



Universidad de Jaén

Centro de Estudios de Postgrado

Comparación y validación de la radiación en bases de datos en línea

Autor: Amaia Goñi Fernández

Máster en Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos

Director: Leonardo Micheli (Sapienza University of Rome)

Departamento: Ingeniería Electrónica y Automática

Fecha: 20/09/2022



CREA



Universidad de Jaén

Centro de Estudios de Postgrado

COMPARACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA RADIACIÓN EN BASES DE DATOS EN LÍNEA

Alumno/a: Goñi Fernández, Amaia

Tutor/a: Prof. D. Leonardo Micheli
Dpto: DIAEE

Septiembre, 2022



Universidad de Jaén

Centro de Estudios de Postgrado

Máster en Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos

D. **LEONARDO MICHELI**, tutor del Trabajo Fin de Máster titulado: **COMPARACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA RADIACIÓN EN BASES DE DATOS EN LÍNEA**, que presenta **AMAIA GOÑI FERNÁNDEZ**, autoriza su presentación para defensa y evaluación en el Centro de Estudios de Postgrado de la Universidad de Jaén.

Jaén, a **20 de septiembre de 2022**

El/la estudiante:

Amaia Goñi Fernández

El/la Tutor/a

Leonardo Micheli

Índice

1. INTRODUCCIÓN	4
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	5
2.1. Radiación solar	5
2.1.1. Irradiancia Directa Normal.....	6
2.1.2. Irradiancia Global Horizontal	7
2.2 Bases de datos.....	9
2.2.1 PVGIS	10
2.2.2 CAMS.....	11
2.2.3 Validación de las bases de datos.....	12
2.2.3.1 Validación de PVGIS.....	12
2.2.3.2 Validación de CAMS	15
2.2.4 Datos medidos.....	16
3. METODOLOGÍA	17
3.1 Proceso	17
3.2 Lugares	18
4. RESULTADOS	20
4.1 Resultados de la radiación en Jaén.....	20
4.1.1 GHI en Jaén.....	20
4.1.2 DNI en Jaén	24
4.2 Resultados de la radiación en Bilbao	27
4.2.1 GHI en Bilbao.....	28
4.2.2 DNI en Bilbao	32
4.3 Resultados de la radiación en La Coruña.....	35
4.3.1 GHI en La Coruña	35
4.3.2 DNI en La Coruña	38
4.4 Comparación de los resultados de Jaén, Bilbao y La Coruña.....	41
4.5 Comparación de los datos medidos con los de las bases en Jaén	46
5. CONCLUSIONES.....	48
Bibliografía	49

1. INTRODUCCIÓN

Hoy en día, la importancia y el peso de las energías renovables están creciendo a pasos agigantados. Este crecimiento es dado por diferentes motivos, entre ellos el auge de la conciencia medioambiental de cada vez más personas, instituciones y gobiernos o la urgencia de generación energética in situ, sin dependencia de la exportación energética de otros países. Urgencia que en los últimos meses se está poniendo de aún mayor manifiesto por los conflictos políticos que se están viviendo en Europa.

Por ello, son muchos los sistemas de generación renovable que se han instalado y se siguen instalando en España, entre ellos, generalmente, sistemas de generación de energía solar fotovoltaica. Las instalaciones basadas en esta fuente energética son sostenibles y económicamente viables. Además, localización geográfica del país lo convierte en un lugar idóneo para la instalación de generación fotovoltaica por su gran potencial solar.

De hecho, a lo largo del año 2021 la potencia instalada solar fotovoltaica se vio incrementada en un 28,8%, incorporando así más de 3.300 MW a la generación eléctrica, obteniendo como resultado 15,05 GW de potencia instalada según REE (Red Eléctrica de España, 2022). Además, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020) prevé para el año 2030 una potencia total instalada 37 GW.

Previo a la instalación de los generadores fotovoltaicos, en la fase de estudio, es común realizar simulaciones con datos de radiación solar del lugar de la instalación, para así poder estimar la futura generación eléctrica. Estas estimaciones de generación son claves para compararlas con datos de consumo y poder realizar instalaciones con buenos diseños. También se utilizan esos mismos datos para la monitorización de sistemas fotovoltaico ya en funcionamiento y para entender la economía de los sistemas FV o cuanto tiempo es necesario para amortizar la inversión entre otras cosas.

Los datos de radiación con los que realizar las simulaciones pueden de ser de dos tipos: datos medidos a través de instrumentos en el lugar de la instalación o datos

obtenidos a través de bases de datos de en línea. Aunque, no es habitual contar con datos medidos en las localizaciones donde instalar fotovoltaica, con lo que lo más común es basar las simulaciones en datos de bases meteorológicas en línea.

Por lo tanto, es importante identificar si hay correlaciones espaciales y temporales que influyen sobre las diferentes bases de datos y para ello en este trabajo de fin de máster se compararán datos de varias bases en diferentes lugares de España. También, se utilizarán datos medidos para hacer una validación de las bases de datos, analizando los errores y la calidad de cada base de datos. Informes similares se han realizado para ubicaciones en Alemania y Países Bajos (Egler, 2018) o en Grecia (Psiloglou, Kambezidis, Kaskaoutis, Karagiannis, & Polo, 2018). A diferencia de estos trabajos mencionados, en este análisis se van a comparar los resultados de GHI y DNI de las diferentes ciudades diariamente y anualmente, es decir, se va a analizar la tendencia de la radiación durante las horas del día y los 12 meses del año. Gracias a este análisis en varias ciudades con diferentes bases de datos de varios años podremos tener en cuenta si hay variación espacial y temporal en los datos.

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1. Radiación solar

La radiación solar se puede medir de diferentes maneras y se diferencia entre irradiancia e irradiación. La irradiancia se define como la potencia que incide en una unidad de superficie y se mide en W/m^2 , sin embargo, la irradiación es la energía acumulada en una superficie unitaria durante un periodo, medida en kWh/m^2 . Por lo tanto, la irradiación podría definirse como la integral de irradiancia durante un determinado tiempo. (Agencia Andaluza de la Energía, s.f.)

$$Irradiación = \int Irradiancia \cdot dT$$

Incluso en un día claro, no toda la irradiación extraterrestre llega al suelo. Por lo general, al mediodía de un día despejado, alrededor del 25% de la radiación extraterrestre procedente del sol se dispersa y absorbe al atravesar la atmósfera (Stein, Hansen, & Reno, 2012).

Entre las medidas de irradiancia más importantes se encuentran la Irradiancia Directa Normal (DNI) y la Irradiancia Global Horizontal (GHI). La irradiancia directa es la parte de la irradiancia solar que llega directamente a una superficie; la irradiancia difusa es la parte que se dispersa por la atmósfera; la irradiancia global es la suma de los componentes difusos y directos que llegan a la misma superficie.

GHI refiere a una superficie horizontal al suelo, mientras que DNI se refiere a una superficie perpendicular al sol. Dicho esto, a continuación, ambas se van a definir en detalle.

2.1.1. Irradiancia Directa Normal

La radiación procedente directamente del sol se denomina irradiancia directa o irradiancia del haz. La medida de esta irradiancia directa normal (DNI) es el flujo de la radiación del haz a través de un plano perpendicular a la dirección del sol. La radiación solar que se dispersa o se refleja por los componentes atmosféricos en todas las direcciones, por lo que parte de esta radiación se redirige hacia la tierra, se denomina irradiancia difusa, se excluye para el obtener la DNI. (NREL, s.f.)

Por lo tanto, la irradiación directa es igual a la irradiación extraterrestre por encima de la atmósfera menos las pérdidas atmosféricas debidas a la absorción y la dispersión. Estas pérdidas dependen de la hora del día (longitud del recorrido de la luz a través de la atmósfera en función del ángulo de elevación solar), la nubosidad, el contenido de humedad y otros. Además, la irradiancia por encima de la atmósfera también cambia con la época del año porque varía la distancia al sol, aunque este efecto suele ser menos significativo en comparación con el efecto de las pérdidas.

Durante los días nublados, la energía solar procede casi por completo de la componente difusa de la irradiancia, por lo que la componente de DNI es baja en estos casos.

La DNI se mide normalmente con un pirheliómetro o se infiere de la diferencia entre la global horizontal y la difusa medida. Aun así, estas mediciones deben tomarse teniendo siempre en cuenta que todos los sensores de irradiancia deben ser cuidadosamente calibrados para cumplir con la norma de Referencia Radiométrica Mundial (WRR).



Ilustración 1. Pirheliómetro, para medir DNI

2.1.2. Irradiancia Global Horizontal

La radiación solar total sobre una superficie horizontal se denomina irradiancia horizontal global (GHI). La GHI es la suma de la radiación difusa que incide sobre una superficie horizontal más la irradiancia normal directa proyectada sobre la superficie horizontal. Es decir, $GHI = \text{Difusa horizontal} + DNI \cdot \cos(z)$ donde z es el ángulo cenital solar. Este ángulo se define como $z = 90^\circ - \alpha$, siendo α el ángulo de elevación o altitud. El ángulo de elevación puede calcularse con la siguiente fórmula: $\alpha = \sin^{-1}(\sin\delta \cdot \sin\varphi + \cos\delta \cdot \cos(HRA))$, siendo φ la latitud del lugar, δ el ángulo de declinación y HRA el ángulo horario.

Por un lado, el ángulo de declinación se define como el ángulo entre el ecuador y una línea trazada desde el centro de la tierra hasta el centro del sol y se puede definir con la siguiente ecuación, aunque existen varias maneras de calcularlo: $\delta = -23,45^\circ \cdot \cos((i + 10) \cdot 360/365)$, siendo i el día del año desde el 1 hasta el 365.

Por otro, el ángulo horario convierte la hora solar local (LST) en el número de grados que el sol se mueve a través del cielo. Por definición, el ángulo horario es 0° al mediodía solar. Dado que la Tierra gira 15° por hora, cada hora del mediodía solar corresponde a un movimiento angular del sol en el cielo de 15° . Por la mañana el

ángulo horario es negativo, por la tarde el ángulo horario es positivo. Numéricamente se define así: $HRA = 15^\circ \cdot (LST - 12)$.

