Ángulo cenital

2.2.7. Ángulos solares. Superficie inclinada

Asimismo, para el cálculo de la posición solar con respecto a una superficie de captación inclinada son necesarios un conjunto de parámetros, los cuales están representados en la Figura 2.4.

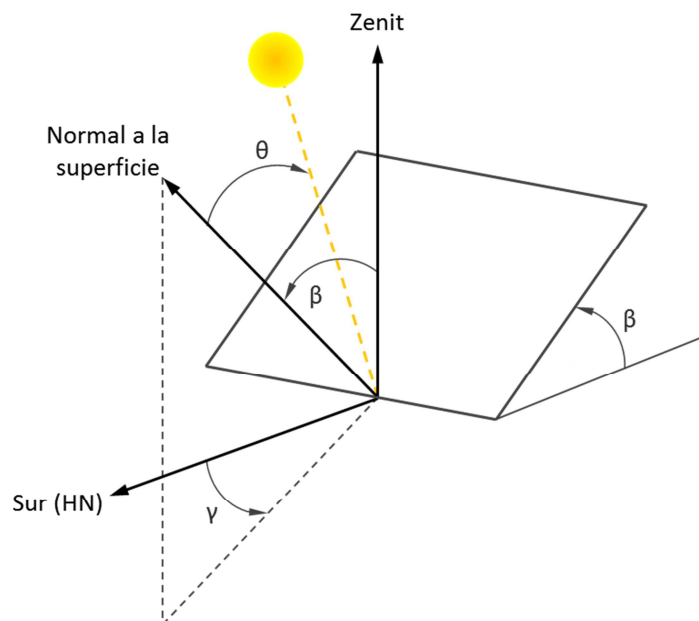


Figura 2.4. Inclinación de los paneles solares [17]

- **Ángulo de inclinación**

El *ángulo de inclinación* ( $\beta$ ) corresponde con el formado entre la superficie captadora y el plano horizontal.

- **Normal a la superficie**

El *vector normal* es aquel vector perpendicular al plano inclinado de captación. Como corresponde, dicho vector coincide con el vector zenit cuando la superficie en cuestión es horizontal ( $\beta=0$ ).

- **Ángulo de orientación**

El *ángulo de orientación* ( $\gamma$ ), es el azimut del vector normal, es decir, se trata del ángulo formado por la proyección horizontal del vector normal, considerando como origen el sur geográfico.

- **Ángulo de incidencia sobre una superficie inclinada**

El *ángulo de incidencia* de la radiación solar ( $\theta$ ) es el ángulo formado entre los rayos del sol y el vector normal. Del mismo modo que en la superficie horizontal, si los rayos solares inciden perpendicularmente sobre la superficie, significa que  $\theta=0^\circ$ .

Por consiguiente, se puede obtener el valor del ángulo de incidencia mediante la Ecuación 2.8, suponiendo una superficie orientada al sur en el hemisferio norte ( $\gamma=0^\circ$ ).

$$\cos\theta = \sin\delta \cdot \sin(\phi-\beta) + \cos\delta \cdot \cos(\phi-\beta) \cdot \cos\omega$$

Ecuación 2.8. Ángulo de incidencia en superficie inclinada orientada al sur en el hemisferio norte [17]

### 2.3. Radiación solar

Una vez definidos los parámetros empleados en el sistema de referencia espacio-temporal, se facilita la comprensión para el cálculo de la radiación solar.

Por consiguiente, se asume que una parte de la energía emitida por el Sol es interceptada por la Tierra y que la distancia media entre ambos cuerpos es aproximadamente constante. De modo que, teniendo en cuenta dichas consideraciones, se establece la *constante solar* ( $I_{CS}$ ) como la cantidad de energía sobre una superficie horizontal perpendicular a la dirección del Sol, que alcanza el límite superior de la atmósfera, siendo su valor de  $1367 \text{ W/m}^2$  [18].

#### 2.3.1. Radiación solar extraterrestre

A pesar de considerar constante la cantidad de energía que llega a la superficie exterior de la atmósfera, su valor se ve alterado a causa de la excentricidad de la órbita terrestre. Al asumir un valor medio para la distancia Sol-Tierra cuando en realidad varía a lo largo del año, debido a la trayectoria elíptica que describe esta última, es preciso corregir la constante solar por medio de la excentricidad.

Luego, se define la *irradiancia solar extraterrestre* ( $I_0$ ) para un plano horizontal tangente a la superficie terrestre en el límite superior de la atmósfera como:

$$I_0 = I_{CS} \cdot \epsilon \cdot \cos\theta_z$$

Ecuación 2.9. Irradiancia solar extraterrestre

### 2.3.2. Interacción radiación solar con la atmósfera

La atmósfera es un conjunto de capas gaseosas que envuelve la Tierra y la protege de la exposición directa al Sol, pues es lo suficientemente gruesa como para poder absorber parte de los rayos UV y permitir albergar vida en la Tierra.

Las distintas capas que conforman la atmósfera se clasifican en función de la densidad, la temperatura, la presión y la altura, dando lugar a un total de cinco capas denominadas: troposfera, estratosfera, mesosfera, termosfera y exosfera.

En cuanto a la composición gaseosa de la atmósfera, se ha visto afectada de forma natural con el paso del tiempo y debido a la influencia y evolución de la vida humana en la Tierra. Actualmente, los principales gases que conforman la atmósfera en más de un 99% son el nitrógeno ( $N_2$ ), el oxígeno ( $O_2$ ) y el argón (Ar). El resto de componentes poseen unas concentraciones relativamente pequeñas en comparación con estos tres gases [19].

La atmósfera es un factor determinante en los flujos de radiación entre el sol y la superficie terrestre. Cuando la radiación solar atraviesa la atmósfera, se produce una disminución de su potencial energético debido a los fenómenos de absorción, dispersión y reflexión. La principal causa de estos fenómenos es la presencia de gases variables en el tiempo, en particular el vapor de agua ( $H_2O$ ), el dióxido de carbono ( $CO_2$ ) y el ozono ( $O_3$ ), además de las gotas de agua, pequeñas partículas de polvo y sólidos en suspensión que conforman el aire [Figura 2.5].

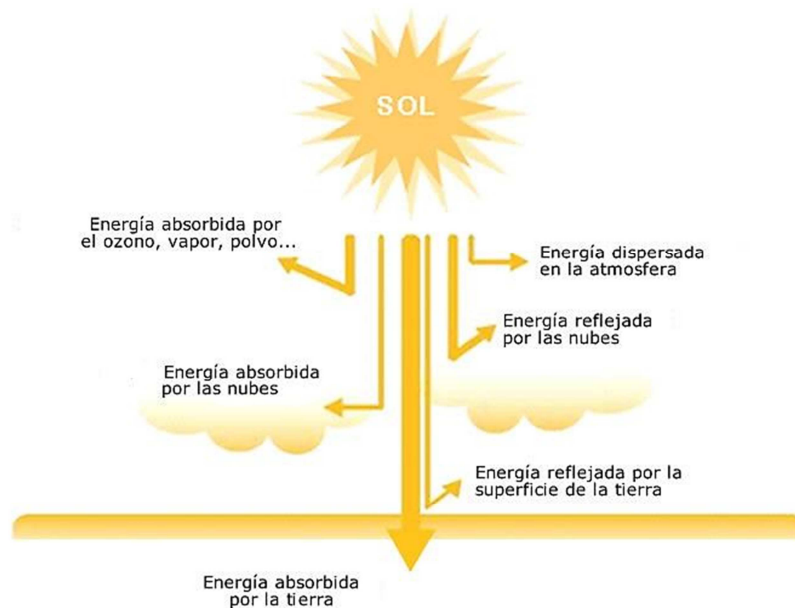


Figura 2.5. Interacción de la radiación solar con la atmósfera [20]



### - **Absorción**

Alrededor del 20% de la radiación solar que atraviesa la atmósfera es absorbida principalmente por el ozono, el oxígeno, el dióxido de carbono y el vapor de agua. Cada uno de los gases atmosféricos tiene capacidad para absorber radiación solar en diferentes longitudes de onda, como se muestra en la Figura 2.6. En concreto, el vapor de agua, el oxígeno y el dióxido de carbono absorben fundamentalmente en el infrarrojo (onda larga), mientras que el ozono absorbe en el ultravioleta (onda larga).

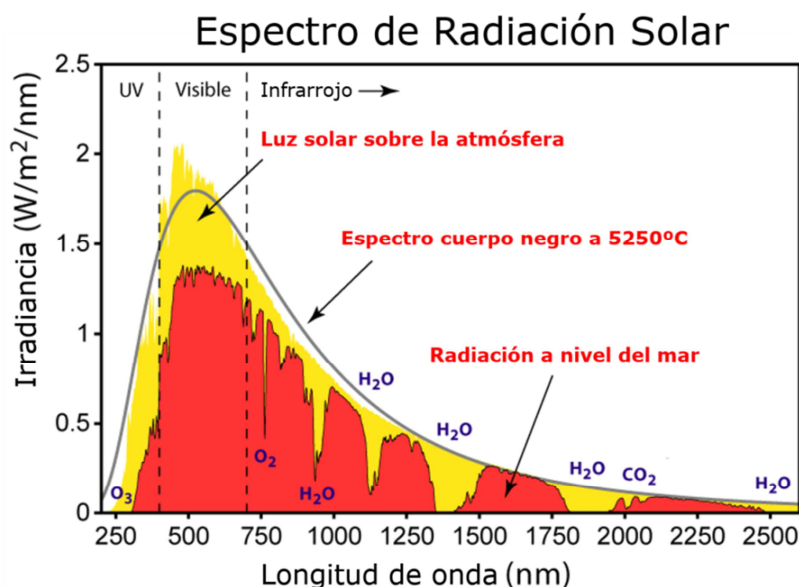


Figura 2.6. Espectro radiación solar [21]

Por lo tanto, la absorción es uno de los fenómenos que contribuye en los efectos de atenuación y modificación de las características espectrales de la radiación solar extraterrestre.

### - **Dispersión**

La dispersión de la radiación solar consiste en la atenuación y redistribución de los rayos en todas las direcciones, al interactuar con las moléculas del aire, los aerosoles y las gotas de agua presentes en la atmósfera. Este fenómeno no altera la longitud de onda y su grado de difusión depende de la concentración de partículas que debe atravesar la radiación y de su tamaño relativo a la longitud de onda ( $\lambda$ ). Por consiguiente, se distinguen tres tipos de difusión: la *difusión de Rayleigh*, la *difusión de Mier* y la *difusión no selectiva*.

### - **Reflexión**

Principalmente, la reflexión se produce debido a la presencia de nubes y partículas sólidas en suspensión que reflejan gran parte de la radiación solar que reciben. No obstante, la superficie terrestre también interviene en el fenómeno de reflexión ya que no toda la

radiación incidente en la Tierra es absorbida, sino que parte de ella es reflejada y enviada de nuevo a la atmósfera.

Finalmente, se estima que la máxima cantidad de energía que puede llegar a alcanzar la superficie terrestre, una vez haya atravesado la atmósfera, es de alrededor **1000 W/m<sup>2</sup>** [17].

### 2.3.3. Radiación solar terrestre

Considerando la radiación solar terrestre como aquella que alcanza la superficie de la Tierra, una vez atravesada la atmósfera, se define la irradiancia solar como la potencia por unidad de área que incide sobre una superficie. Luego, se puede clasificar la irradiancia solar incidente sobre una superficie captadora como directa, difusa o reflejada. Así, en la Figura 2.7 quedan representadas las tres potencias.

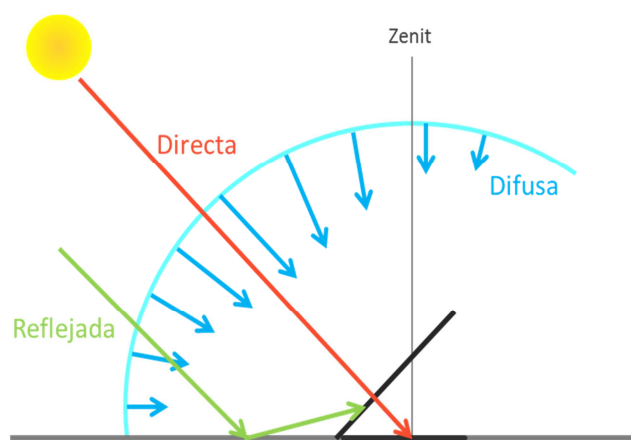


Figura 2.7. Incidencia de radiación directa, difusa y reflejada

#### - **Irradiancia solar directa (B)**

Se trata de la potencia incidente sobre una superficie, que llega directamente del Sol sin haber sufrido ningún cambio en su dirección. Además, corresponde con el 80% de la irradiancia global y se caracteriza por proyectar una sombra definida de aquellos objetos opacos que la intercepten.

#### - **Irradiancia solar difusa (D)**

Se define como la potencia emitida por la bóveda celeste, procedente de la difusión y reflexión atmosférica de la radiación solar. Este tipo de radiación se caracteriza por no producir sombra alguna respecto a los objetos opacos interpuestos. Además, cabe destacar que las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, ya que perciben toda la bóveda celeste, mientras que las superficies verticales al ver la mitad, captan menos radiación difusa. De modo que, en días nublados la irradiancia solar difusa será la radiación que reciba en mayor porcentaje el captador.

#### - **Irradiancia reflejada (R)**

La irradiancia reflejada es la potencia incidente sobre el entorno cercano, principalmente el suelo, que luego es reflejada hacia el receptor. Luego, la fracción de energía que se refleja se

denomina reflectividad ( $\rho$ ), o albedo; se mide de 0 a 1 y depende de la longitud de onda y de las características del material. Por consiguiente, el valor de 0 indica que el cuerpo absorbe toda la potencia incidente sobre él y el 1 que la refleja por completo.

En la Tabla 2.1 se recogen los valores de reflectividad de algunos cuerpos, para un determinado intervalo de longitud de onda:

CUERPO (Entorno cercano)	INTERVALO (Longitudes de onda, $\lambda$ )	REFLECTIVIDAD, $\rho$ (Valor medio típico)
Agua, sol bajo	0.15-0.65	0.20
Agua, sol en el cenit	0.03-0.07	0.05
Arena	0.20-0.40	0.30
Nieve fresca	0.70-0.90	0.80
Nieve vieja	0.30-0.70	0.55
Tierras cultivadas	0.10-0.30	0.20
Tierras sin vegetación	0.04-0.25	0.12

Tabla 2.1. Valores de reflectividad para distintos elementos [17]

- **Irradiancia solar global (G)**

Por último, se define la irradiancia solar global como la potencia total recibida sobre una superficie, procedente de las componentes directa, difusa y reflejada:  $G = B + D + R$ .

En la Figura 2.8 se representa la simulación de la irradiancia incidente sobre una superficie a lo largo del día. Luego, la curva roja corresponde con la irradiancia solar directa (B), la curva azul con la global (G) y la verde con la difusa (D). Dichas variables también son conocidas como DNI, GHI y DHI, respectivamente.

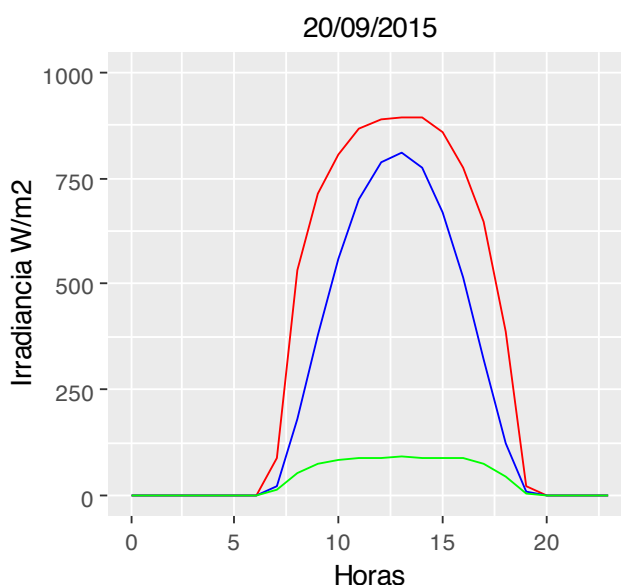


Figura 2.8. Representación de irradiancia solar directa, global y difusa

Para el cálculo de la irradiancia solar global sobre una superficie arbitrariamente inclinada y orientada, se emplean los ángulos de posición solar (Figura 2.9) y la reflectividad de la superficie captadora (Tabla 2.1). Luego, asumiendo como isótropas la irradiancia difusa del cielo y del suelo, finalmente se obtiene la irradiancia global como:

$$G = \frac{B \cdot \cos\theta + \frac{1}{2} \cdot D \cdot (1 + \cos\beta)}{1 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (\cos\beta - 1)}$$

Ecuación 2.10. Irradiancia global sobre superficie arbitrariamente inclinada y orientada

No obstante, para el cálculo de la irradiancia global sobre una superficie horizontal, la Ecuación 2.10 puede simplificarse todavía más ya que  $\beta=0$ . De modo que, el resultado es:

$$G = B \cdot \cos\theta_z + D$$

Ecuación 2.11. Irradiancia global sobre superficie horizontal

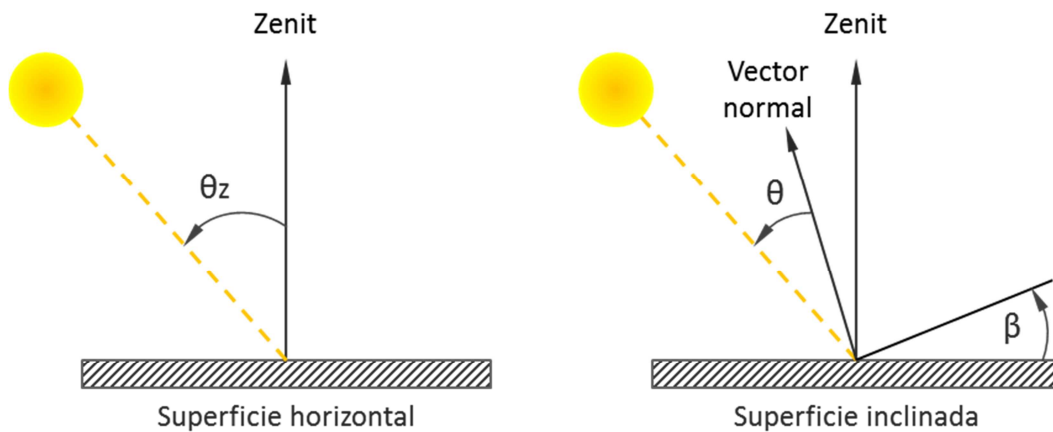


Figura 2.9. Ángulo cenital e inclinación superficies

#### 2.3.4. Parámetros atmosféricos

Al igual que la previsión del tiempo basa su estudio en parámetros meteorológicos como la temperatura y la presión, la estimación de radiación solar también requiere de la parametrización de las principales características atmosféricas (contenido de aerosoles, partículas en suspensión, vapor de agua, etc.) que influyen en la radiación solar captada.

##### - **Masa óptica relativa del aire**

Por un lado, es necesario conocer el espesor de la capa atmosférica que debe recorrer la radiación solar, ya que es una de las principales causas de atenuación. Luego, se puede cuantificar por medio del concepto *masa del aire*.

La *masa óptica relativa del aire* ( $m$ ) es la longitud del camino tomado por la luz a través de la atmósfera por la ruta más corta posible, es decir, cuando el sol se encuentra en el cenit, y se calcula del siguiente modo:

$$m = \left(\frac{p}{p_0}\right) \cdot [\text{sen}\alpha^* + 0.50572 \cdot (57.29578 \cdot \alpha^* + 6.07995)^{-1.6364}]^{-1}$$

Ecuación 2.12. Ecuación de masa de aire relativa [22]

siendo  $(p/p_0)$  el coeficiente adimensional que representa la presión atmosférica corregida por la altitud sobre el nivel del mar ( $z$ ). Su cálculo se puede aproximar mediante la expresión:

$$(p/p_0) = e^{\left(\frac{-z}{8400}\right)}$$

y donde  $\alpha^*$  representa la *altura solar verdadera*, es decir, la altura solar corregida debido a los efectos de la refracción atmosférica:

$$\alpha^* = \alpha + 0.061359 \cdot \frac{0.1594 + 1.1230\alpha + 0.065656\alpha^2}{1 + 28.9344\alpha + 277.3971\alpha^2}$$

#### - **Profundidad óptica de Rayleigh**

Por otro lado, se puede emplear la *profundidad óptica* para aproximar la concentración de las partículas y moléculas que conforman la capa atmosférica. Para ello, se realiza una comparación entre la profundidad óptica registrada en un momento determinado y la *profundidad óptica de Rayleigh* ( $\delta_R$ ). Esta última consiste en la profundidad óptica teórica calculada para un día perfectamente claro y seco, sin presencia de aerosoles o vapor de agua.

Asimismo, puede estimarse la profundidad óptica de Rayleigh ( $\delta_R$ ) en función de la masa óptica relativa del aire ( $m$ ):

· Para  $m < 20$ :  $\delta_R(m) = (6.6269 + 1.7513 \cdot m - 0.1202 \cdot m^2 + 0.0065 \cdot m^3 - 0.00013 \cdot m^4)^{-1}$

· Para  $m \geq 20$ :  $\delta_R(m) = (10.4 + 0.7183 \cdot m)^{-1}$

#### - **Índice de turbidez de Linke**

Se define el *índice de turbidez de Linke* ( $T_L$ ), como la razón entre la profundidad óptica teórica ( $\delta_R$ ) y la real, en un determinado momento y lugar [23]. Representa el grado de transparencia de la atmósfera, de forma que valores de  $T_L$  cercanos a 1, corresponden con una atmósfera ideal, limpia de aerosoles, partículas y nubes. Puede observarse en cielos despejados, a altas latitudes y con bajas temperaturas. No obstante, valores superiores a 6, equivalen a atmósferas con altos niveles de polución.

Por consiguiente, el índice de turbidez varía a lo largo del año debido a la influencia de factores locales y/o estacionales. En la Tabla 2.2 se recogen valores habituales de este índice.

TIPO DE ATMÓSFERA	$T_L$
<b>Muy clara</b> <i>(Despejado, nivel humedad bajo, pocas partículas en suspensión)</i>	$\approx 2$
<b>Clara y cálida</b>	$\approx 3$
<b>Húmeda y cálida</b>	$4 \sim 6$
<b>Con polución</b>	$> 6$

Tabla 2.2. Valores de  $T_L$  para distintos tipos de atmósfera [24]

Este índice se emplea como dato de entrada clave de los modelos más simples de estimación y puede por lo tanto, obtenerse a partir de mediciones integradas de radiación solar directa o global.

### 2.4. Modelo de cielo claro

Como se ha explicado en el apartado 2.3.4, los parámetros atmosféricos reflejan las características físicas de la atmósfera, permitiendo estimar los valores extremos de componentes de la radiación solar mediante modelos meteorológicos.

En concreto, este proyecto se basa en *el modelo ESRA para cielo claro*. Se trata de una estimación de los máximos valores de irradiancia solar que pueden incidir sobre una superficie horizontal. Por lo tanto, este modelo permite calcular la *irradiancia global para cielo claro* ( $G_{CS}$ ), la *irradiancia directa para cielo claro* ( $B_{CS}$ ) y la *irradiancia difusa para cielo claro* ( $D_{CS}$ ).

En la Figura 2.10, está representada en negro la  $B_{CS}$  y en rojo la  $B$  medida. Se observa la diferencia que existe entre ambas, provocada principalmente por la presencia de nubes en la atmósfera, responsables de los denominados “picos” en la radiación incidente. En definitiva, el modelo de cielo claro mediante la claridad atmosférica, determina la cantidad de radiación incidente que se podría obtener en el caso de no haber nubosidad.

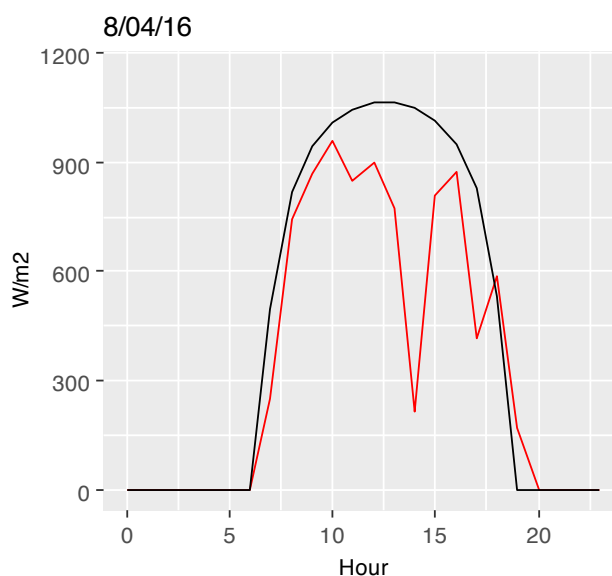


Figura 2.10. Representación de  $B_{CS}$  y  $B$

Por último, este modelo de predicción solar consiste en uno de los más simples, ya que sólo requiere como datos de entrada el índice de turbidez de Linke ( $T_L$ ), la profundidad óptica de Rayleigh ( $\delta_R$ ) y la altura solar ( $\alpha$ ).

$$B_{CS} = I_0 \cdot \epsilon \cdot e^{(-0.8662 \cdot T_L \cdot m \cdot \delta_R)} \cdot \text{sen}(\alpha)$$

Ecuación 2.13. Cálculo de irradiancia directa para cielo claro

- **Índice de cielo claro para radiación directa**

El *índice de cielo claro* ( $K_B$ ) es un parámetro adimensional, que se calcula como el cociente entre la *irradiancia directa horizontal* ( $B$ ), y la *irradiancia directa horizontal para cielo claro* ( $B_{CS}$ ).

$$K_B = (B/B_{CS})$$

### 3. DESARROLLO DEL TRABAJO

Una vez descritos los términos y los conceptos necesarios para la correcta comprensión del trabajo, se procede al desarrollo detallado del presente proyecto para la realización posterior de sus debidas conclusiones.

#### 3.1. Descripción

El fundamento teórico del proyecto se basa en el manejo y tratado de datos de radiación solar, a partir de los cuales se desarrollan los objetivos descritos previamente. Por este motivo, es necesario trabajar con una base de datos real de radiación solar.

#### 3.2. Adquisición de datos

##### 3.2.1. Base de datos del proyecto

En el presente proyecto, se han empleado los datos tomados por minuto (en horario GTM) durante los años 2015 y 2016, de una estación solar de AEMET situada en Badajoz. En concreto, las coordenadas correspondientes del lugar son: *latitud* ( $\Phi$ ) = 38.887, *longitud* ( $\lambda$ ) = -7.0117 y *altura del emplazamiento* ( $z$ ) = -157.

Por otro lado, las gráficas diarias representadas de irradiancia directa, global y difusa, mantienen las mismas magnitudes, límites en sus ejes y colores, con el fin de facilitar la comparación entre diversos días. De modo que, el color rojo corresponde con la irradiancia directa (*DNI*), el color azul con la irradiancia global (*GHI*) y el verde con la irradiancia difusa (*DHI*).

Asimismo, se han representado y adjuntado al proyecto a modo de anexo, todas las gráficas de irradiancia solar medida, tanto directa, global como difusa, exceptuando las de los días sin datos registrados, y las gráficas de cielo claro, donde se representan la  $B_{CS}$  y la  $B$ . Así, se puede recurrir en cualquier momento a la base de datos empleada de manera práctica y visual.

##### 3.2.2. Base de datos de los valores medios mensuales del factor de turbidez de Linke ( $T_L$ )

A lo largo del proyecto, se recurre a valores medios mensuales del factor de turbidez de Linke para poder realizar diversos cálculos. La falta de datos tomados o errores en la medida son las principales causas por las que se emplean los valores medios mensuales. De esta forma, se puede asegurar que el valor establecido en los cálculos es próximo al valor real.

Por consiguiente, los valores medios mensuales empleados para el emplazamiento situado en Badajoz, son los obtenidos de cartas mundiales suministradas por el proyecto **SoDa**, *Solar Radiation Data*, y son los representados en la Tabla 3.1.



VALORES MEDIOS MENSUALES DE TL	
Enero	2.2
Febrero	2.5
Marzo	2.4
Abril	2.9
Mayo	3.1
Junio	3.2
Julio	3.1
Agosto	2.9
Septiembre	2.9
Octubre	2.7
Noviembre	2.2
Diciembre	2.1

Tabla 3.1. Valores medios mensuales de TL [25]

Asimismo, tal y como indican los valores medios mensuales, el índice de turbidez de Linke varía a lo largo del año, obteniéndose los mínimos valores en los meses de invierno y los máximos en los de verano. Además, se observa que los valores de  $T_L$  varían en un rango equivalente a un tipo de atmósfera *muy clara* ( $\approx 2$ ) y *cálida y clara* ( $\approx 3$ ).

### 3.3. Instrumentación de medida

Los datos han sido tomados en el emplazamiento mediante instrumentos de medida de radiación solar. Concretamente, se han empleado *pirheliómetros*, para la radiación solar directa ( $B$ ), y *piranómetros*, para la radiación solar global, ( $G$ ), y la radiación solar difusa, ( $D$ ).