Además de lo anterior, como ya se ha mencionado, la GHI tiene en cuenta la radiación difusa y esta incluye las reflexiones del suelo, que dependen del albedo de la superficie, es decir, de la fracción de radiación solar que se refleja en el suelo. El valor de albedo varía dependiendo del material, por lo que puede aumentar significativamente cuando por ejemplo el material en el que se refleja el sol es nieve. Este valor es adimensional y se mide en una escala de cero, correspondiente a un cuerpo negro que absorbe toda la radiación incidente, a uno, correspondiente a un cuerpo blanco que refleja toda la radiación incidente. (NREL, s.f.)

La GHI se suele medir con un piranómetro y la irradiancia difusa se puede medir con un piranómetro también, pero estando este a la sombra de la irradiancia del haz y siendo siempre sensores calibrados de manera que cumplan con la norma de Referencia Radiométrica Mundial (WRR) como se ha mencionado en los sensores de medida de DNI.



Ilustración 2. Piranómetro, para medir GHI

2.2 Bases de datos

Las bases de datos en línea utilizadas han sido PVGIS y CAMS. Estas son las dos bases de datos gratuitas más comunes para el estudio de la radiación y de la fotovoltaica en Europa. Ambas son financiadas por la Comunidad Europea y ofrecen públicamente datos en lugares de prácticamente todo el mundo en diferentes periodos de tiempo.

Además, la aplicación de datos solares y meteorológicos de diferentes fuentes requiere prestar atención a estas consideraciones clave entre otras:

- **Periodo de registro:** Influidos por muchos factores, los datos del recurso solar varían anualmente, estacionalmente, mensualmente, semanalmente, diariamente e incluso en escalas de hasta unos pocos segundos. Así, las normas climáticas se basan en 30 años de datos meteorológicos y el periodo medio de 30 años se actualiza cada 10 años. Otro enfoque consiste en determinar un conjunto de datos de datos plurianuales para obtener un único año de datos que sea representativo de un registro a más largo plazo.
- **Resolución temporal:** Los datos del recurso solar pueden ir desde la irradiación diaria promediada anualmente, que suele utilizarse para cartografiar la distribución de los recursos, hasta muestras de 1 segundo de irradiación para los análisis de series temporales operativas.
- **Cobertura espacial:** El área representada por los datos puede abarcar desde una sola estación hasta una región geográfica de muestra o una perspectiva global.
- **Resolución espacial:** Las mediciones en tierra son específicas para cada lugar. Las estimaciones actuales de teledetección por satélite pueden ser representativas de áreas de 10 km por 10 km o más pequeñas.
- **Elementos de datos y fuentes de datos:** La utilidad de los datos del recurso solar puede depender de los elementos de datos disponibles y de si los datos fueron medidos, modelados o producidos a partir de una combinación de mediciones y modelos.
- **Disponibilidad:** Los datos se distribuyen en el dominio público, para su compra o mediante licencia.

Teniendo estas consideraciones en cuenta, en la siguiente tabla se han resumido brevemente las características de las bases de datos seleccionadas para este estudio.

	PVGIS	CAMS
Periodo de registro	1981 - presente	2004 - presente
Resolución temporal	Horario	1 min, 15 min, 1h, 1 día y 1 mes
Cobertura espacial	Europa, África, Asia (parcial)	Global
Resolución espacial	1 km agregado a 5 minutos de arco (~8 km)	Varias fuentes de datos de entrada con diferentes resoluciones espaciales se interpolan a la ubicación de interés
Elementos de datos y fuentes de datos	GHI, DNI, DHI y GTI, con sombra del terreno opcional	GHI, DNI, DIR y DHI, en todo el cielo y en el cielo claro. Todos los datos son utilizados para describir los parámetros de reflectividad de la superficie sobre los aerosoles, las nubes, el vapor de agua, los gases residuales etc.
Disponibilidad	Dominio público	Dominio público

Tabla 1. Características principales de las bases de datos de PVGIS y CAMS

2.2.1 PVGIS

Esta web, permite obtener series temporales de valores horarios de radiación solar y producción FV. Los datos de radiación solar utilizados en PVGIS consisten en valores horarios de un periodo de varios años, obtenidos a partir de imágenes de satélite o productos de reanálisis. Esta herramienta de PVGIS permite descargar la serie temporal completa de valores horarios de radiación solar y/o producción fotovoltaica para el emplazamiento seleccionado. (European Commission, s.f.)

De hecho, PVGIS dispone de cinco bases de datos de radiación solar diferentes con una resolución temporal. (European Commission, s.f.) Por el momento hay disponibles tres bases de datos desarrolladas a partir de datos de satélite:

- PVGIS-SARAH2 (0.05° x 0.05°) (~ 5 km) Esta base de datos está basada en el algoritmo desarrollado por CM SAF y sustituye a su predecesora SARAH-1. Se encuentra disponible en Europa, África, Asia y partes de América del Sur. Intervalo temporal: 2005-2020.
- PVGIS-SARAH* (0.05° x 0.05°) (~ 5 km) Esta base de datos está también producida por CM SAF y comprende la misma área geográfica que SARAH2. Intervalo temporal: 2005-2016.

- PVGIS-NSRDB ($0.038^\circ \times 0.038^\circ$) (~ 4 km) Datos de América con intervalo temporal entre 2005 y 2015.

Además de los datos obtenidos a partir de imágenes de satélite, se ha incluido otra base de datos para Europa basada en los datos de reanálisis meteorológico:

- PVGIS-ERA5 ($0.25^\circ \times 0.25^\circ$) (~ 25 km) Último producto global de reanálisis generado por el Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a Medio Plazo (ECMWF). Intervalo temporal: 2005-2020.

En este trabajo se han utilizado los datos de SARA2 porque además de ser la base con datos más recientes, es la recomendada por los desarrolladores de PVGIS a partir de diferentes estudios de validación para los lugares analizados en este estudio. Así se indica en el siguiente mapa realizado por la Unión Europea.

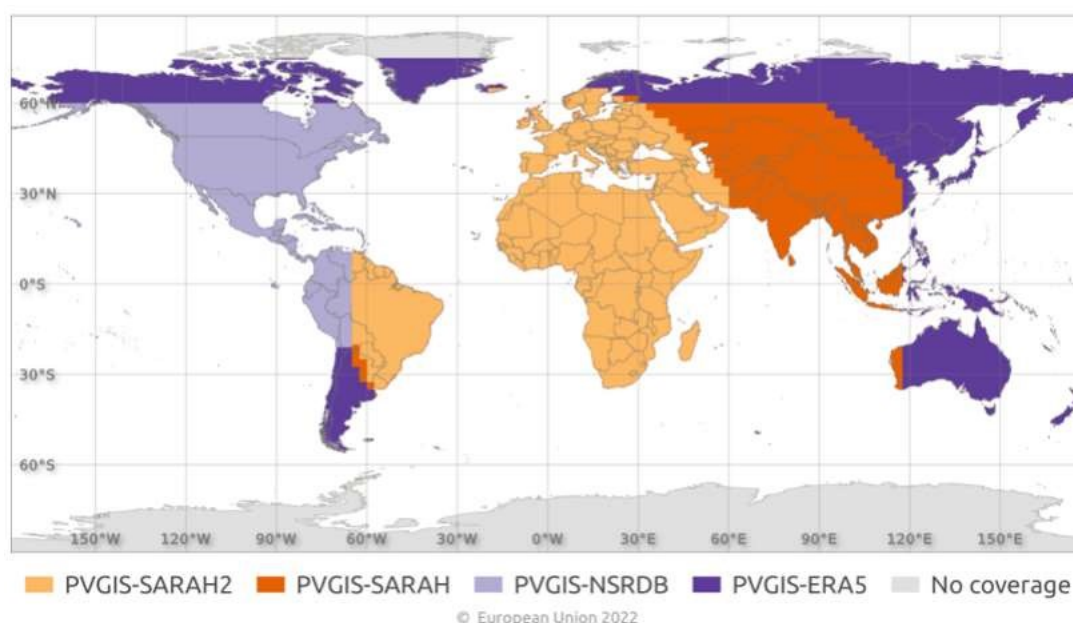


Ilustración 5. Mapa mundial con las bases de datos de radiación solar predeterminadas por lugares

2.2.2 CAMS

El servicio de radiación solar CAMS (Copernicus Atmosphere Monitoring Service), implementado por ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts) proporciona valores históricos (desde 2004 hasta la actualidad) de la irradiación solar global (GHI), directa (BHI) y difusa (DHI), así como de la irradiación

normal directa (BNI). (The European Centre for Medium-Range Weather Forecasts, s.f.)

El objetivo es satisfacer las necesidades de la evolución de las políticas europeas y nacionales y los requisitos de los servicios comerciales y públicos posteriores. El servicio apoya, por ejemplo, la planificación, la supervisión, la mejora de la eficiencia y la integración de los sistemas de energía solar en las redes de suministro de energía. (The European Centre for Medium-Range Weather Forecasts, s.f.)

Además de ser de dominio público, cuenta con una cobertura espacial global y dispone la posibilidad de descargar los datos tanto para las condiciones meteorológicas reales, así como para las condiciones de cielo despejado. Los datos están disponibles con un paso de tiempo que va de 1 minuto a 1 mes.

2.2.3 Validación de las bases de datos

Los datos de radiación solar producidos a partir de las imágenes de satélite deben cotejarse con las mediciones a nivel del suelo para hacerse una idea de la magnitud de la incertidumbre de los datos de radiación solar obtenidos por satélite. Esto se conoce como la validación de los datos.

2.2.3.1 Validación de PVGIS

Varios artículos científicos han presentado resultados de validación de los datos de radiación solar por satélite utilizados en PVGIS, comparándolos con las mediciones de las estaciones terrestres. (EU Science Hub, s.f.)

Entre dichos artículos científicos encontramos el esquema operativo CM-SAF para la recuperación de la irradiación solar de la superficie por satélite, el cual describe un nuevo enfoque para la recuperación de la irradiación de la superficie solar a partir de datos de satélite. El método se basa en la modelización de la transferencia radiativa y permite el uso de información ampliada sobre el estado atmosférico. El análisis preciso de la interacción entre la atmósfera, el albedo de la superficie, la transmisión y el albedo de la parte superior de la atmósfera ha sido la base del nuevo método, caracterizado por una combinación de parametrizaciones y tablas de búsqueda de

"vectores propios". El método se caracteriza por un alto rendimiento informático combinado con una gran precisión. (Mueller, Matsoukas, Gratzki, & H.D. Behr, 2009).