### 3.4. Programación

A causa del elevado número de datos tratados en el proyecto, ha sido necesario el uso de un programa informático. En esta ocasión, se ha elegido el lenguaje de programación R para llevarlo a cabo y en concreto el software *R-Studio*. Se trata de un programa abierto y de código libre, de sencillo lenguaje y manejo, con gran cantidad de recursos de ayuda online y con múltiples librerías gratuitas. No obstante, algunas de las simulaciones han necesitado un gran tiempo de ejecución debido al enorme volumen de datos.

Por otro lado, algunas de las librerías empleadas han sido la DBI, SolaR, Forecast, Ggplot2, Lattice, Zoo, Chron y RMySQL. En concreto, la SolaR permite el cálculo sencillo de la radiación extraterrestre en un emplazamiento, la Forecast realiza la predicción de DNI en función de series temporales de datos medidos y la Ggplot2 elabora gráficos de calidad de manera simplificada.

En definitiva, el programa se ha empleado para el tratado de datos, la implementación del modelo ESRA, la realización de todos los cálculos necesarios y la elaboración de las gráficas del proyecto.

### 3.5. Resultados

En este apartado se incluyen todos los ensayos, pruebas y simulaciones que se han llevado a cabo en el proyecto. Detalladamente, se explican los problemas encontrados durante la realización del trabajo, así como las descripciones y explicaciones necesarias para facilitar el entendimiento del mismo.

#### 3.5.1. Preparación de la base de datos

En primer lugar, para poder realizar un sencillo y práctico uso de los datos tomados de irradiancia solar, es preciso determinar los fallos existentes en la propia base de datos empleada. Esto quiere decir, detectar la ausencia de registros y analizar las medidas erróneas.

Por un lado, en el caso de falta de datos medidos de irradiancia, se adjudica a los espacios en blanco un valor fácilmente reconocible de manera que, posteriormente se pueda sustituir por valores medios mensuales o cualquier otro valor que se determine. No obstante, este procedimiento es meramente interno y se lleva a cabo con el objetivo de simplificar el tratado de datos.

Por otro lado, si se encuentran medidas erróneas en la base de datos, se analizan las posibles causas y se procede del mismo modo que en el caso anterior. La mayoría de las veces este fallo se debe al instrumento de medida empleado.

Un ejemplo de medida errónea sería la mostrada en la Figura 3.1, para el día 27/08/2016. Aunque pueda parecer que los datos corresponden a un día nublado en el que no hay nada de radiación directa y por lo tanto, la difusa y la global son iguales, el hecho de que estas dos últimas curvas sigan una trayectoria como la del modelo de cielo claro confirma que hay un fallo en el seguidor del instrumento de medida.

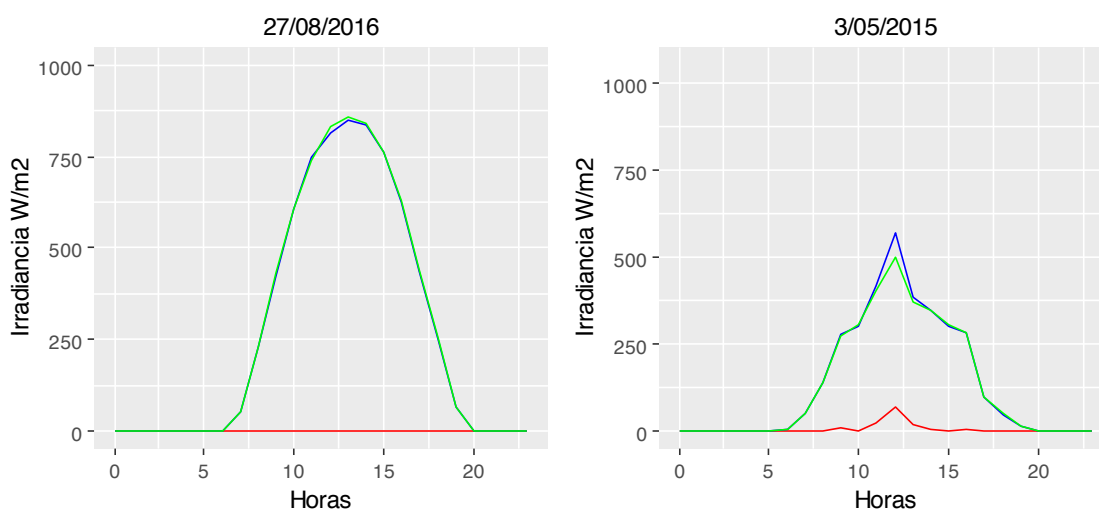


Figura 3.1. Comprobación de datos erróneos en la medida

Por consiguiente, la gráfica del día 3/05/2015 (Figura 3.1), sí que corresponde con un día nublado donde no hay apenas registros de radiación solar directa. No obstante, a diferencia de la anterior gráfica, la trayectoria de las curvas de radiación difusa y global poseen las características de un día nublado, con bajadas, subidas y picos de irradiancia en función del movimiento de las nubes.

### 3.5.2. Análisis de los datos de radiación solar medidos

A continuación se desarrolla un análisis sobre los datos registrados en el emplazamiento de irradiancia solar. Además, se realizan diversas comparaciones y simulaciones que permiten una profundizar en el conocimiento acerca de la radiación solar.

#### - **Descripción de las gráficas representadas**

Como se ha mostrado anteriormente, una representación de la irradiancia solar diaria corresponde con una gráfica compuesta por tres curvas de radiación solar: directa, global y difusa. Luego, el máximo valor que pueden llegar a alcanzar alguna de dichas curvas es de  $\approx 1000 \text{ W/m}^2$ , como se ha mencionado en el apartado 2.3.2, ya que se trata de la máxima radiación solar incidente sobre una superficie terrestre. Luego, esta situación se ajusta a condiciones óptimas de cielo claro y despejado.

No obstante, hubo un día en el que la radiación directa superó los  $1000 \text{ W/m}^2$  con  $1011.16 \text{ W/m}^2$ , como se muestra en la Figura 3.2. Esta situación no es la habitual, pero es válida ya que los  $1000 \text{ W/m}^2$  son aproximados.

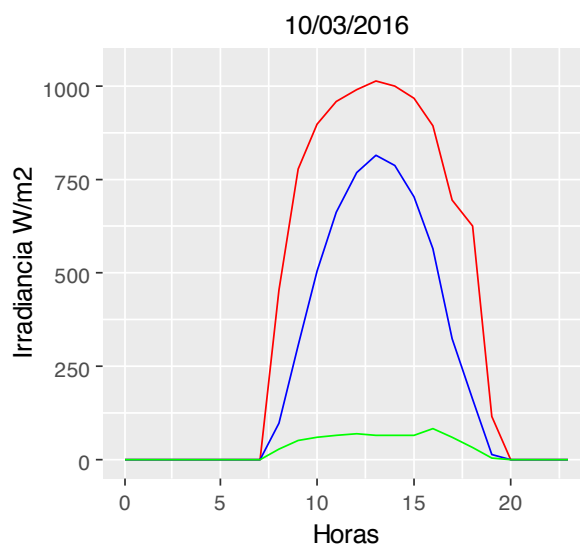
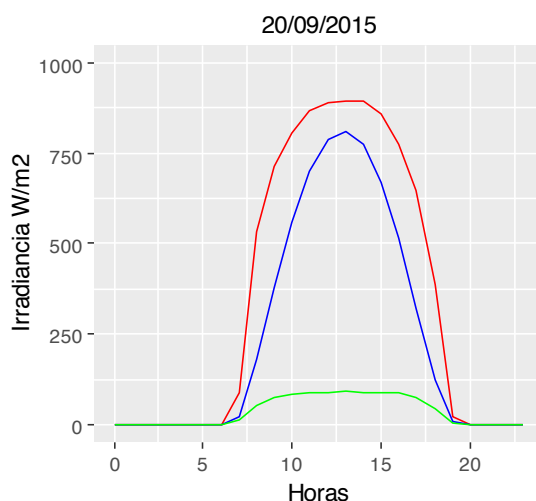


Figura 3.2. Máxima radiación directa registrada

Por otro lado, la frecuencia temporal escogida para representar las gráficas ha sido la horaria, a pesar de disponer de una base de datos minutal. Se trata de una magnitud sencilla de emplear y fácil de visualizar. Además, permite realizar comparaciones de la irradiancia a lo largo del día y a su vez, entre distintos días. No obstante, las razones de peso más importantes han sido el hecho de que los resultados obtenidos son muy parecidos, empleando la media minutal por hora, y que los tiempos de simulación son notoriamente inferiores.

Empleando de nuevo la Figura 2.8, se describe la variación de irradiancia solar en base a las horas:



(Figura 2.8. Representación de irradiancia solar directa, global y difusa)

En definitiva, se observa cómo en las horas nocturnas (intervalo de tiempo comprendido entre las 20:00h y las 06:00h, para este ejemplo en concreto), no se registra ningún dato de irradiancia solar como era de esperar. Además, el mayor valor de irradiancia obtenido se da en el correspondiente mediodía solar, que es cuando el ángulo de incidencia es igual a cero ( $\theta=0^\circ$ ).

- **Variación de irradiancia a lo largo del año**

Como se ha explicado en el apartado 2.2.4, la declinación solar es la responsable de las estaciones y de la distinta duración del día y la noche a lo largo del año, o lo que es igual, una variación de la radiación solar incidente sobre la Tierra.

En la Figura 3.3 se observa la diferencia de horas de Sol para el mismo día en estaciones distintas, reduciéndose a casi la mitad en el horario de invierno. Asimismo, se puede apreciar también la diferencia de radiación incidente, tanto directa como difusa, que puede llegar a existir entre un día de verano y otro de invierno.

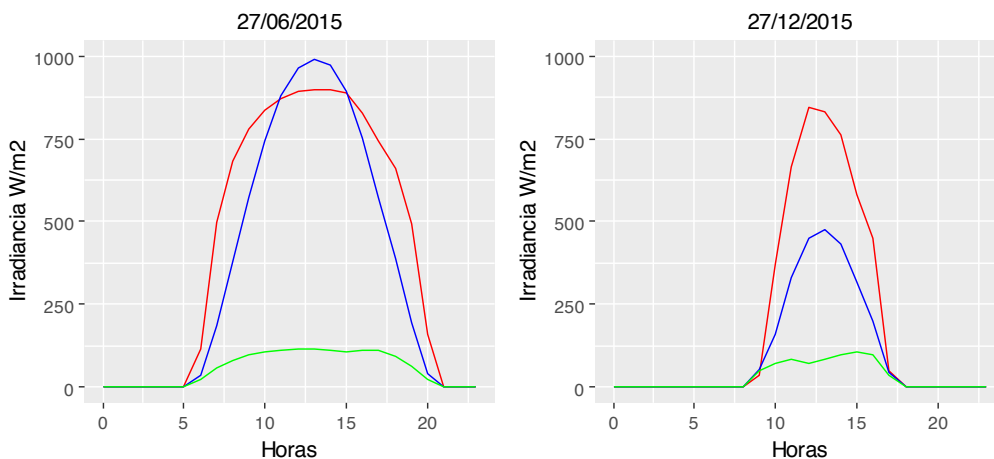


Figura 3.3. Comparación radiación en verano y en invierno

En definitiva, la variación del número de horas de Sol y las características atmosféricas correspondientes a cada estación, influyen en la cantidad de radiación solar que alcanza la superficie terrestre. Así, en el periodo de verano se obtienen los mayores registros de radiación directa (B), gracias al número de horas de incidencia y a la escasez de nubes y lluvias. Por el contrario, en el periodo de invierno a causa de los continuos intervalos de nubosidad y lluvias, se miden valores notoriamente inferiores de B y con mayor disparidad entre los registros diarios.

En la Figura 3.4 se representa la radiación directa mensual acumulada en el 2015 y 2016, correspondiente a la base de datos del proyecto. Luego, como se ha explicado, se observa fácilmente la diferencia entre los meses de verano (Junio, Julio y Agosto) y los de invierno (Noviembre, Diciembre, Enero y Febrero). En concreto, en julio de 2016 se acumuló la mayor cantidad de radiación directa, mientras que, en mayo del mismo año se alcanzó la mínima.

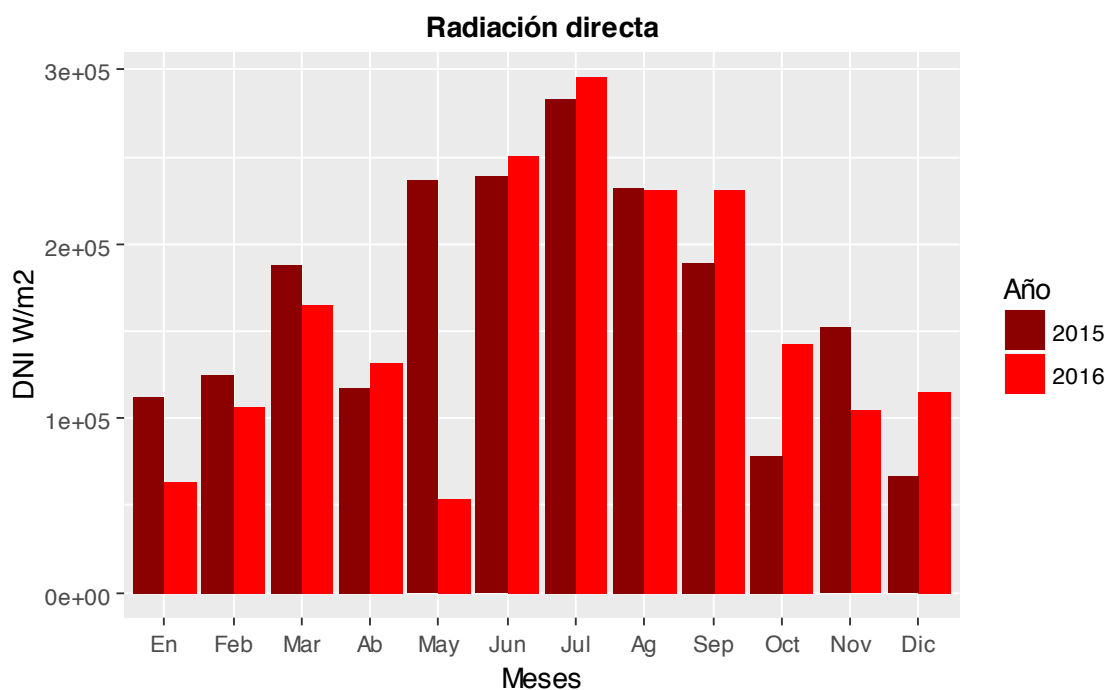


Figura 3.4. Comparación de B entre 2015-2016

Sin embargo, desde el punto de vista de la predicción solar de radiación directa a corto plazo, es importante conocer la variabilidad entre los registros diarios. En la Figura 3.5 se ha representado la diferencia entre la DNI medida de un día y la del anterior, permitiendo de esta manera conocer la tendencia a la continuidad o variabilidad de la DNI entre los valores diarios registrados.