A continuación, se presenta también un nuevo algoritmo para la recuperación de la irradiación de la superficie solar por satélite en bandas espectrales. Este trabajo describe la extensión del enfoque del anterior artículo mencionado a las bandas de longitud de onda y la combinación con valores de transmisión de nubes resueltos espectralmente y derivados con correcciones de transferencia radiativa de la transmisión de nubes de banda ancha. Así, el nuevo enfoque se basa en la modelización de la transferencia radiativa y permite utilizar información ampliada sobre el estado atmosférico, entre otros, para resolver el efecto de las bandas de absorción del vapor de agua y del ozono. (Mueller, Behrendt, Hammer, & Kemper, 2012)

En relación con la validación de datos de satélite utilizados en PVGIS también podría ser interesante mencionar el artículo Una nueva base de datos de radiación solar para estimar el rendimiento fotovoltaico en Europa y África. Aquí se presentan los resultados de la adaptación a PVGIS de los datos de radiación solar calculados a partir de datos satelitales en la Instalación de Aplicación del Satélite de Monitorización del Clima (CM-SAF). La base de datos de radiación solar del CM-SAF se caracteriza por un sesgo general muy bajo y muestra una buena precisión en los sitios de validación. La aplicación aporta importantes mejoras respecto a las bases de datos de radiación solar existentes en PVGIS. (Huld, Muller, & Gambardella, 2012).

Por último, habría que mencionar una nueva base de datos de radiación solar global y directa utilizando el satélite Meteosat oriental, modelos y validación. En este artículo, se presentan datos de radiación solar a nivel del suelo para Europa del Este y África, Oriente Medio y Asia, estimada a partir de imágenes de satélite de los satélites geoestacionarios. El método presentado calcula la irradiación horizontal global y la irradiación normal directa a intervalos de una hora, utilizando el archivo completo de Meteosat desde 1998 hasta la actualidad. La validación de los valores estimados de irradiación global horizontal y directa normal se ha realizado mediante la comparación con mediciones de alta calidad de estaciones terrestres. Además, debido al escaso número de mediciones en tierra en la zona de visión de los satélites Meteosat Este, la validación del método de cálculo se ha ampliado mediante una

comparación de los valores estimados derivados de la misma clase de satélites, pero posicionados a 0°E, donde hay más estaciones en tierra disponibles. (Amillo, Huld, & Muller, 2014)

Dicho lo cual, para la validación de PVGIS nos podemos hacer uso de las mediciones de la Red de Radiación Superficial de Referencia (BSRN), que proporciona mediciones de radiación solar de alta calidad para estaciones de todo el mundo.

Por lo tanto, los datos de SARA H 2 se han validado con las mediciones en tierra de un conjunto seleccionado de estaciones terrestres de la BSRN.

Los datos por minuto de la BSRN han sido preprocesados antes de ser utilizados en la validación. Sin embargo, para la comparación con los datos basados en el satélite (derivados del procesamiento de una sola imagen), a las mediciones tomadas durante el intervalo de diez minutos centrado en el momento de la imagen del satélite se les ha realizado un promedio para obtener el valor medido que se utilizará para la validación.

A modo de ejemplo, en la siguiente tabla se muestra los resultados de la diferencia de sesgo media absoluta (DSM) y la diferencia cuadrática media (DCM) para algunas estaciones terrestres seleccionadas europeas y el rango de tiempo.

Estación	Lat	Lon	DSM (W/m ²)	DCM (W/m ²)	Periodo
Cabauw (Países Bajos)	51.971	4.927	1.3	86.9	2005 - 2020
Camborne (Reino Unido)	50.217	-5.317	-1.6	74.3	2005 - 2017
Carpentras (Francia)	44.083	5.059	6.7	56.6	2005 – 2018
Izaña (España)	28.309	-16.499	-68.7	176.5	2009 – 2020

Tabla 2. DSM y DCM para algunas estaciones europeas (PVGIS)

Con estos resultados se han encontrado errores, por ejemplo, en la estación de Izaña de las Islas Canarias, ya que tal y como se presentó en el artículo Evaluación de las estimaciones de la irradiación horizontal global a partir de los reanálisis ERA5 y COSMO-REA6 utilizando datos terrestres y de satélite los resultados obtenidos en la estación de Izaña están extremadamente subestimados tanto por el reanálisis como por los productos basados en satélites en esa localización (Urraca, y otros, 2018).

Esto se explica por las condiciones particulares de la estación, que está situada en la isla de Tenerife a 2373 metros sobre el nivel del mar, dentro del área del volcán Teide a 3718 metros sobre el nivel del mar. En la isla las nubes suelen afectar a la parte baja de la isla mientras que la zona alta permanece con cielo despejado, por lo que los resultados de esta estación son erróneos.

2.2.3.2 Validación de CAMS

Siguiendo las prácticas actuales de evaluación de los datos derivados de los satélites en el ámbito de la energía solar, las irradiancias proporcionadas por el Servicio de Radiación de la CAMS se contrastan con las mediciones cualificadas en tierra realizadas en varias estaciones terrestres que sirven de referencia. El Servicio de Radiación de la CAMS mantiene un catálogo de estaciones que proporcionan mediciones en tierra adecuadas para la validación. Este catálogo se actualiza al menos una vez al año.

La validación debe realizarse periódicamente. Uno de los objetivos es controlar los cambios de calidad de un período a otro. Por consiguiente, es conveniente utilizar el mismo grupo de estaciones de medición para la validación, al menos durante varios años, para permitir la comparación de los resultados y el seguimiento de los posibles cambios. Las estaciones seleccionadas están situadas en varios climas diferentes. Dependiendo del suministro de datos medidos, de posibles problemas que afecten a los instrumentos de medición, del posible rechazo de algunos datos por el control de calidad y de otras causas, no siempre es posible utilizar el mismo conjunto de estaciones para realizar la validación trimestral. Por ello, las estaciones utilizadas la validación se describen brevemente en cada informe de validación. (Copernicus Atmosphere Monitoring Service, s.f.)

La validación se realiza actualmente en un paso de tiempo de 1 h para las irradiaciones global, difusa y directa. El procedimiento de validación se describe detalladamente en cada informe de validación trimestral. Cada informe documenta cómo hacer frente a los diferentes sistemas de tiempo (tiempo universal, verdadero, tiempo solar) y cómo ocuparse de los datos que faltan. El procedimiento consta de dos partes. En la primera, se calculan las diferencias entre las estimaciones y las observaciones y, a continuación, se resumen mediante estadísticas cuyos cálculos se

detallan. En la segunda parte, se comparan las propiedades estadísticas de las estimaciones y las observaciones.

Los resultados analizados en cada informe de validación pueden recuperarse para varias de las estaciones seleccionadas y otras ejecutando el servicio "Informe de validación de la irradiación" en el sitio web de SoDa.

Al igual que en el anterior apartado, se han seleccionado las mismas estaciones europeas para comprobar los resultados. En este caso, para algunas estaciones, los resultados de sesgo media absoluta (DSM) y la diferencia cuadrática media (DCM) se diferencian entre los de la irradiación global, difusa y directa normal. El periodo de tiempo para todas las estaciones ha sido del año 2014 al año 2018.

Estación	Lat	Lon	DSM (W/m2)			DCM (W/m2)		
			G	D	DN	G	D	DN
Cabauw (Países Bajos)	51.971	4.927	21			70		
Camborne (Reino Unido)	50.217	-5.317	18	-11	31	83	58	171
Carpentras (Francia)	44.083	5.059	9	5	-13	58	43	120

Tabla 3. DSM y DCM para algunas estaciones europeas (CAMS)

Con estos resultados, podemos concluir que el sesgo denota un error sistemático al igual que el error cuadrático medio, ya que los valores ideales para estos parámetros son 0.

2.2.4 Datos medidos

En el caso de Jaén, además de analizar los datos obtenidos de las bases de datos en línea, se han utilizado los datos medidos de la estación meteorológica de la universidad de Jaén. (Universidad de Jaén, s.f.)

Esta estación meteorológica cuenta con un histórico de datos día a día y con otro de resúmenes mensuales desde el mes de julio de 2005 hasta la actualidad. En ellos, recoge datos de temperatura, humedad, velocidad y dirección del viento entre otros. En nuestro caso, nos es de interés la columna que recoge los datos de radiación global directa medida por un piranómetro fotovoltaico.

3. METODOLOGÍA

3.1 Proceso

El proceso para realizar los cálculos empieza por la descarga de datos en las diferentes webs de las bases de datos. Sin embargo, para una correcta comparación entre estos, es importante tener en cuenta las siguientes cuestiones:

- Estándares de tiempo. Tanto PVGIS como CAMS cuenta con el estándar de tiempo de UTC, Tiempo Universal Coordinado. En cambio, la estación meteorológica de la universidad utiliza la hora local de verano, es decir, UTC+2. Por lo tanto, para una correcta comparación con los datos de las bases, se han unificado todos los datos a la UTC.
- Datos instantáneos o de intervalos de tiempo. Todos los cálculos se han realizado con datos horarios, sin embargo, los datos que proporciona PVGIS son datos determinados en un instante, mientras que los de CAMS son obtenidos en un intervalo de una hora. Por otro lado, los valores obtenidos de las mediciones de la estación meteorológica de la universidad de Jaén cuentan con más de un valor horario (en la mayoría de los casos un valor por cada 30 minutos), los cuales se han tenido que adaptar para conseguir tan solo un valor por cada hora.
- Obtención de datos. En la base de datos de CAMS, una vez elegido el lugar deseado, no tenemos que realizar más acciones para obtener GHI y DNI. Con PVGIS, en cambio, para la obtención de GHI, el ángulo de inclinación y azimut los he indicado con 0° y he sumado las tres columnas de $G_b(i)$: *Beam (direct) irradiance*, $G_d(i)$: *Diffuse* y $G_r(i)$: *Reflected irradiance*. También mencionar que PVGIS no proporciona los datos de DNI por lo que hay que calcularlo. Partiendo de la fórmula mencionada en los fundamentos teóricos de GHI, podemos llegar a la resolución de DNI:

$$DNI = \frac{GHI - DHI}{\cos(\text{zenith})}$$

La resta entre GHI y DHI sería el resultado de irradiancia directa horizontal, el cual se puede obtener de los datos de PVGIS sin realizar

ningún cálculo de la columna de $G_b(i)$: *Beam (direct) irradiance*, y el ángulo zenith, como también se ha indicado en los fundamentos teóricos se define como la resta de 90° menos la elevación del sol. La información del ángulo de elevación nos lo proporciona PVGIS.

- Diferencia de elevación/altitud. El fichero descargado de PVGIS o CAMS, entre otras informaciones contiene las coordenadas y la elevación o altitud del lugar seleccionado. Se ha comprobado que entre ambas bases el dato de la elevación no coincide para un mismo lugar.
- Ausencia de datos. Se ha comprobado que la base de CAMS cuenta con una ausencia de datos de DNI algunos días del año. Generalmente, debería haber la misma cantidad de datos horarios de DNI que de GHI, sin embargo, esto no ocurre. Con la base de PVGIS no se ha detectado este problema ya que DNI se ha calculado a través de GHI.

3.2 Lugares

Este análisis se ha basado en la comparación de los datos de radiación solar de las ciudades de Jaén, Bilbao y La Coruña. Estas ciudades han sido seleccionadas porque se encuentran localizadas en áreas diferentes de la Península Ibérica: sur, norte y noroeste respectivamente. De esta manera es posible analizar la calidad de las bases de datos independientemente del lugar.

La ciudad de Jaén se ubica al noreste de la comunidad autónoma de Andalucía, y al sur de la península ibérica. Sus coordenadas son de $37^\circ 46' 11'' \text{N}$ $3^\circ 47' 20'' \text{O}$. Jaén se encuentra a unos 115 km del mar, en una zona con la radiación más alta de España. Según los datos de Global Solar Atlas (Atlas, s.f.), recibe 2060 kWh/m² de irradiación directa normal y 1835 kWh/m² de global sobre la superficie horizontal cada año. Estos datos son atractivos para la instalación de energía solar, lo que ha llevado a Andalucía a contar hoy con 3195 MW de potencia fotovoltaica instalada según Red Eléctrica de España (Red Eléctrica de España, s.f.).

Sin embargo, Bilbao se encuentra al norte de la península ibérica siendo la capital de la provincia de Vizcaya, en la comunidad autónoma del País Vasco. Sus coordenadas son de $43^\circ 15' 44'' \text{N}$ $2^\circ 57' 12'' \text{O}$. Bilbao, según Global Atlas recibe menos

irradiación que Jaén, ya que llegan 1119 kWh/m² de irradiación directa normal y 1251 kWh/m² de irradiación global sobre la superficie horizontal cada año. La potencia fotovoltaica instalada en el País Vasco, en comparación con Andalucía, también es muy inferior contando con 51 MW instalados en 2022 según REE. A pesar de esto, en el País Vasco se registran mayores datos de irradiación que en Alemania (DNI 972 kWh/m² y GHI 1066 kWh/m²) siendo este último el país con más potencia instalada de Europa contando con 421 MW instalados a finales de 2021.

En el caso de La Coruña, la ciudad de La Coruña se ubica en la provincia de La Coruña, perteneciente a la Comunidad Autónoma de Galicia, en el noroeste de la península ibérica y al norte es limítrofe con el Océano Atlántico, con las coordenadas 43°22'00"N 8°23'00"O. Respecto a los datos de irradiación de Global Atlas, esta ciudad cuenta con 1272 kWh/m² de irradiación directa normal y 1357 kWh/m² de irradiación global sobre la superficie horizontal cada año.

En las ilustraciones 3 y 4, obtenidas del Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT realizado por AEMET (AEMET, s.f.), se refleja la diferencia de radiación entre las localizaciones seleccionadas, ya que representan la irradiancia global y directa media entre los años 1983 y 2005. Puede comprobarse que, a comparación con el norte, la radiación es más elevada en el sur de España.

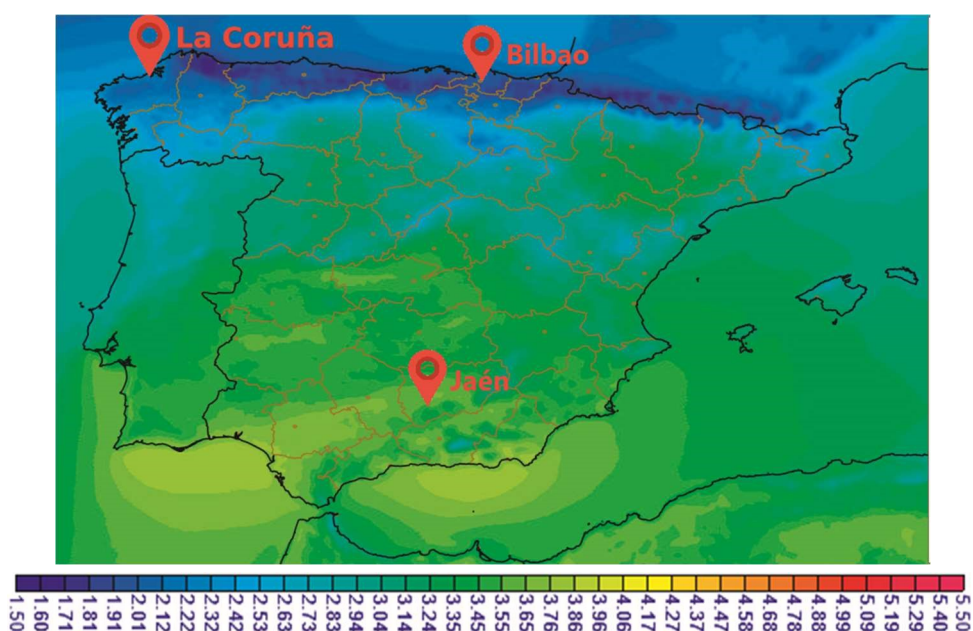


Ilustración 3. Irradiancia directa media (kWh/m² día)

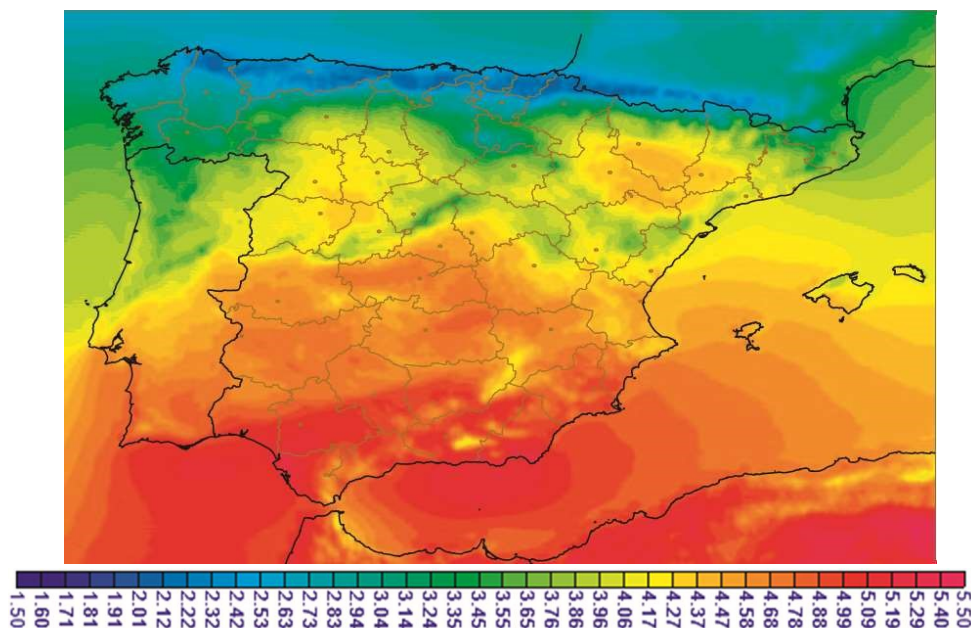


Ilustración 4. Irradiación global media (kWh/m² día)

4. RESULTADOS

Tras el análisis de las bases de datos y de los cálculos pertinentes, se han obtenido los resultados que se muestran en este apartado. Como previamente he mencionado, los principales valores del estudio a analizar han sido los de GHI y los de DNI en tres ciudades y tres años diferentes. Por lo tanto, este apartado se va a dividir en varias secciones que muestren los resultados de los diferentes lugares y otras que sirvan para realizar comparaciones entre ellos.

4.1 Resultados de la radiación en Jaén

4.1.1 GHI en Jaén

En primer lugar, se ha optado por realizar un gráfico general anual, comparando los resultados de las dos bases de datos del análisis con los valores promedios mensuales en horas del día con radiación solar, es decir, sin tener en cuenta los valores nulos de las noches, para que los valores resulten más ajustados a la realidad.

Los valores máximos de GHI según PVGIS alcanzan los 1054 W/m², 1053 W/m² y 1052 W/m² en los años 2018, 2019 y 2020 respectivamente entre los meses de mayo y junio. Sin embargo, según CAMS los valores anuales pico se encuentran entre julio y junio siendo de 1030 W/m², 1038 W/m² y 1040 W/m² en 2018, 2019 y 2020. Por lo tanto, hay una diferencia promedia del 4 W/m² teniendo en cuenta ambas bases. Como se ve en las ilustraciones, los valores de CAMS son siempre más bajos, con una diferencia promedia de 1,6 %. La diferencia no varía mucho de año en año, mientras que de invierno a verano la diferencia es de 1,6 puntos.