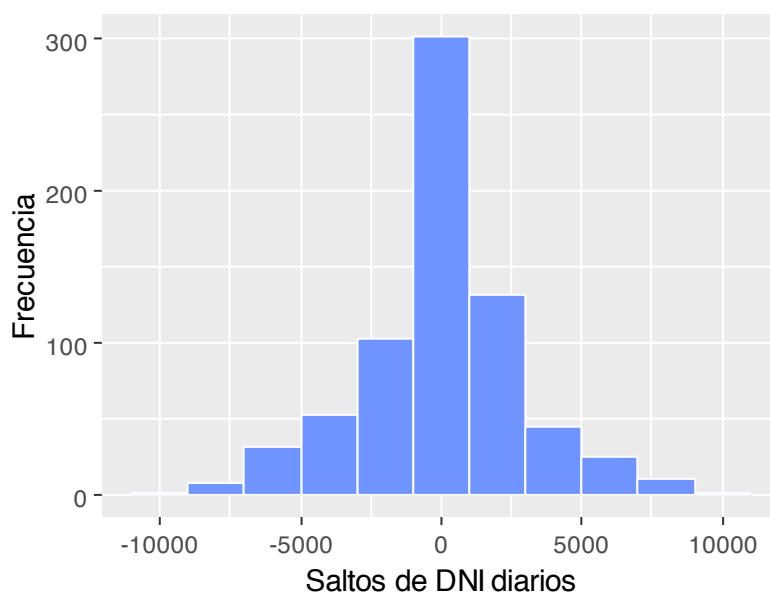


Figura 3.5. Diferencias entre las medidas diarias de radiación directa

Asimismo, se observa cómo la gráfica se aproxima a una distribución normal centrada en el cero. Por lo tanto, podría considerarse la posibilidad de aproximar la DNI de un día mediante la DNI registrada del día anterior:  $B(n+1) \approx B(n)$ .

No obstante, si se realiza el mismo cálculo, pero de manera mensual, se comprueba cómo esta aproximación pierde precisión dependiendo del mes que sea. Así, los meses de invierno, debido a su variabilidad meteorológica, existe una mayor disparidad entre los registros medidos, de manera que igual en un día concreto predominan fuertes lluvias y por lo tanto, baja radiación directa, pero al siguiente destacan nubes y claros. Por lo tanto, en estos meses se cometería mayor error con la aproximación de  $B(n+1) \approx B(n)$ .

En la Figura 3.6 están representados los *diagramas de cajas* correspondientes a los registros diarios de radiación directa, para cada mes medido. Un *diagrama de caja* consiste en un gráfico basada en cuartiles, mediante el cual se visualiza la distribución de un conjunto de datos. Suministra información sobre los valores mínimos y máximos, la mediana y la simetría de la distribución, así como valores atípicos.

Por consiguiente, se comprueba cómo la variabilidad y los saltos en los meses de invierno y primavera son notoriamente superiores, ya que el intervalo comprendido entre el máximo y mínimo valor registrado es bastante amplio. Sin embargo, en los meses de verano, los valores se concentran en intervalos más reducidos, de modo que existe menor dispersión entre los registros diarios y se cumpliría mejor la estimación a partir de la DNI del día anterior.

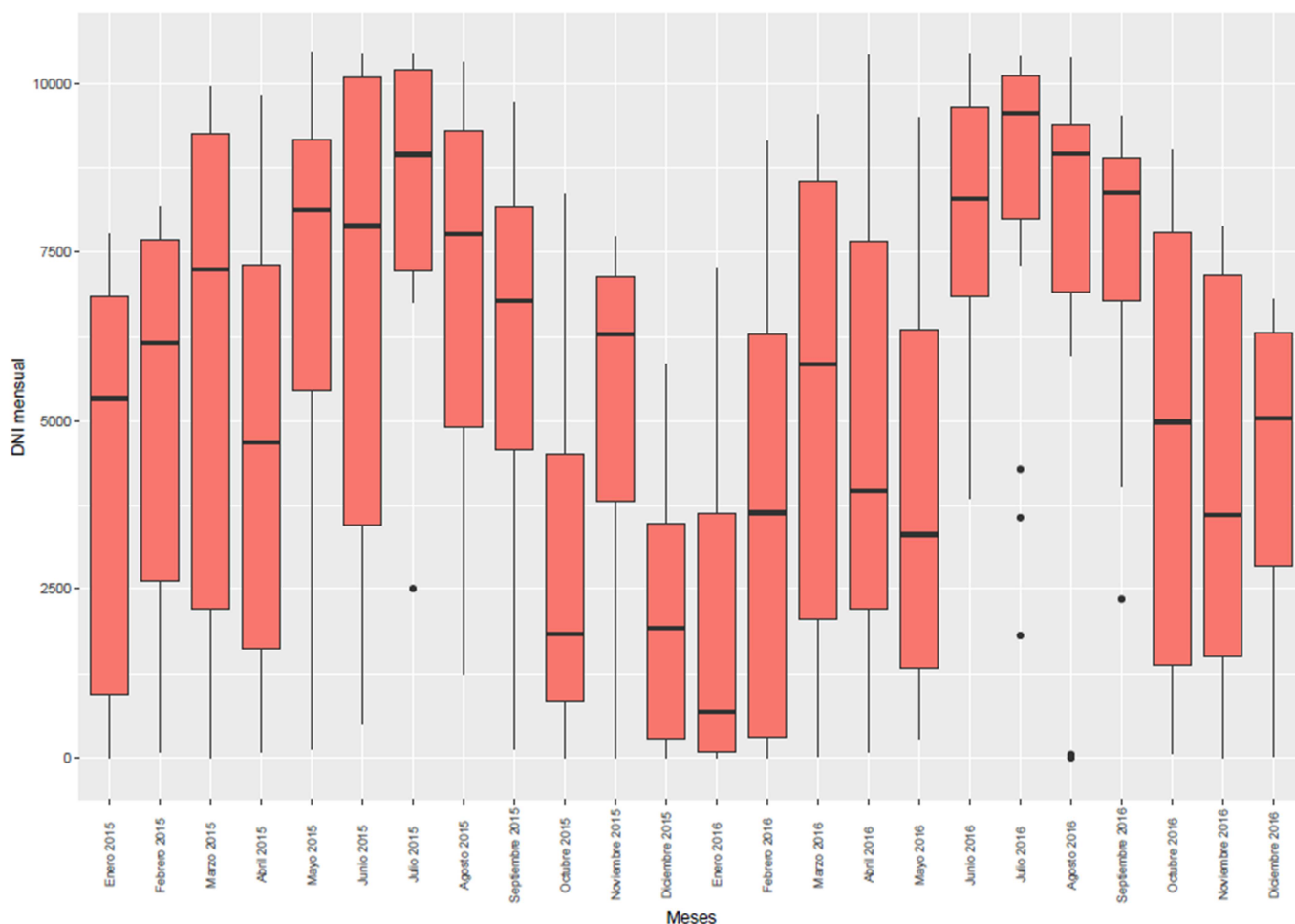


Figura 3.6. Variabilidad mensual de los registros de radiación directa

### - **Clasificación de los días en función del nivel de nubosidad**

Cada vez es mayor el interés por conocer la cantidad de radiación solar incidente en un emplazamiento, debido a sus múltiples aplicaciones y usos. De modo que, una forma rápida de establecer qué tipo de radiación ha sido captada o una idea aproximada de su cantidad, puede ser a través de la clasificación de los registros diarios en base a una variable.

Según la AEMET (*Agencia Estatal de Meteorología*), el término “estado del cielo” se emplea para determinar la situación de la atmósfera en función de dos variables: la nubosidad y la precipitación. Luego, ha definido así hasta cuarenta y ocho estados del cielo [26].

Por consiguiente, en el presente proyecto la nubosidad es la variable de mayor relación con la irradiancia solar, permitiendo clasificar los registros diarios de radiación en función de su nivel de nubosidad. De este modo, se han definido hasta cuatro grupos en relación a los estados definidos por la AEMET:

- **Día despejado.** Caracterizado por tener altos niveles de radiación directa durante todo el día. Además, corresponde con el denominado cielo claro.

- **Día parcialmente despejado.** Se registran altos niveles de radiación directa, durante largos periodos de tiempo, y de nubosidad, en periodos más breves.
- **Día parcialmente nublado.** Se miden periodos de alta radiación directa, interrumpidos con frecuencia por persistentes transiciones de nubes, y aumenta la radiación difusa captada.
- **Día cubierto.** Se consideran aquellos días donde el cielo está prácticamente nublado con bajos niveles de radiación.

En la Figura 3.7 se representan las clasificaciones de los días en función de su nubosidad, siendo la curva de color rojo la DNI medida y la negra la  $B_{cs}$

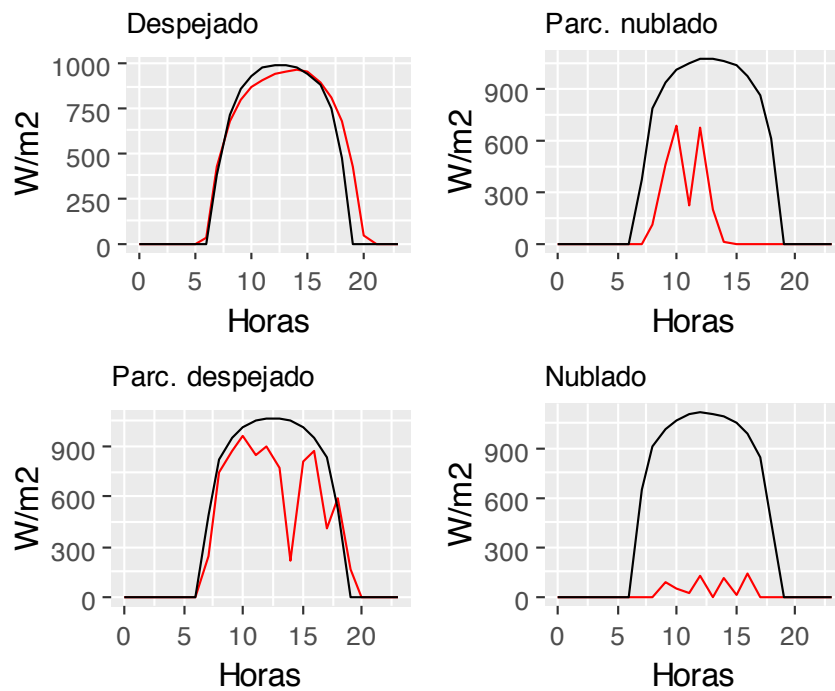


Figura 3.7. Clasificación de los días en función de la nubosidad

En la práctica, el parámetro de la nubosidad puede estar vinculado al índice de turbidez de Linke, por representar el grado de transparencia de la atmósfera. De modo que, bajos niveles de  $T_L$  corresponden con días más despejados y altos niveles de  $T_L$  con días más nublados. Es decir, cuanto mayor sea el número de nubes, partículas en suspensión y gotas de agua, menor será la radiación incidente y, por lo tanto, coincidirá con un valor alto de  $T_L$ .

- **Series temporales de  $T_L$**

Una serie temporal es una secuencia cronológica de datos medidos, cuyo intervalo puede ser constante o variable. Para analizar las series temporales son necesarios métodos que permitan interpretarlas y extraer información representativa sobre las relaciones subyacentes entre los datos de las series, facilitando así la predicción del comportamiento futuro de la misma.



Por consiguiente, se plantea el cálculo de series temporales de parámetros atmosféricos a partir de las cuales se facilite la predicción de radiación solar. Así, se establece la serie temporal de  $T_L$  a partir de los registros medidos de irradiancia directa ( $B$ ), mediante la expresión del modelo ESRA (Ecuación 2.13) que determina la irradiancia directa para cielo claro ( $B_{CS}$ ):

$$B_{CS} = I_0 \cdot \epsilon \cdot e^{(-0.8662 \cdot T_L \cdot m \cdot \delta_R)} \cdot \text{sen}(\alpha)$$

Sustituyendo el valor de  $B_{CS}$  por el de  $B$  y despejando de la expresión anterior el  $T_L$ , se consigue calcular la serie temporal de  $T_L$  para cielo claro. De modo que, reescribiendo la ecuación se obtiene:

$$T_L = \frac{-1}{(0.8662 \cdot m \cdot \delta_R)} \cdot \log\left(\frac{B_{CS}}{I_0 \cdot \epsilon \cdot \text{sen}(\alpha)}\right)$$

Ecuación 3.1.  $T_L$  para cielo claro a partir

Por consiguiente, al disponer de registros minutales y horarios de las medidas de DNI, se pueden generar dos series temporales diarias:  $T_L$  minutal y  $T_L$  horario. No obstante, a pesar de que la serie minutal pueda ser más precisa, se emplearán los valores horarios por poseer menor gasto computacional y requerir menor tiempo cálculo.

En general, resulta más sencillo disponer de un único valor diario de  $T_L$  para cielo claro ya que los cálculos de predicción se realizarán de manera horaria. En consecuencia, se calcula para cada día registrado un valor de  $T_L$  diario. Luego, al emplear el modelo ESRA de cielo claro se obtiene el  $T_L$  a partir de los momentos del día donde se ha registrado mayor claridad.

En la Figura 3.8 están señalados los puntos de la DNI medida con mayor claridad. Estos puntos son los empleados en el cálculo del  $T_L$  diario para cielo claro.

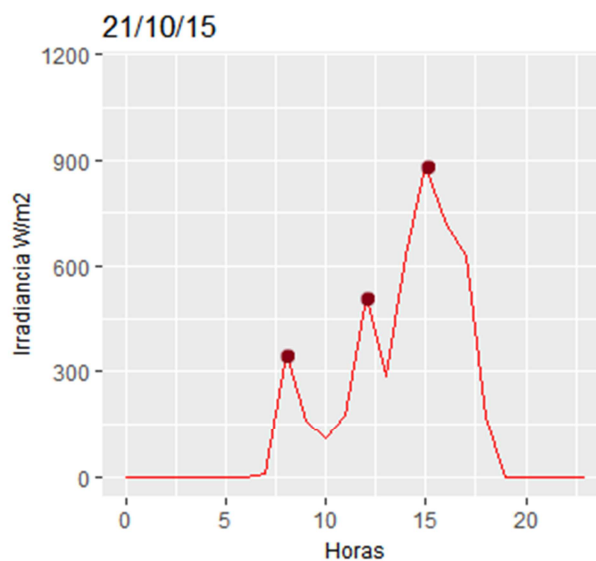


Figura 3.8. Cálculo del  $T_L$  diario a partir de los registros medidos

En primer lugar, se halla el  $T_L$  diario teórico a partir de las medias mensuales, representadas en la Tabla 3.1. Este índice se emplea cuando no se disponen de medidas suficientes como para determinar un  $T_L$  representativo de ese día.