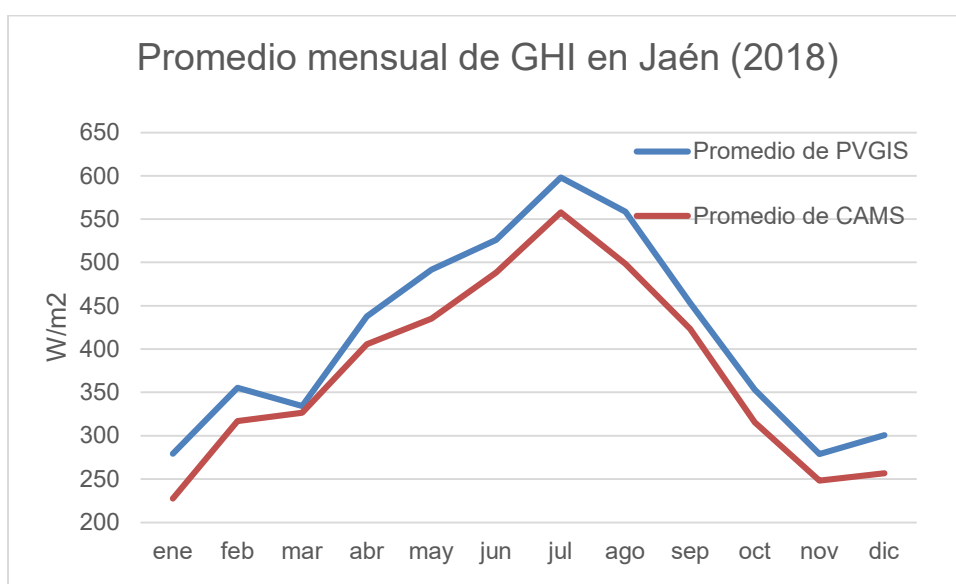


Ilustración 6. Promedio mensual de GHI en Jaén en el año 2018

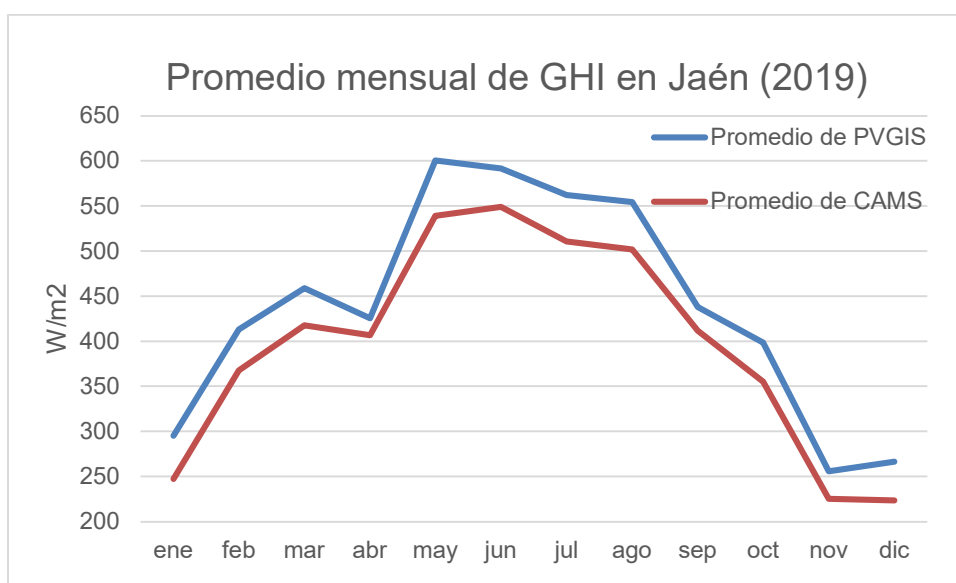


Ilustración 7. Promedio mensual de GHI en Jaén en el año 2019

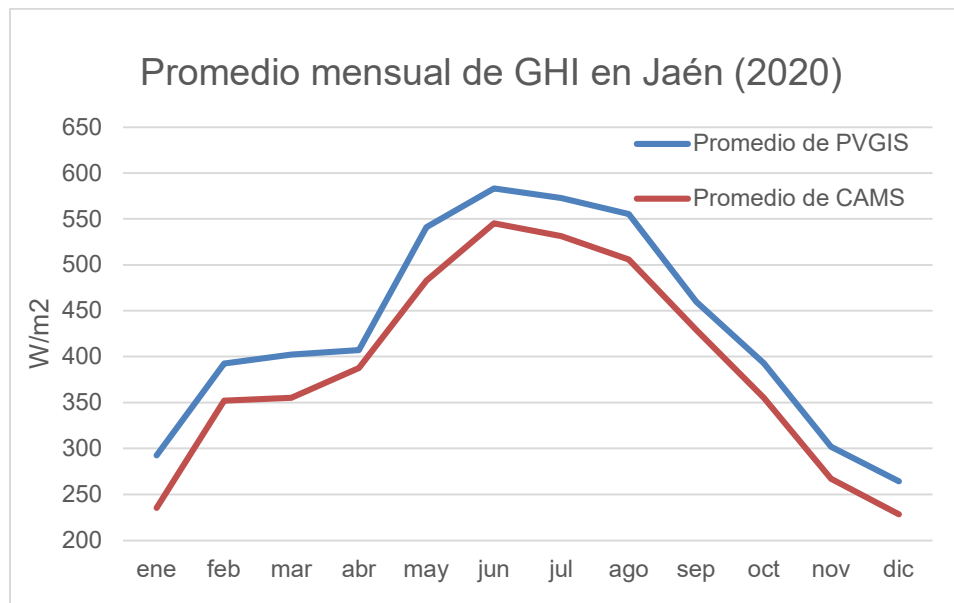


Ilustración 8. Promedio mensual de GHI en Jaén en el año 2020

A continuación, al igual que previamente, se ha realizado el gráfico general anual, pero en este caso en vez de ser mensual, ha pasado a ser horario. Por lo tanto, se reflejan los promedios horarios del año durante las 24 horas del día. En los siguientes gráficos se refleja la tendencia de mayor irradiancia en las horas centrales del día. De hecho, en las ilustraciones 9, 10 y 11 se ve que la irradiancia de PVGIS es superior en la segunda parte de los días, por las tardes. A mediodía, la diferencia promedia es de 2,7 W/m², mientras a las 15:00 esta es 51,5 W/m².

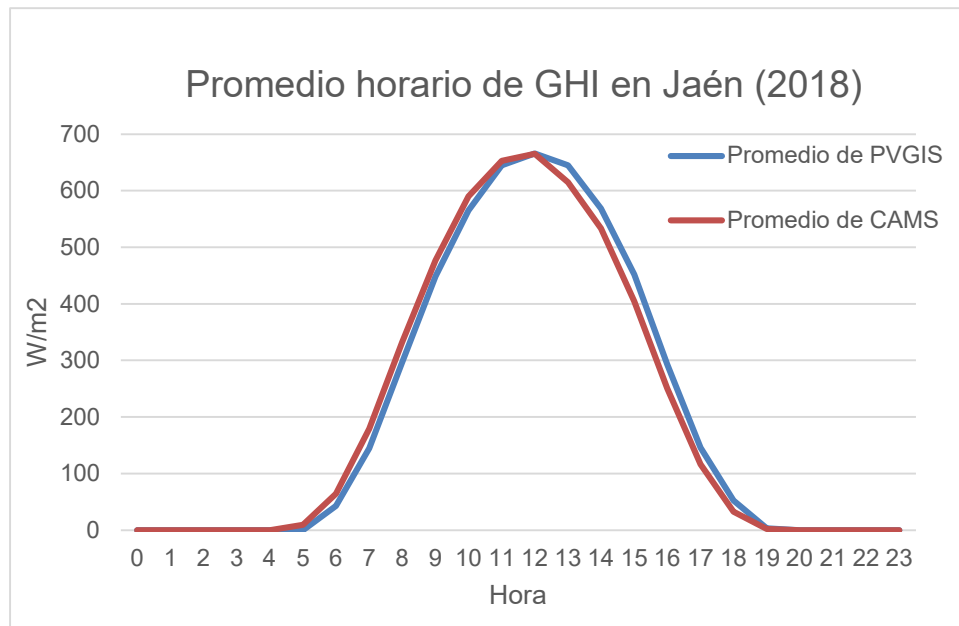


Ilustración 9. Promedio horario de GHI en Jaén en el año 2018

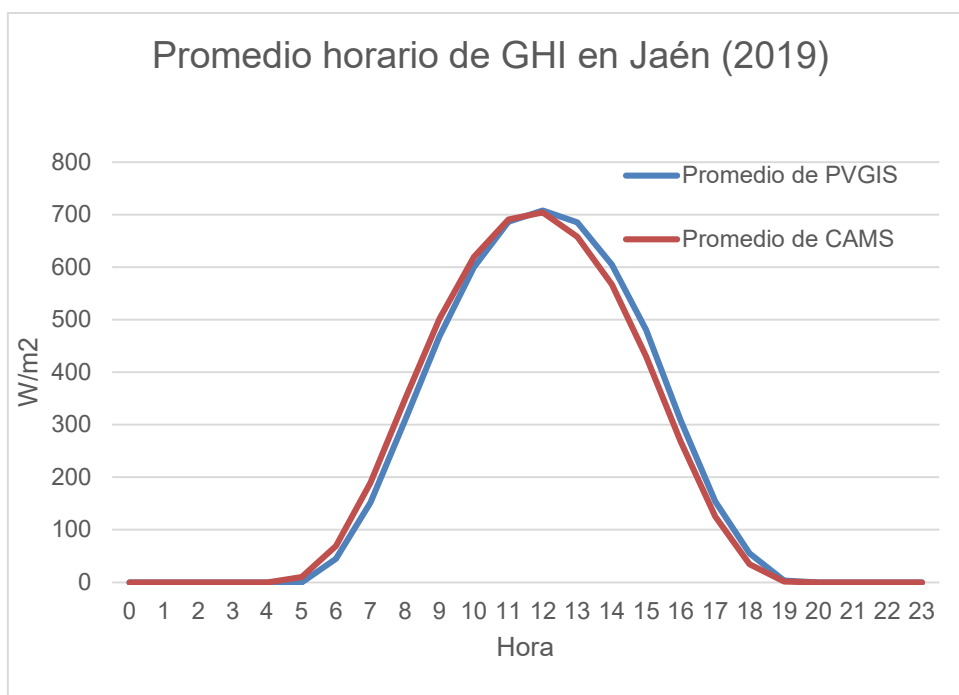


Ilustración 10. Promedio horario de GHI en Jaén en el año 2019

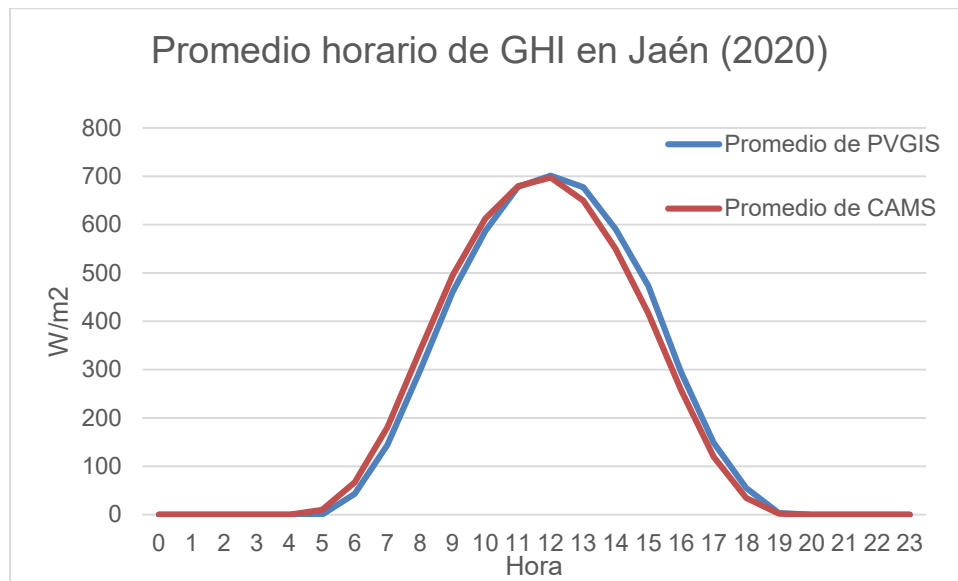


Ilustración 11. Promedio horario de GHI en Jaén en el año 2020

4.1.2 DNI en Jaén

En el caso de DNI, para mostrar los resultados se han realizado los mismos gráficos que con GHI, es decir, se han graficado los resultados de los años 2018, 2019 y 2020 con los promedios mensuales y horarios.