En segundo lugar, se filtran los valores de  $T_L$  horario para descartar los resultados no válidos, es decir, aquellos cuyos valores sean:

- **Infinito:** estos valores de  $T_L$  se generan durante la noche, cuando no hay nada de radiación solar, por lo que no se tienen en cuenta en el cálculo del  $T_L$  diario.
- **Is.na:** en el sistema de programación R, esto quiere decir “no válido”, o “no existente”
- **< 0:** ya que no tiene sentido un valor de  $T_L$  inferior a 0
- **> 20:** los valores de  $T_L$  que son muy altos se descartan ya que probablemente son errores en la medición o equivalen a días donde las condiciones atmosféricas han sido ínfimas.
- **G0<400:** estos valores corresponden con el orto y el ocaso. Debido a su inestabilidad en la predicción, se eliminan

En tercer lugar, una vez descartados todos los valores de  $T_L$  no válidos, se realiza un recuento de los valores de  $T_L$  filtrados, siguiendo el siguiente criterio:

- Si el **nº de  $T_L$  filtrados <5**, significa que no se poseen suficientes valores de  $T_L$  diario como para calcular su valor aproximado. De modo que, se establece como  $T_L$  medio diario el  $T_L$  teórico calculado previamente, para ese día en concreto.
- Si el **nº de  $T_L$  filtrados >5**, entonces se realiza la *desviación estándar* (SD) a los valores de  $T_L$  filtrados.

Asimismo, se define la desviación estándar como la variación o diferencia entre los valores de una variable. De modo que, estableciendo un límite para la SD se puede determinar si los valores de  $T_L$  han sido similares a lo largo del día, o no. En esta ocasión, el límite para la SD es de 0.4:

- **SD < 0.4:** indica que se trata de un día despejado, ya que la diferencia entre los valores de  $T_L$  es pequeña. Se realiza un histograma con los  $T_L$  filtrados y el valor más ocurrente será el equivalente al  $T_L$  diario.
- **SD > 0.4:** corresponde con un día nublado y se toma el mínimo valor de  $T_L$  filtrado como el  $T_L$  diario.

Finalmente, una vez realizados todos los pasos, se obtiene la serie temporal de  $T_L$  diario para cielo claro que permite calcular  $G_{CS}$ ,  $B_{CS}$  y  $D_{CS}$ . No obstante, este estudio se centra en la  $B_{CS}$  por su relación con la B.

En la Figura 3.9 se representa la  $B_{CS}$  hallada a partir del  $T_L$  diario para cielo claro.

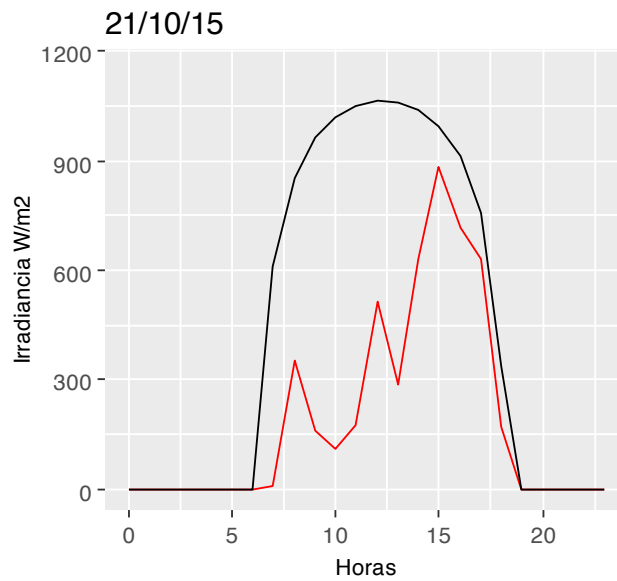


Figura 3.9. Comparación  $B_{CS}$  con B

Sin embargo, se puede calcular también una serie temporal diaria para el índice de turbidez a partir del valor medio de la serie de  $T_L$  horaria. A diferencia del  $T_L$  diario de cielo claro que se basa en los menores valores de  $T_L$ , el  $T_L$  medio emplea todos los valores. De modo que, permite establecer una relación entre la presencia de nubes y la DNI registrada.

En definitiva, la DNI calculada a partir del  $T_L$  medio se aproxima a la DNI medida, mientras que la  $B_{CS}$  establece cómo sería la DNI en caso de darse buenas condiciones atmosféricas (ausencia de nubes, de lluvia, de partículas en suspensión, de aerosoles, etc.). En la Figura 3.10 se representa en color rojo la *DNI medida*, en negro la *Bcs* (con el  $T_L$  diario para cielo claro) y en gris la *DNI*, calculada a partir del  $T_L$  medio.

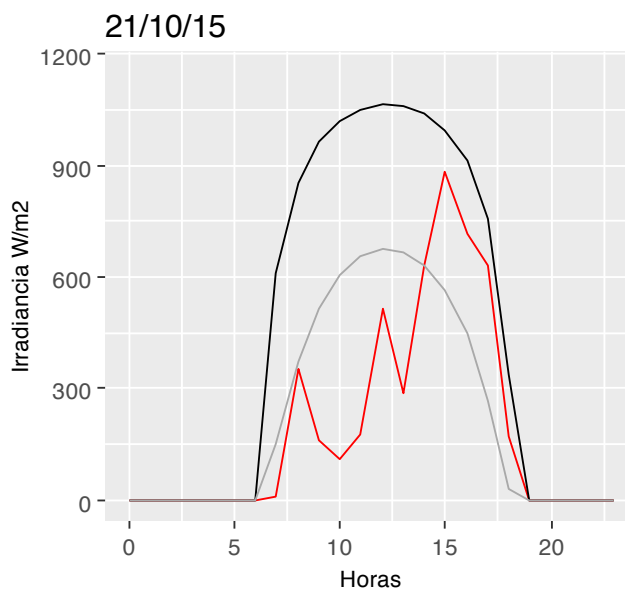


Figura 3.10. Representación B a partir de TL medio

Por consiguiente, cuanto mayor sea el  $T_L$  medio menor es la DNI medida, pero no supone que la  $B_{CS}$  no pueda ser elevada. Esto sucede cuando las condiciones climatológicas son ínfimas pero se registra un momento breve del día con claridad (Figura 3.11). Luego, el  $T_L$  medio resultante es elevado y la DNI notoriamente inferior a la de cielo claro. Por ello, para la predicción de DNI, se aproxima mejor la DNI del  $T_L$  medio que la del  $T_L$  diario.

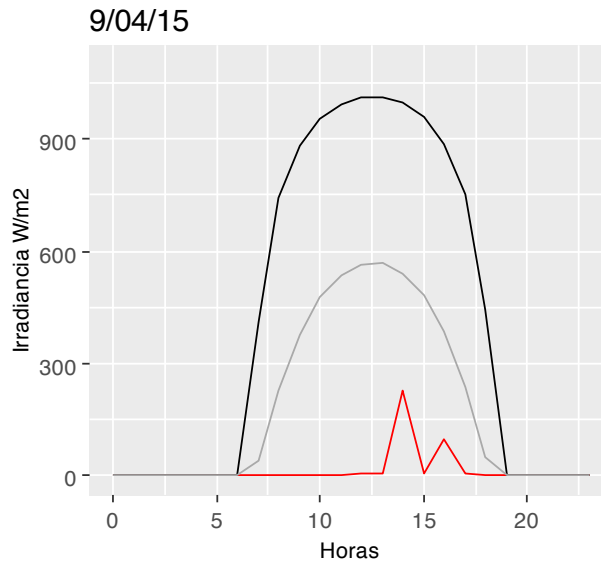


Figura 3.11. DNI medida, DNI TL medio y  $B_{CS}$  para día con malas condiciones climatológicas

Representando todos los datos de DNI para  $T_L$  medio y DNI medida (Figura 3.12), se comprueba la relación existente entre ambas, pese a que la DNI medida suele estar sobreestimada. De modo que, el *índice de turbidez de Linke medio* es un parámetro adecuado para la predicción de radiación solar directa.

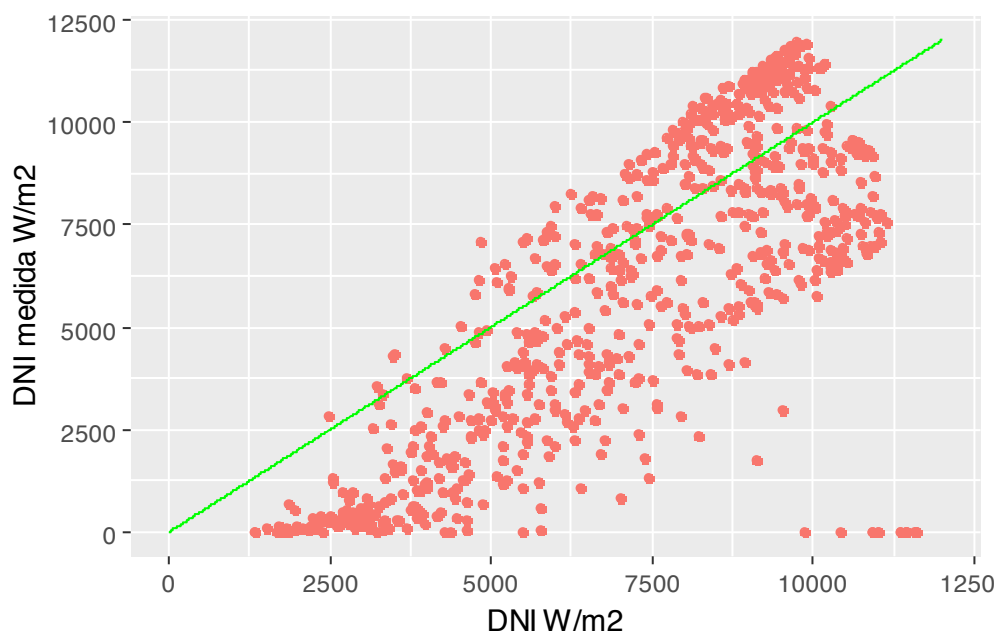


Figura 3.12. Comparación de B de TL medio y B medida

### 3.5.3. Metodología para la predicción de radiación solar

Como se ha explicado en apartados anteriores, existen diversos métodos para la estimación de radiación solar, destacando el modelo de predicción a partir de series temporales. Así, el objetivo de este proyecto es estudiar la capacidad de predicción de la DNI a través de modelos simples de series temporales basadas en un único parámetro.

Concretamente, los parámetros empleados en este estudio son el *índice de turbidez de Linke* ( $T_L$ ) y el *índice de cielo claro para radiación directa* ( $K_B$ ). Ambos están relacionados con la radiación directa y su cálculo es sencillo.

Asimismo, se representan en la Figura 3.13 y en la Figura 3.14 las series temporales calculadas para ambos índices a partir de los registros medidos de DNI:

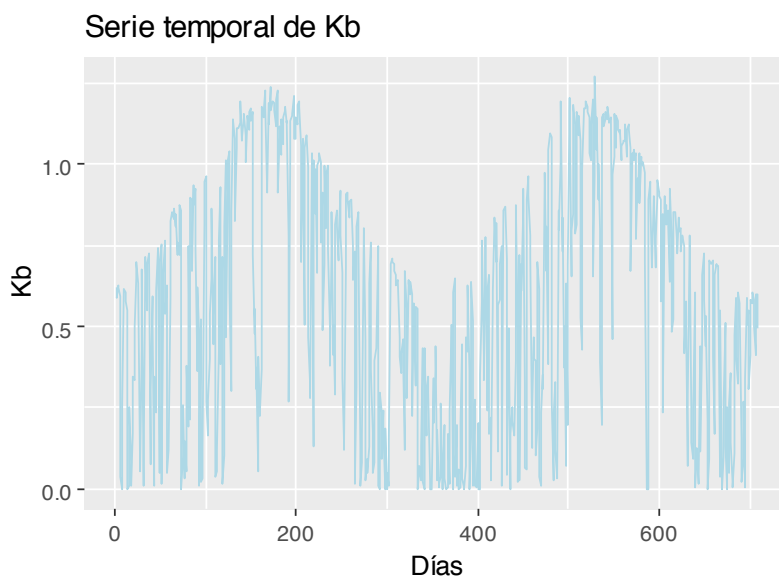


Figura 3.13. Serie temporal de  $K_B$

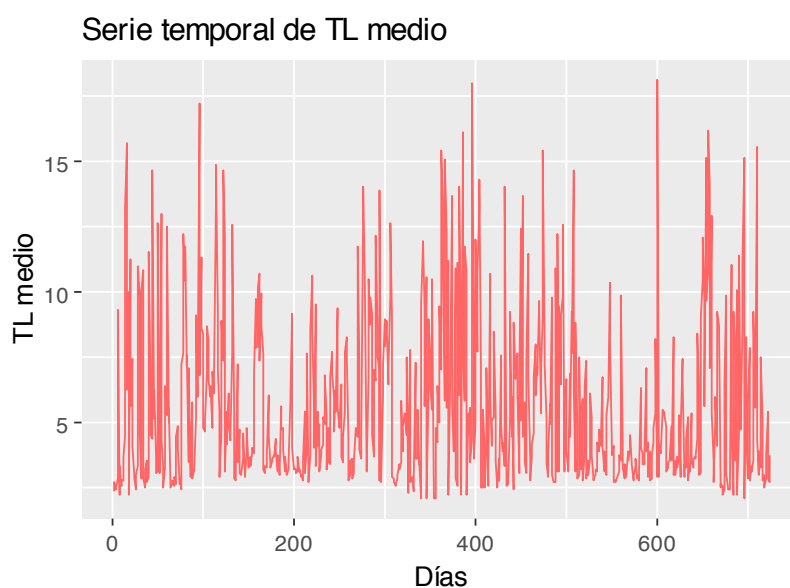


Figura 3.14. Serie temporal de  $T_L$  medio

Por otro lado, se emplean para la predicción de la DNI dos modelos de series temporales distintos. De esta forma, se puede comprobar cuál de los dos se adapta mejor a cada parámetro o si hay uno de ellos que posee una notoria ventaja frente al otro. Luego, los modelos empleados son el de *persistencia* y el de *forecast*.

En definitiva, se comprueba la precisión de dos parámetros distintos en función de dos modelos diferentes.

- **Persistencia**

La persistencia es uno de los modelos más simples que se puede emplear para la predicción. Consiste en suponer que las condiciones atmosféricas de un día a otro serán prácticamente iguales, de modo que el  $T_L$  y  $K_B$  se mantengan constantes:

$$\begin{aligned} T_L(n+1) &= T_L(n) \\ K_B(n+1) &= K_B(n) \end{aligned}$$

Ecuación 3.2. Modelo de persistencia

- **Forecast**

El forecast es un modelo de series temporales que basa su predicción en la continuidad de la serie. Es decir, estima un valor concreto en función de los anteriores. En este caso, como se trata de predicciones sencillas y a corto plazo, se emplean los datos correspondientes a los 7 días anteriores:

$$\begin{aligned} T_L(n+1) &= T_L(n, n-1, \dots, n-6) \\ K_B(n+1) &= K_B(n, n-1, \dots, n-6) \end{aligned}$$

Ecuación 3.3. Modelo de forecast

#### 3.5.4. Metodología para el cálculo del error cometido en la predicción

Una vez realizadas las predicciones de  $T_L$  y  $K_B$ , se mide el error entre el valor calculado y el real, comparando así los resultados de ambos índices. Asimismo, como el procedimiento para la estimación del valor predicho varía entre ambos índices, se puede comparar a su vez la precisión y efectividad de los distintos métodos.

- **Error medio absoluto (MAE)**

El *error medio absoluto* (MAE) se trata de una medida común del error de predicción en análisis de series temporales, que sólo tiene en cuenta el valor absoluto de la diferencia entre los datos. Las condiciones necesarias para poder calcular dicho error son que la serie de tiempo sea homogénea o igualmente espaciada y que ambas series temporales posean el mismo intervalo de tiempo. Luego, el MAE se calcula del siguiente modo:

$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^N |\hat{y}^i - y^i|}{N}$$

Ecuación 3.4. Cálculo del error medio absoluto [27]

donde  $y^i$  corresponde al valor medido de  $K_c$  o  $T_L$ ,  $\hat{y}^i$  al valor estimado de  $K_c$  o  $T_L$  y  $N$  al número de medidas realizadas.

Asimismo, se calcula el *MAE de forma porcentual* (MAPE) con respecto al valor promedio de los datos medios ( $\bar{y}^1$ ) de  $K_B$  y  $T_L$ , mediante la siguiente fórmula:

$$\text{MAPE (\%)} = 100 \cdot \frac{\text{MAE}}{\bar{y}^1}$$

Ecuación 3.5. Cálculo en porcentaje del MAE

- **Error sistemático en la medida (MBE)**

El *error sistemático* (MBE), también llamado *sesgo*, es aquel generado en el proceso de estimación y que permite conocer la preferencia del modelo a sobreestimar o subestimar la variable calculada, es decir, compromete la validez de los resultados. Luego, se calcula el *MBE* y el *MBE (%)* del siguiente modo:

$$\text{MBE} = \frac{\sum_{i=1}^N (y^i - \hat{y}^i)}{N}$$

Ecuación 3.6. Cálculo del MBE

$$\text{MBPE (\%)} = 100 \cdot \frac{\text{MBE}}{\bar{y}^1}$$

Ecuación 3.7. Cálculo en porcentaje del MBE

Al contrario que un error aleatorio, el *MBE* no se reduce con el número de medidas ya que es causado por la metodología de predicción.

- **Raíz del error cuadrático medio (RMSE)**

La *raíz del error cuadrático medio* (RMSE) mide el promedio de los errores al cuadrado, es decir, la diferencia entre el valor real y el estimado. Se calcula como:

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (y^i - \hat{y}^i)^2}{N}}$$

Ecuación 3.8. Cálculo del RMSE

$$\text{RMSPE (\%)} = 100 \cdot \frac{\text{RMSE}}{\bar{y}^1}$$

Ecuación 3.9. Cálculo porcentual del RMSE

En comparación con el *MAE*, *RMSE* amplifica y penaliza más aquellos errores de mayor magnitud

3.5.5. Comparación de los distintos métodos de predicción

Una vez realizadas las predicciones para ambos índices, se calculan todos los errores descritos en el apartado 3.5.4 en el intervalo de tiempo comprendido entre el 2015 y el 2016. El cálculo se realiza de manera mensual y anual y se representa mediante tablas y gráficos.

### 1. Persistencia de $T_l$ medio

En la Tabla 3.2 están representados los errores obtenidos para el índice de turbidez de Linke empleando el modelo de persistencia.

	MAE	MAE (%)	MBE	MBE (%)	RMSE	RMSE (%)
<b>Enero</b>	4.012	61.997	0.125	1.928	5.292	81.788
<b>Febrero</b>	3.568	59.002	-0.014	-0.238	4.967	82.133
<b>Marzo</b>	2.646	48.786	0.034	0.634	3.845	70.902
<b>Abril</b>	2.454	35.609	-0.014	-0.199	3.387	49.137
<b>Mayo</b>	3.007	51.694	0.021	0.368	4.115	70.747
<b>Junio</b>	1.247	25.768	-0.013	-0.268	1.772	36.613
<b>Julio</b>	0.996	24.532	-0.028	-0.680	1.718	42.339
<b>Agosto</b>	2.001	41.543	-0.037	-0.769	3.465	71.943
<b>Septiembre</b>	1.361	28.486	0.045	0.943	2.029	42.476
<b>Octubre</b>	2.758	38.293	-0.091	-1.268	3.920	54.424
<b>Noviembre</b>	2.349	46.367	0.042	0.828	3.423	67.943
<b>Diciembre</b>	2.954	49.520	-0.093	-1.554	4.128	69.197
<b>ANUAL</b>	2.442	43.526	-0.00218	-0.03882	3.672	65.443

Tabla 3.2. Errores de TL para el modelo de persistencia

En la Figura 3.15 se representa la DNI medida junto a la DNI estimada mediante la persistencia de  $T_l$  medio.

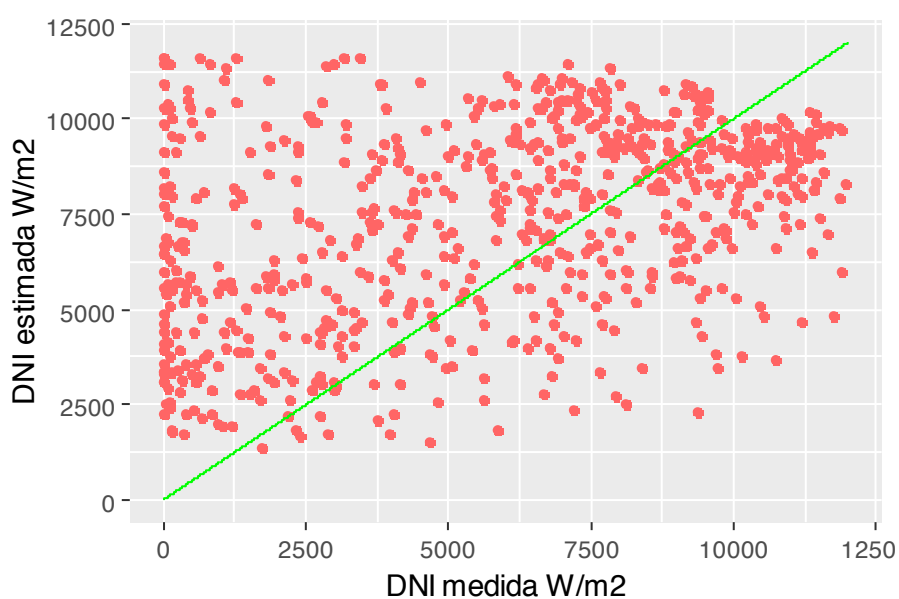


Figura 3.15. DNI medida y DNI estimada con persistencia de TL medio



## 2. Forecast para $T_L$ medio

En la Tabla 3.3 están representados los errores obtenidos para el índice de turbidez de Linke empleando el modelo de forecast.

	MAE	MAE (%)	MBE	MBE (%)	RMSE	RMSE (%)
<b>Enero</b>	3.486	53.879	0.260	4.011	4.349	67.210
<b>Febrero</b>	3.085	51.016	-0.188	-3.110	4.104	67.865
<b>Marzo</b>	2.407	44.389	0.114	2.095	3.159	58.248
<b>Abril</b>	2.633	38.198	0.045	0.652	3.542	51.387
<b>Mayo</b>	2.658	45.696	-0.094	-1.618	3.608	62.030
<b>Junio</b>	1.240	25.616	0.097	2.002	1.717	35.470
<b>Julio</b>	1.095	26.976	0.035	0.873	1.700	41.884
<b>Agosto</b>	1.933	40.133	-0.091	-1.899	2.950	61.256
<b>Septiembre</b>	1.347	28.207	0.171	3.582	1.859	38.933
<b>Octubre</b>	2.981	41.393	0.008	0.107	3.864	53.652
<b>Noviembre</b>	2.211	43.887	-0.099	-1.959	2.983	59.220
<b>Diciembre</b>	2.740	45.936	-0.127	-2.131	3.568	59.815
<b>ANUAL</b>	2.305	41.081	0.046	0.819	3.225	57.472

Tabla 3.3. Errores de TL para el modelo de forecast

En la Figura 3.16 se representa la DNI medida junto a la DNI estimada mediante forecast de  $T_L$  medio.

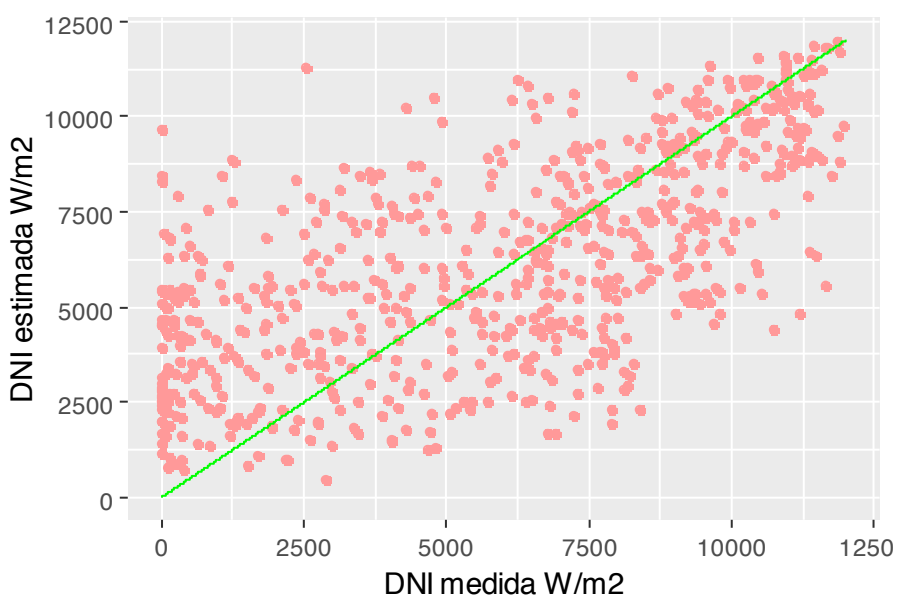


Figura 3.16. DNI medida y DNI estimada con forecast de  $T_L$  medio

### 3. Comparación de ambos métodos para $T_L$ medio

A continuación, se realiza la comparación entre los errores calculados de  $T_L$  medio para ambos modelos de predicción:

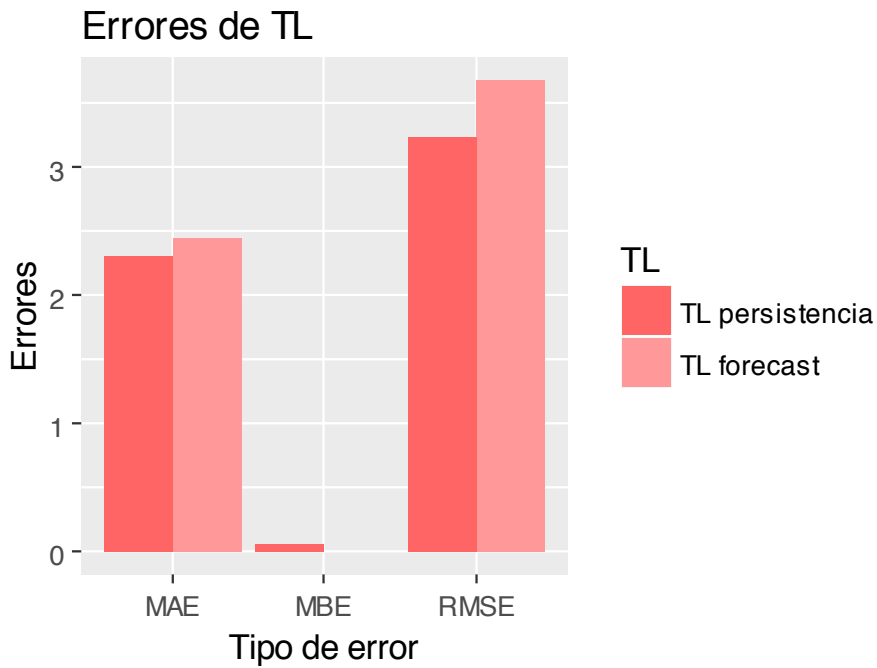


Figura 3.17. Comparación errores de TL

Asimismo, se representan en la Figura 3.18 los errores porcentuales correspondientes a la Figura 3.17:

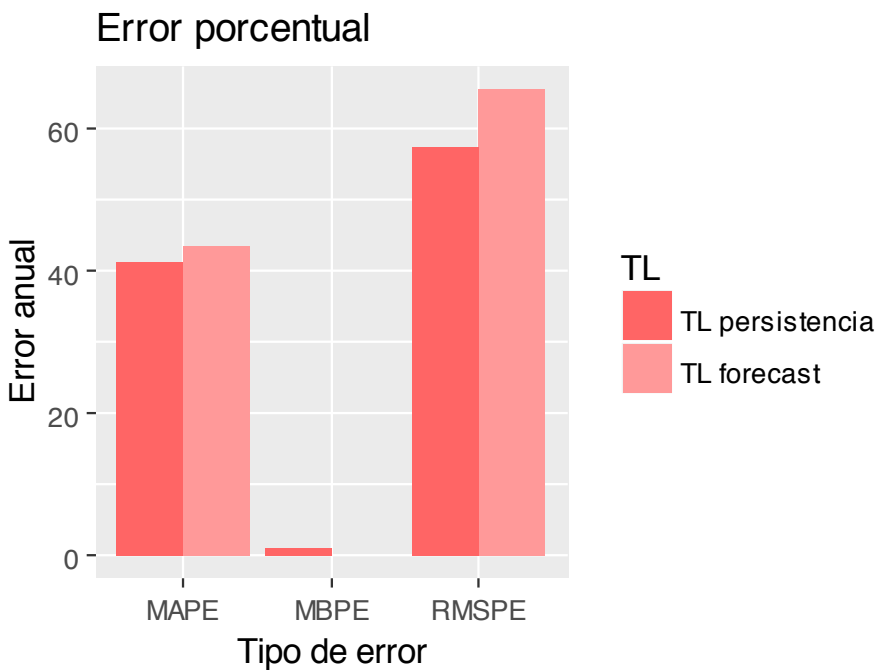


Figura 3.18. Comparación errores porcentuales de TL

Por último, se recogen en la Figura 3.19 todos los valores diarios de DNI estimados por los modelos de predicción para  $T_L$  medio frente a la DNI medida.