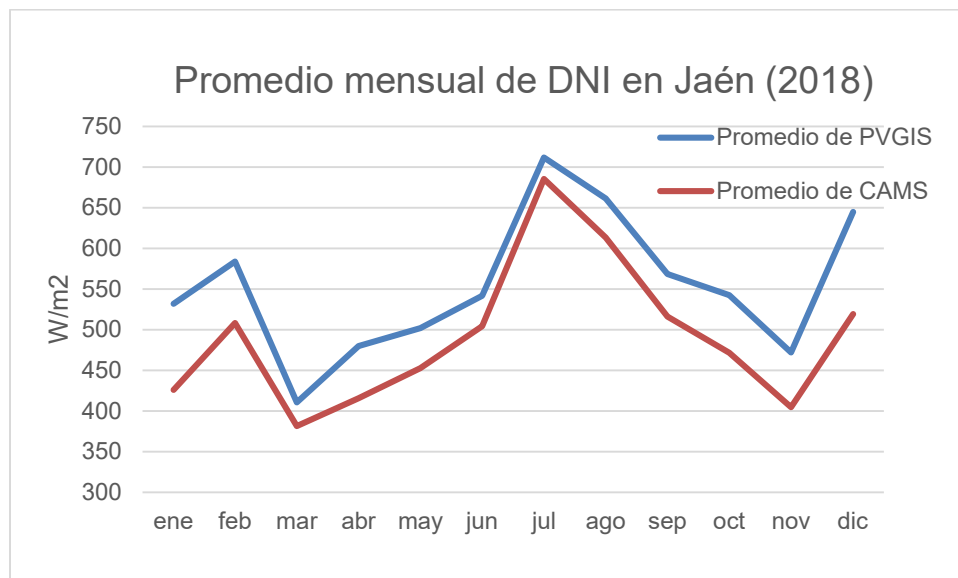


Ilustración 12. Promedio mensual de DNI en Jaén en el año 2018

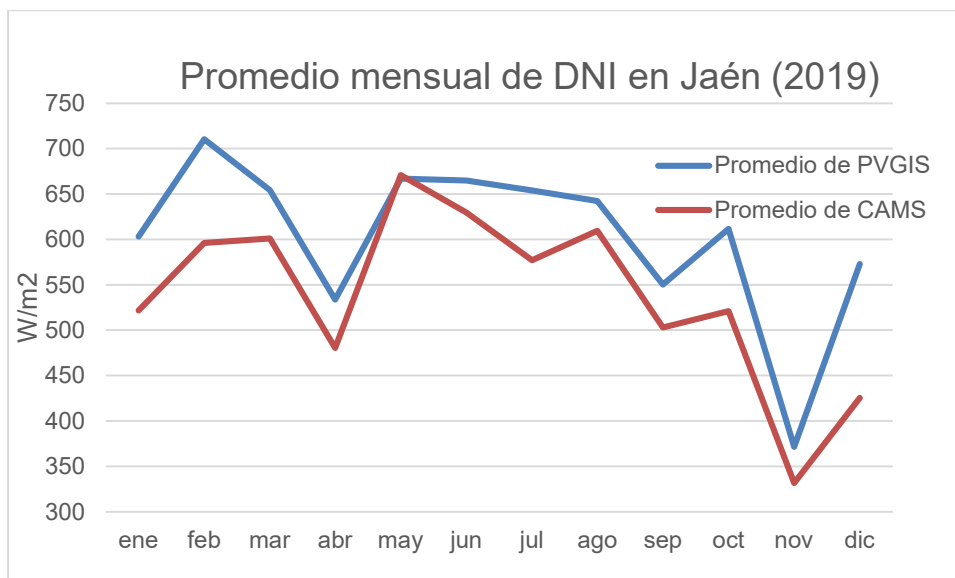


Ilustración 13. Promedio mensual de DNI en Jaén en el año 2019

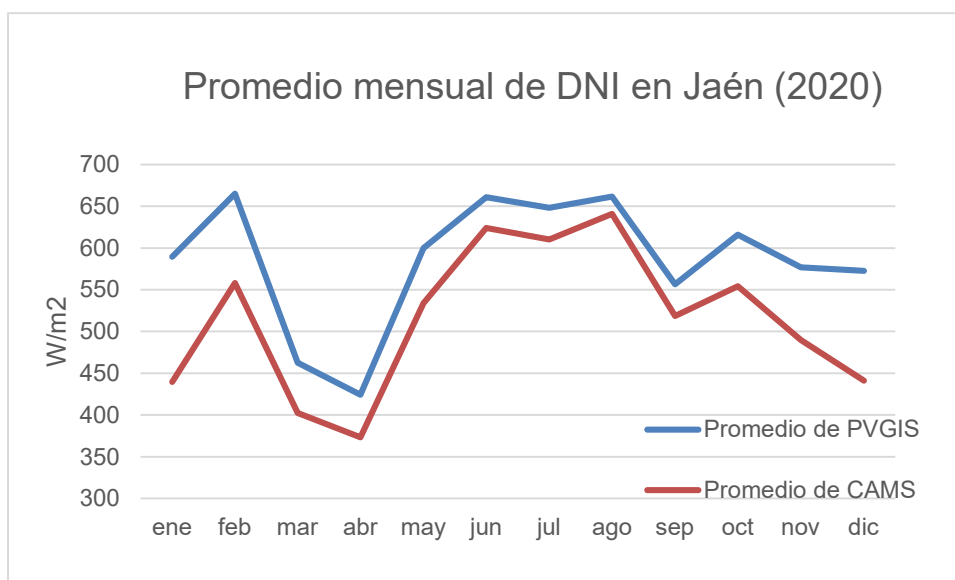


Ilustración 14. Promedio mensual de DNI en Jaén en el año 2020

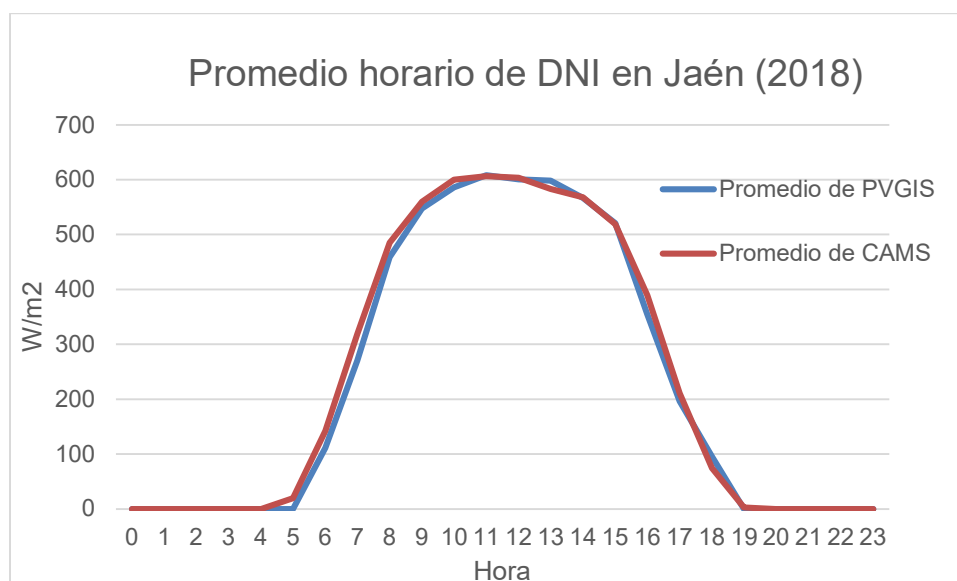


Ilustración 15. Promedio horario de DNI en Jaén en el año 2018

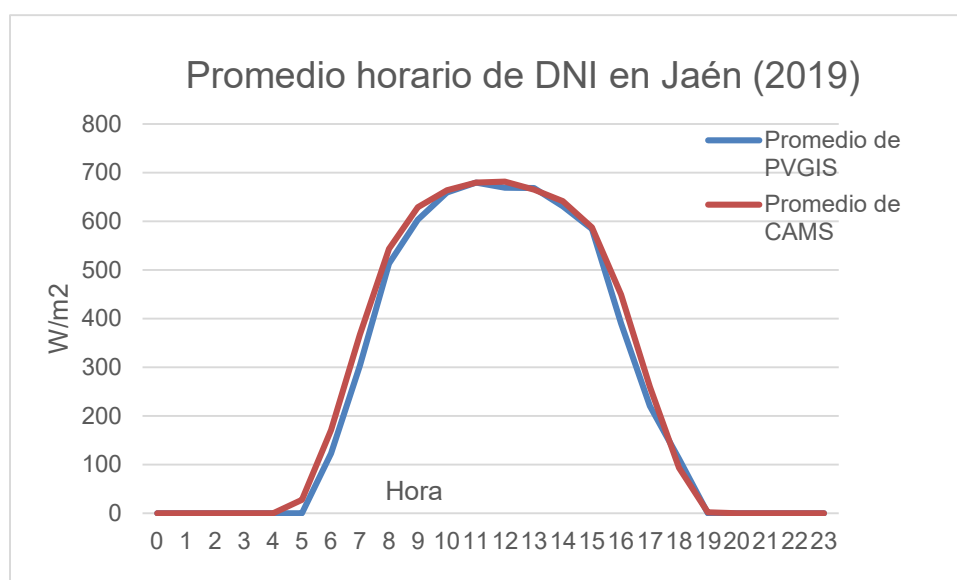


Ilustración 16. Promedio horario de DNI en Jaén en el año 2019

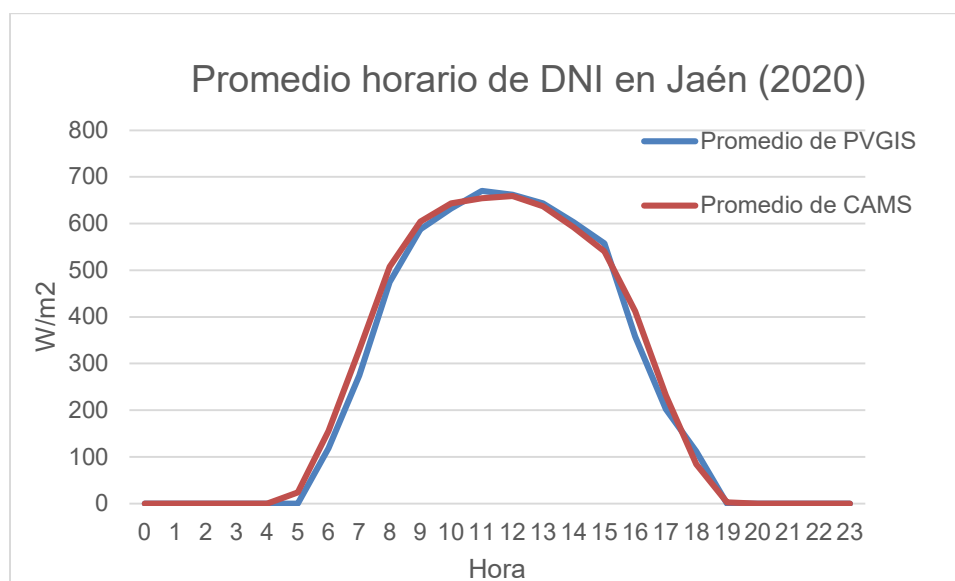


Ilustración 17. Promedio horario de DNI en Jaén en el año 2020

En este caso, gracias a los gráficos vemos que la tendencia de los resultados de ambas bases es la misma, aunque en los resultados horarios están más ajustados que los mensuales, ya que estos últimos tienen una mayor diferencia entre PVGIS y CAMS, siendo en todos los casos los valores de PVGIS mayores a los de CAMS.

De hecho, el DNI de PVGIS es más elevado en un promedio de 65,8 W/m^2 mensualmente comparado con el DNI de CAMS. Pero la diferencia horaria en este caso es mínima (menos del 4 %), sin alguna distinción horaria.

4.2 Resultados de la radiación en Bilbao

A continuación, se ha realizado el mismo estudio que en el anterior apartado con la ciudad de Jaén, pero este caso con la radiación de Bilbao. Es decir, se han comparado los resultados tanto de GHI como de DNI entre PVGIS y CAMS en los años 2018, 2019 y 2020, viendo las diferencias de radiación por meses y por horas del día.

4.2.1 GHI en Bilbao

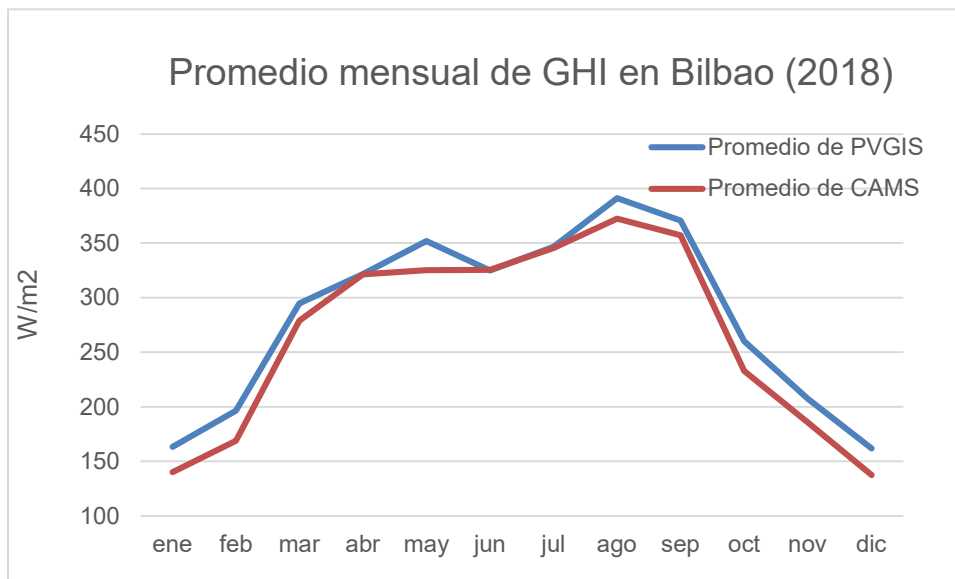


Ilustración 18. Promedio mensual de GHI en Bilbao en el año 2018

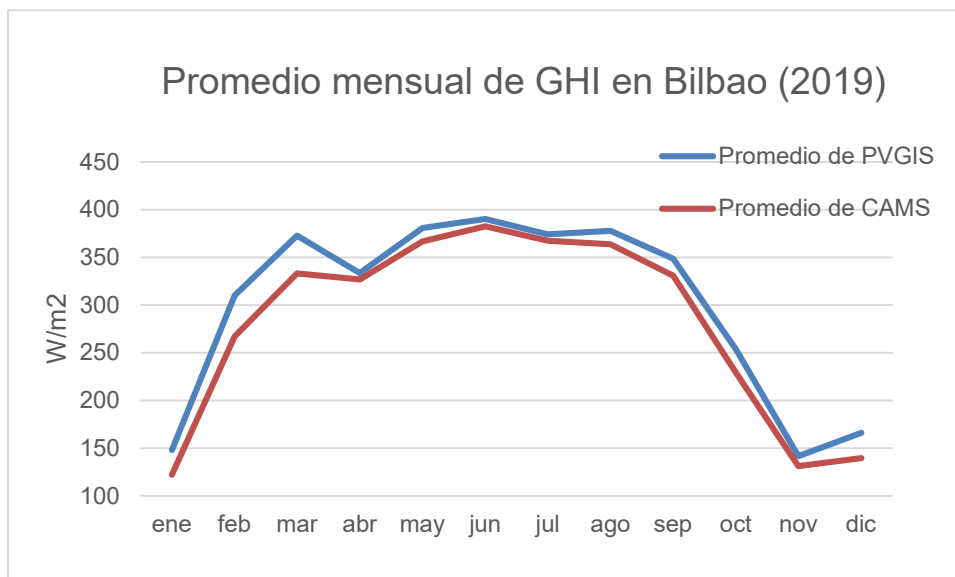


Ilustración 19. Promedio mensual de GHI en Bilbao en el año 2019

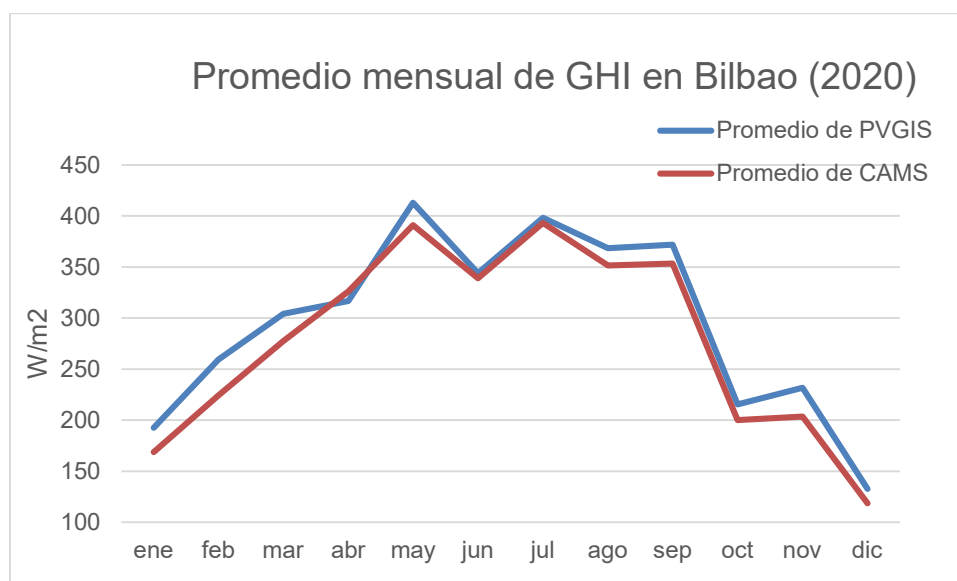


Ilustración 20. Promedio mensual de GHI en Bilbao en el año 2020

Al igual que en Jaén, los valores mensuales comparándolos entre diferentes años no siguen una misma tendencia, por ejemplo, según PVGIS el valor pico de 2020 ocurrió en mayo, mientras que en 2018 este mismo valor se dio en el mes de agosto. Además, en prácticamente todos los meses de los diferentes años, los resultados de PVGIS han resultado ser más elevados que los de la base de CAMS.