Figura 3.19. DNI estimada de TL frente a DNI medida

Finalmente, se observa que para la predicción de DNI en función del  $T_L$  medio es mejor el modelo de persistencia que el de series temporales, o lo que es lo mismo, un mayor número de datos registrados de días anteriores no mejora la capacidad de predicción del  $T_L$  medio para la DNI. En los meses de Junio, Julio, Agosto y Septiembre se dan las mejores predicciones de DNI, ya que son los meses donde se obtienen menores *saltos diarios* de DNI medida y por lo tanto, el error al suponer condiciones atmosféricas iguales de un día a otro es reducido.

#### 4. Persistencia de $K_b$

En la Tabla 3.4 están representados los errores obtenidos para el índice de turbidez de Linke empleando el modelo de la persistencia.

	MAE	MAE (%)	MBE	MBE (%)	RMSE	RMSE (%)
<b>Enero</b>	0.167	59.206	-0.013	-4.703	0.241	85.293
<b>Febrero</b>	0.263	63.833	-0.005	-1.324	0.336	81.489
<b>Marzo</b>	0.252	47.028	-0.006	-1.088	0.357	66.597
<b>Abril</b>	0.249	50.971	-0.004	-0.872	0.334	68.366
<b>Mayo</b>	0.245	32.334	-0.007	-0.940	0.336	44.266
<b>Junio</b>	0.156	16.574	-0.001	-0.152	0.237	25.132
<b>Julio</b>	0.134	12.874	0.011	1.062	0.234	22.499
<b>Agosto</b>	0.205	24.494	0.008	0.978	0.309	36.873
<b>Septiembre</b>	0.171	23.523	-0.005	-0.664	0.246	33.937
<b>Octubre</b>	0.195	51.231	0.016	4.205	0.269	70.847
<b>Noviembre</b>	0.164	38.599	-0.003	-0.638	0.239	56.348
<b>Diciembre</b>	0.157	51.650	0.004	1.261	0.208	68.710
<b>ANUAL</b>	0.195723	32.9974	-0.00035	-0.0589	0.28254	47.6333

Tabla 3.4. Errores de  $K_b$  para el modelo de la persistencia

En la Figura 3.20 se representa la DNI medida junto a la DNI estimada mediante la persistencia de  $K_b$ .

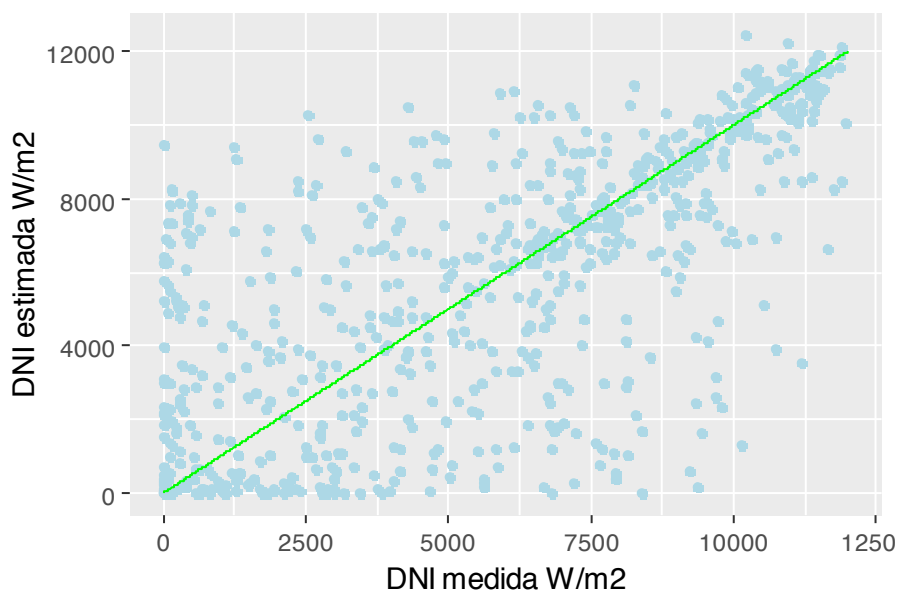


Figura 3.20. DNI medida y DNI estimada con persistencia de  $K_b$

### 5. Forecast de $K_B$

En la Tabla 3.5 están representados los errores obtenidos para el índice de turbidez de Linke empleando el modelo de la persistencia.

	MAE	MAE (%)	MBE	MBE (%)	RMSE	RMSE (%)
<b>Enero</b>	0.208	76.606	-0.026	-9.743	0.260	95.721
<b>Febrero</b>	0.277	67.185	-0.029	-6.982	0.317	77.656
<b>Marzo</b>	0.261	48.651	-0.040	-7.366	0.338	63.001
<b>Abril</b>	0.322	65.948	-0.018	-3.633	0.383	78.293
<b>Mayo</b>	0.298	39.223	-0.051	-6.663	0.374	49.254
<b>Junio</b>	0.194	20.562	-0.028	-3.014	0.276	29.289
<b>Julio</b>	0.157	15.074	-0.020	-1.907	0.253	24.341
<b>Agosto</b>	0.206	24.548	0.008	1.013	0.303	36.214
<b>Septiembre</b>	0.191	26.328	-0.025	-3.425	0.252	34.732
<b>Octubre</b>	0.226	59.390	0.009	2.253	0.293	77.160
<b>Noviembre</b>	0.177	41.764	-0.008	-1.826	0.240	56.496
<b>Diciembre</b>	0.165	51.708	-0.017	-5.431	0.207	64.967
<b>ANUAL</b>	0.22266	37.17703	-0.01994	-3.33016	0.295793	49.38753

Tabla 3.5. Errores de  $K_B$  para el modelo de forecast

En la Figura 3.21 se representa la DNI medida junto a la DNI estimada mediante forecast con  $K_B$ .

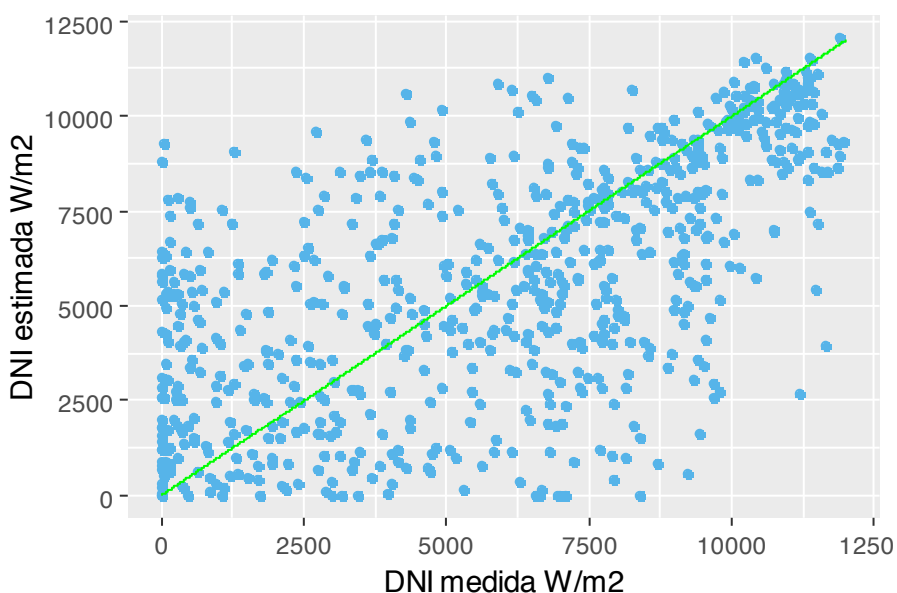


Figura 3.21. DNI medida y DNI estimada con forecast de  $K_B$

### 6. Comparación de ambos métodos para $K_B$

A continuación, se realiza la comparación entre los errores calculados de  $K_B$  para ambos modelos de predicción:

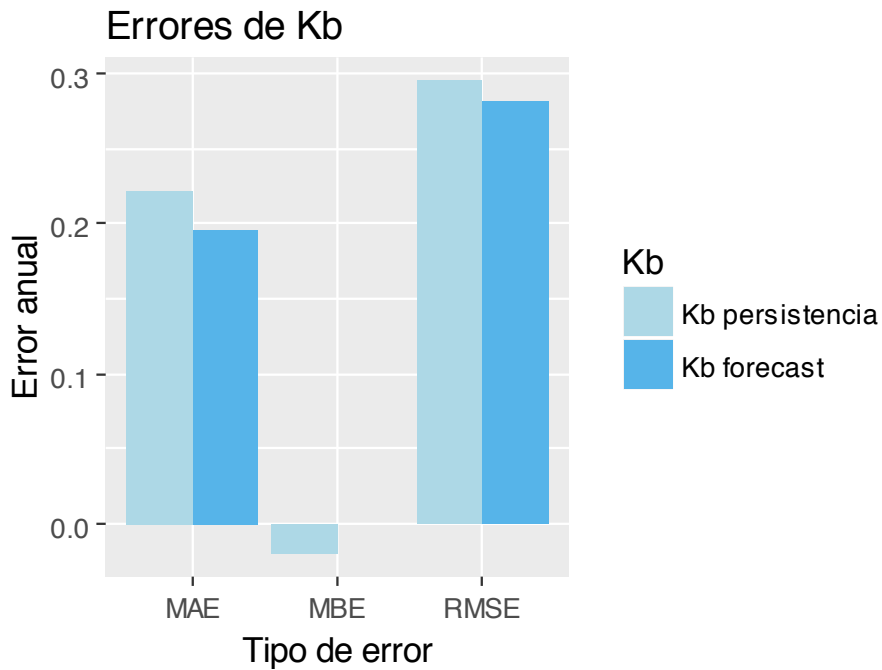


Figura 3.22. Comparación errores de Kb

Asimismo, se representan en la Figura 3.23 los errores porcentuales correspondientes a la Figura 3.22:

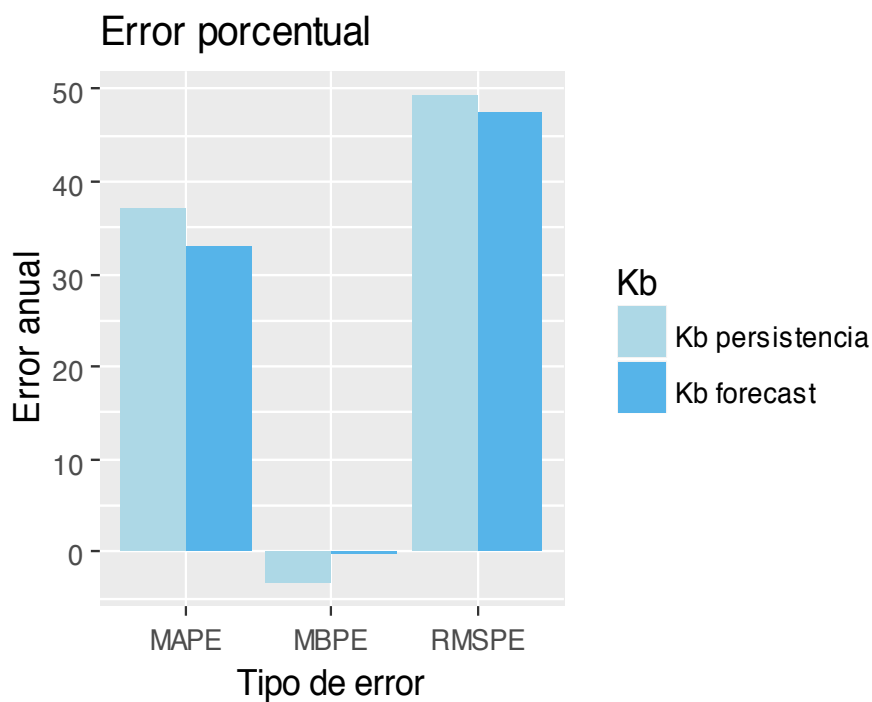


Figura 3.23. Comparación errores porcentuales de Kb

Por último, se recogen en la Figura 3.24 todos los valores diarios de DNI estimados por los modelos de predicción para  $T_L$  medio frente a la DNI medida.



Figura 3.24. DNI estimada de Kb frente a DNI medida

Finalmente, se determina tras la comparación de ambos modelos, que la predicción de DNI a partir de  $K_B$  es mejor con el modelo de series temporales. Así, el  $K_B$  mejora su capacidad predictiva cuantos más datos de DNI medida conformen la serie temporal. Luego, al igual que en el caso de  $T_L$ , para los meses de verano la estimación es mucho más precisa para ambos modelos.

### 7. Comparación de persistencia entre $T_L$ medio y $K_B$

A continuación, en la Figura 3.25 se representan los errores calculados para ambos índices,  $T_L$  medio y  $K_B$ , empleando el modelo de persistencia:

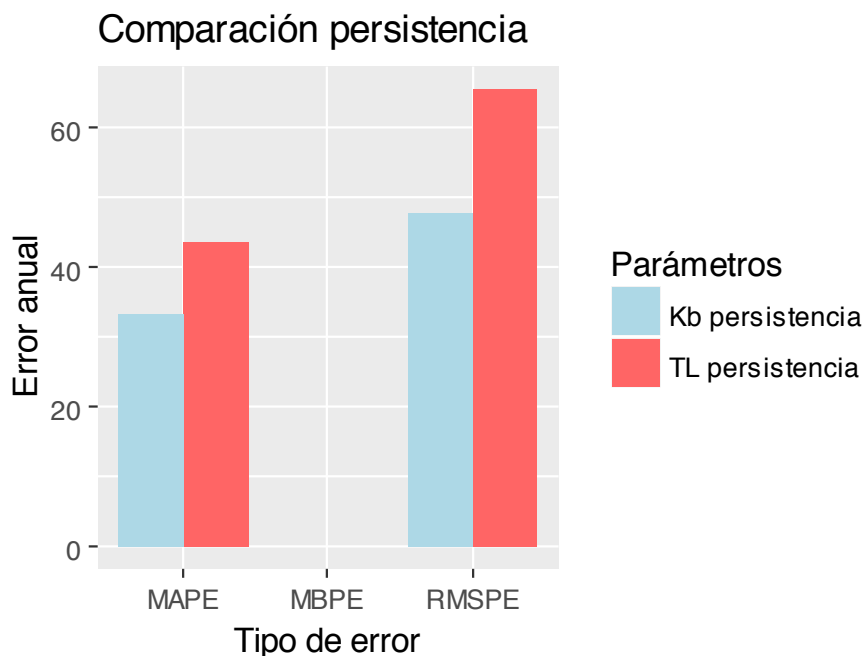


Figura 3.25. Comparación errores para el modelo de persistencia

Realizando una comparación entre los distintos errores para el modelo de persistencia, se establece que el  $K_B$  posee mayor capacidad de predicción que el  $T_L$  medio.



### 8. Comparación de forecast entre $T_L$ medio y $K_B$

En la Figura 3.26 están representados los errores hallados con el modelo de series temporales, a partir de los índices de turbidez y cielo claro.

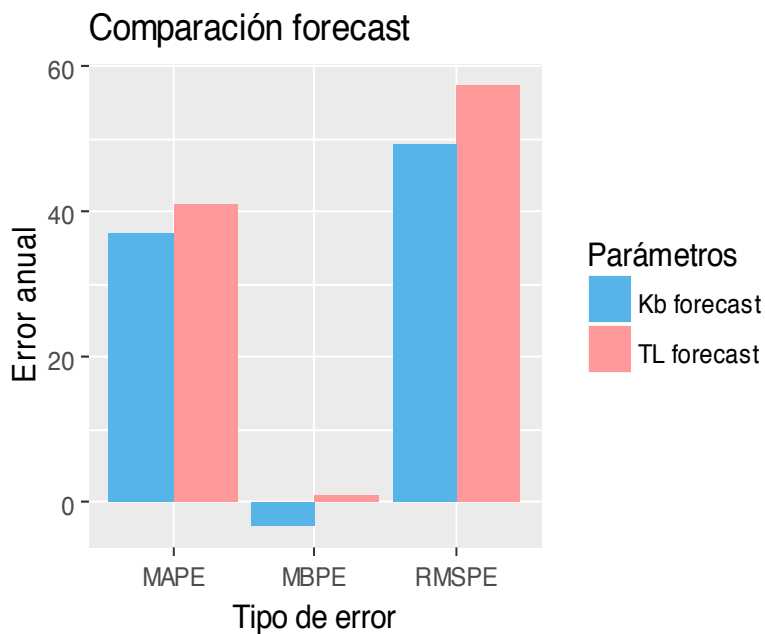


Figura 3.26. Comparación errores para el modelo Forecast

Nuevamente, el  $K_B$  presenta una mejor capacidad de predicción empleando el modelo de series temporales, que el  $T_L$  medio. De modo que, para ambos modelos el  $K_B$  ofrece una mejor estimación de DNI que el  $T_L$  medio.

#### 4. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

En el presente proyecto se han estudiado diferentes aproximaciones al problema de predicción de radiación directa a escala diaria y en base a los registros medidos, esto es, sin información externa, lo que vendría a enmarcarse en problemas de predicción de series temporales.

Para abordar dicho problema, se ha realizado un estudio detallado de las características físicas de la variable de interés que, en este caso no es otra que la radiación solar y, más concretamente, la radiación normal directa.

Se ha trabajado con datos reales de una estación en el sur de España, Badajoz, de la que se disponían datos registrados de radiación solar para un periodo de dos años.

Dentro de este estudio se han identificado dos índices de claridad atmosférica susceptibles de ser utilizados para la predicción de radiación, el índice de turbiedad de Linke y el índice de claridad  $K_b$ . El uso de estos índices permite evitar los efectos estacionales y diarios que aparecen en la radiación solar al estar trabajando con índices adimensionales.

Se ha realizado un estudio detallado de los datos de radiación solar decidiendo trabajar con los valores diarios. La mayoría de modelos de predicción existentes tratan los datos a nivel horario o incluso a mayor resolución temporal, pero no se suele abordar el problema desde el punto de vista de la integral diaria de la energía.

Al estudiar los saltos diarios de radiación, es decir, la diferencia de radiación disponible un día con la disponible en el día anterior, se ha comprobado que estas diferencias presentan una distribución normal, centrada en el cero lo que, como primera conclusión muestra que los cambios positivos y los negativos son igual de probables, viéndose un alto nivel de aleatoriedad en estos datos.

Se han estudiado dos aproximaciones diferentes para la predicción utilizando ambos índices diarios de claridad: un modelo de persistencia y un modelo de series temporales. En el caso del índice de turbiedad de Linke  $T_L$  el modelo de persistencia ofrece mejores resultados que las series temporales, lo que concluye que la capacidad de predicción de esta variable no aumenta cuando se utilizan datos pasados más allá del día anterior. Sin embargo, en el caso del índice de claridad  $K_b$ , el modelo de series temporales ofrece mejores resultados que la persistencia, lo que indica que la información temporal de este índice es útil para realizar la predicción diaria más allá de trabajar solo con el día anterior.

Por último, hay que destacar que los resultados obtenidos mediante el modelo basado en el  $K_b$  mejoran a los resultados utilizando el  $T_L$ . De modo que, esto sugiere que el  $K_b$  posee mayor capacidad como variable a explicar en los modelos de predicción de DNI.

Estos resultados abren varias líneas futuras de desarrollo, en primer lugar el estudio de predicciones en base al  $K_b$  pero a resolución temporal mayor, horaria o incluso 15 minuta basados en series temporales.

La siguiente línea consiste en el desarrollo de modelos de series temporales que incluyan información externa a la variable de interés, como podría ser otra información meteorológica.

Por último, se pretende analizar técnicas de reconciliación de predicciones que permitan combinar predicciones realizadas a diferente escala temporal (o espacial) para obtener resultados más precisos. Así se combinarían las predicciones a escala diaria con aproximaciones a escala horaria.

## 5. REFERENCIAS

- [1] BP, «BP Statistical Review of World Energy,» 2016. [En línea]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>. [Último acceso: 2017].
- [2] AIE, «World Energy Outlook 2013,» 2014. [En línea]. Available: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2014\\_ESSpanish.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2014_ESSpanish.pdf). [Último acceso: 2017].
- [3] «Las energías renovables tienen 31 veces menos impactos que las convencionales,» 2001. [En línea]. Available: <http://www.energias-renovables.com/panorama/las-energias-renovables-tienen-31-veces-menos>. [Último acceso: 2017].
- [4] APPA, CIEMAT, EVE, GESTENGA, ICAEN, IDAE, Dpto. de Industria, Comercio y Desarrollo de Aragón y Dpto. de Industria, Comercio, Turismo y Trabajo del Gobierno de Navarra, «Impactos ambientales de la producción de electricidad. Estudio comparativo de ocho tecnologías de generación eléctrica,» [En línea]. Available: [http://www.appa.es/descargas/Resumen\\_Estudio\\_ACV.pdf](http://www.appa.es/descargas/Resumen_Estudio_ACV.pdf). [Último acceso: 2017].
- [5] REN21, «Energías Renovables 2016. Reporte de la Situación Mundial,» 2016. [En línea]. Available: [http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR\\_2016\\_KeyFindings\\_SPANISH.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_KeyFindings_SPANISH.pdf). [Último acceso: 2017].
- [6] SolarPower Europe, «Perspectivas del Mercado Global de Energía Solar 2015-2019,» 2015. [En línea]. Available: <https://resources.solarbusinesshub.com/images/reports/104.pdf>. [Último acceso: 2017].
- [7] Programa Sistemas Fotovoltaicos de la AIE, «Snapshot of Global Photovoltaic Markets 2016,» 2017. [En línea]. Available: [http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS\\_-\\_A\\_Snapshot\\_of\\_Global\\_PV\\_-\\_1992-2016.pdf](http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2016.pdf). [Último acceso: 2017].
- [8] ESTELA, GreenPeace y SolarPACES, «Energía Solar Termoeléctrica. Perspectivas Globales 2016,» 2016. [En línea]. Available: [http://www.solarpaces.org/new-web-nasertic/images/pdfs/GP-ESTELA-SolarPACES\\_Solar-Thermal-Electricity-Global-Outlook-2016\\_Executive-Summary.pdf](http://www.solarpaces.org/new-web-nasertic/images/pdfs/GP-ESTELA-SolarPACES_Solar-Thermal-Electricity-Global-Outlook-2016_Executive-Summary.pdf). [Último acceso: 2017].
- [9] ESTELA, «Solar Thermal Markets in Europe. Trends and Market Statistics 2015,» 2016. [En línea]. Available: [http://www.estif.org/publications/statistics/st\\_markets\\_in\\_europe\\_2015/](http://www.estif.org/publications/statistics/st_markets_in_europe_2015/). [Último acceso: 2017].

- [10] P. Mosquera, «Objetivos UE 2020: la solar térmica puede hacer mucho más,» 2016. [En línea]. Available: <http://www.energias-renovables.com/solar-termica/objetivos-2020-la-solar-termica-puede-hacer-20161103>. [Último acceso: 2017].
- [11] S. Gutiérrez-Alfaro, A. Acevedo, M. Figueredo, M. Saladin y M. Manzano, «Accelerating the process of solar disinfection (SODIS) by using polymer bags,» *Journal of Chemical Technology & Biotechnology*, vol. 2, nº 92, pp. 298-34, 2016.
- [12] J. Duffie y W. Beckman, *Solar engineering of thermal processes*, Hoboken, N.J: Wiley, 1991.
- [13] Ingelibre, «Ingelibre. Para ingenieros. Tutoriales, apuntes e información,» 28 Octubre 2014. [En línea]. Available: <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/01/18/calculo-de-la-distancia-minima-entre-placas-solares/>. [Último acceso: 2017].
- [14] Grupo IDEA, «Web Cursolar,» 2004. [En línea]. Available: [http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home\\_main\\_frame/02\\_radiacion/2\\_radiacion\\_00.htm](http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/02_radiacion/2_radiacion_00.htm).
- [15] P. Cooper, «The absorption of radiation in solar stills,» de *Solar Energy* 12(3), 1996, pp. 333-346.
- [16] J. Spencer, «Fourier series representation of the position of the Sun,» de *Search* 2, 172, 1971.
- [17] A. Ursúa, «Tema 1. Recurso Solar. Energías Renovables del Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales. Universidad Pública de Navarra,» 2016. [En línea]. [Último acceso: 2017].
- [18] World Meteorological Organization, «Meteorological Aspects of the Utilization of Solar Radiation as an Energy Source. Annex. World Maps of Relative Global Radiation,» de *Technical note N° 172*, 1981, pp. 25-27.
- [19] M. Sánchez, «Composición de la atmósfera terrestre,» 6 3 2016. [En línea]. Available: <https://www.meteorologiaenred.com/composicion-de-la-atmosfera.html>. [Último acceso: 2017].
- [20] N. A. Gelves Tello , F. O. Casanova Hernandez, R. A. Mora Moreno, L. F. Ruiz Jimenez, I. J. Sarmiento Carrillo y O. A. Vera Benavides, «Radiación Solar,» 14 8 2011. [En línea]. Available: <http://efectosradiacion.blogspot.com.es/2011/08/energia-solar-y-temperatura-terrestre.html>. [Último acceso: 2017].
- [21] «Solar Radiation Spectrum,» 9 5 2017. [En línea]. Available:

<https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=2623187>. [Último acceso: 2017].

- [22] F. Kasten y A. Young, «Revised optical air mass tables and approximation formula,» *Applied Optics*, nº 28, pp. 4735-4738, 1989.
- [23] F. Linke, «Transmissions-Koeffizient und Trübungsfaktor,» *Beitr. Phys. fr. Atmos.*, nº 10, pp. 91-103, 1922.
- [24] K. y. R. J. Scharmer, *The European solar radiation atlas. Vol. 1: Fundamentals and maps*, Paris: Les Presses de l'Ecole des Mines, 2000.
- [25] OIE (Observation, Impacts, Energy), «Solar Radiation Data,» [En línea]. Available: <http://www.soda-pro.com/>. [Último acceso: 2017].
- [26] AEMET (Agencia Estatal de Meteorología) , «Predicción: Interpretación por municipios,» [En línea]. Available: <http://www.aemet.es/es/eltiempo/prediccion/municipios/ayuda>. [Último acceso: 2017].
- [27] J. D. Hamilton, *Time series analysis*, Princeton, NJ: Princeton University Press, 1994.
- [28] C. Rigollier, O. Bauer y L. Wald, «On the clear sky model of the ESRA with respect to the heliosat method,» *Solar Energy*, vol. 68, pp. 33-48, 2000.

#### Otras bibliografías consultadas:

Beckman, W., Bugler, J., Cooper, P., Duffie, J., Dunkle, R., Glaser, P., Horigome, T., Howe, E., Lawand, T., van der Mersch, P., Page, J., Sheridan, N., Szokolay, S. and Ward, G. (1978). "Units and symbols in solar energy". *Solar Energy*, [online] 21(1), pp.65-68. Recuperado de: [http://ac.els-cdn.com/0038092X78901184/1-s2.0-0038092X78901184-main.pdf?\\_tid=8b38cff6-362e-11e7-bb05-00000aacb362&acdnat=1494496099\\_7fcb68b9a15f51be7008ebaa49389dad](http://ac.els-cdn.com/0038092X78901184/1-s2.0-0038092X78901184-main.pdf?_tid=8b38cff6-362e-11e7-bb05-00000aacb362&acdnat=1494496099_7fcb68b9a15f51be7008ebaa49389dad) [Accessed 2017].

Biblioteca de la Universidad Pública de Navarra. Oficina de Referencia. (2014). "Guía para citar y referenciar. APA Style". Recuperado de: <http://goo.gl/OCSj5G> [Accessed 2017]

Equipo Central de Desarrollo de R. (2000). "Introducción a R. Notas sobre R: Un entorno de programación para Análisis de Datos y Gráficos". Recuperado de: <https://cran.r-project.org/doc/contrib/R-intro-1.1.0-espanol.1.pdf> [Accessed 2017].

Zarzalejo Tirado, L. (2005). "Estimación de la Irradiancia Global Horaria a partir de imágenes de satélite. Desarrollo de modelos empíricos". 1st ed. Madrid, pp.11-44.

# ANEXO

*Representación de la GHI, DNI y DHI  
medidas*