Esta vez, en cambio, la diferencia es más pequeña que el anterior caso. Como se ve en las ilustraciones, la diferencia es mínima en verano, mientras que en invierno es más grande (hasta un 16% en el mes de febrero).

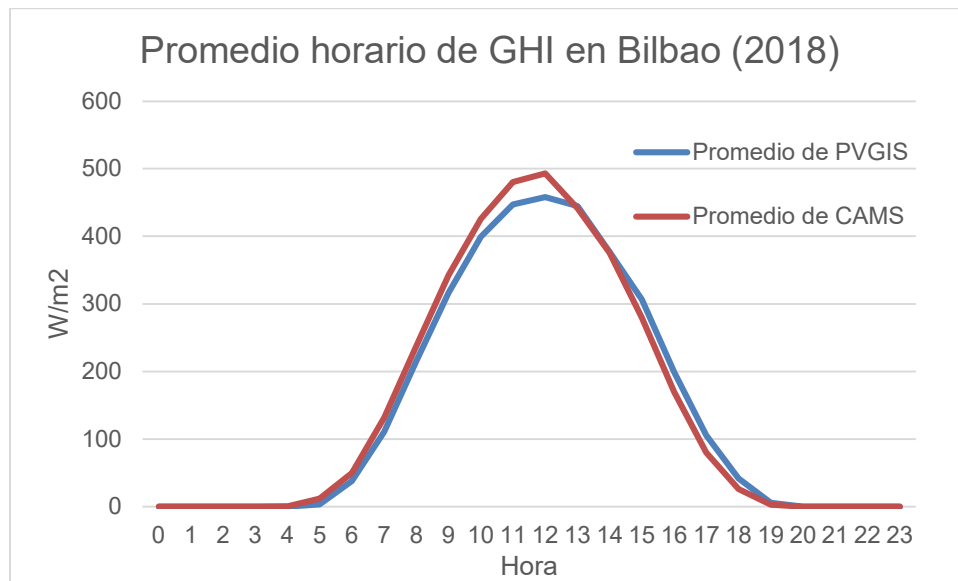


Ilustración 21. Promedio horario de GHI en Bilbao en el año 2018

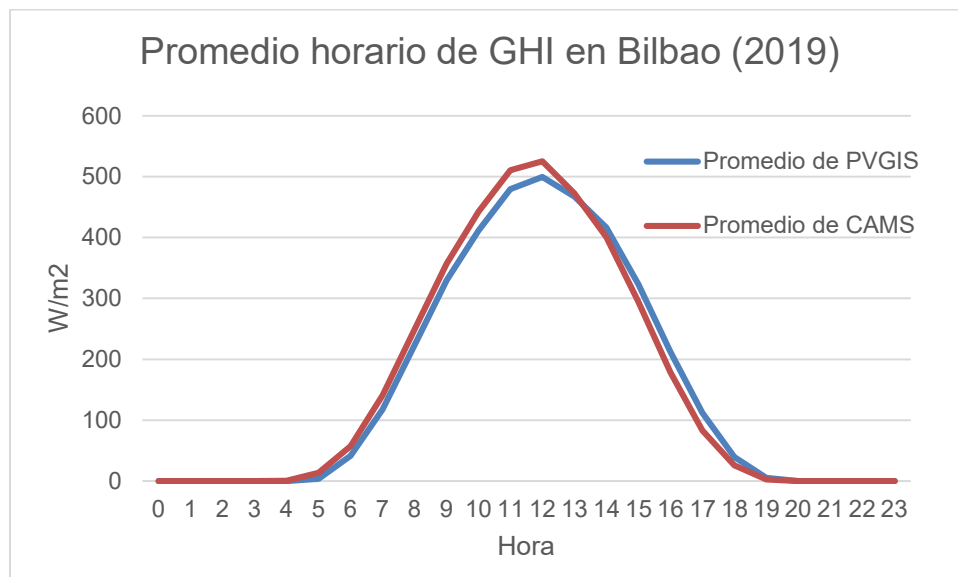


Ilustración 22. Promedio horario de GHI en Bilbao en el año 2019

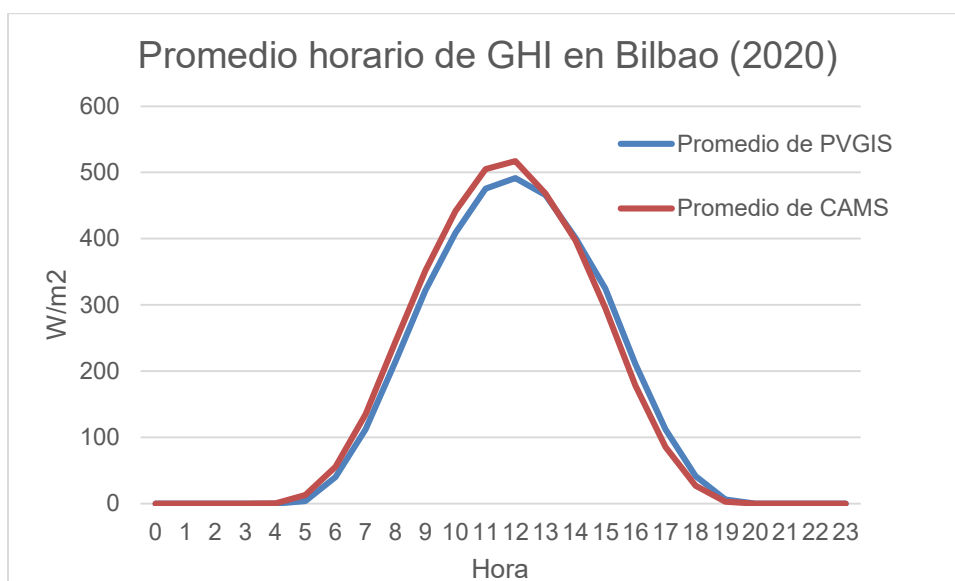


Ilustración 23. Promedio horario de GHI en Bilbao en el año 2020

Sobre los resultados horarios, aunque con una tendencia similar, en los tres años de estudio, durante las primeras horas del día la base CAMS ha registrado resultados mayores a PVGIS. Por lo contrario, de las horas centrales a las noches, son mayores los datos de PVGIS.

Otra diferencia con Jaén es el máximo horario. En este caso, CAMS tiene valores máximos superiores (un promedio del 6%). Por otro lado, en Jaén no existe diferencia significativa entre los máximos (un promedio inferior al 0,4%).

4.2.2 DNI en Bilbao

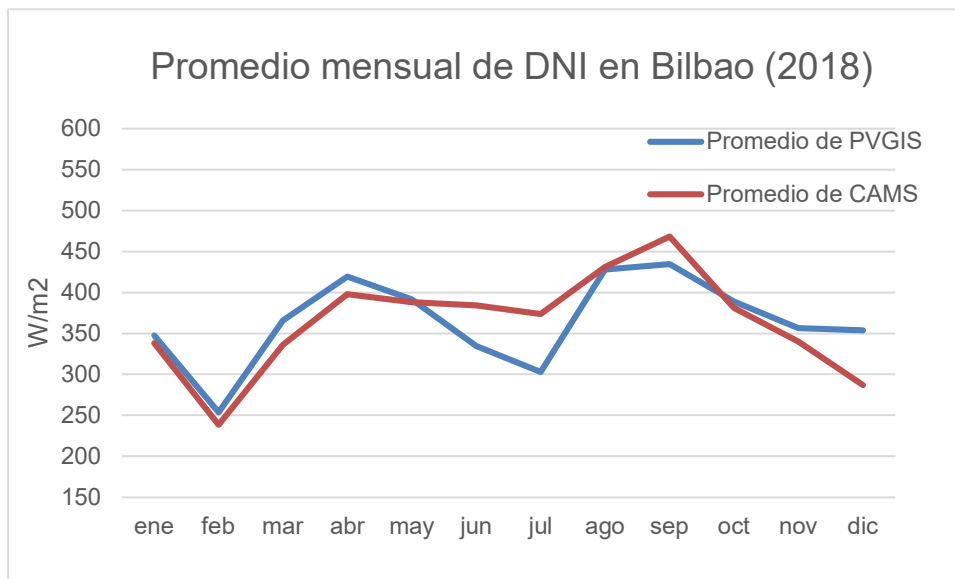


Ilustración 24. Promedio mensual de DNI en Bilbao en el año 2018

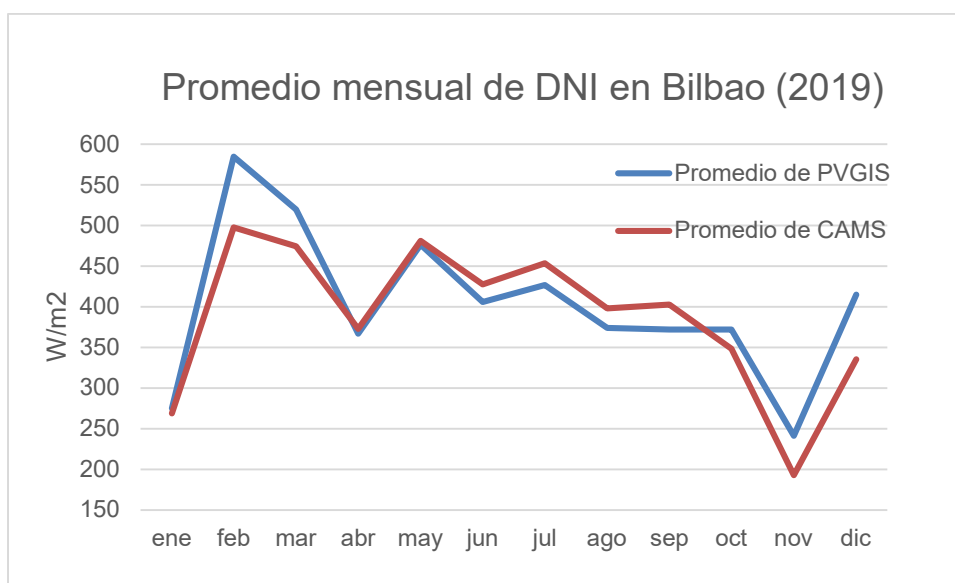


Ilustración 25. Promedio mensual de DNI en Bilbao en el año 2019

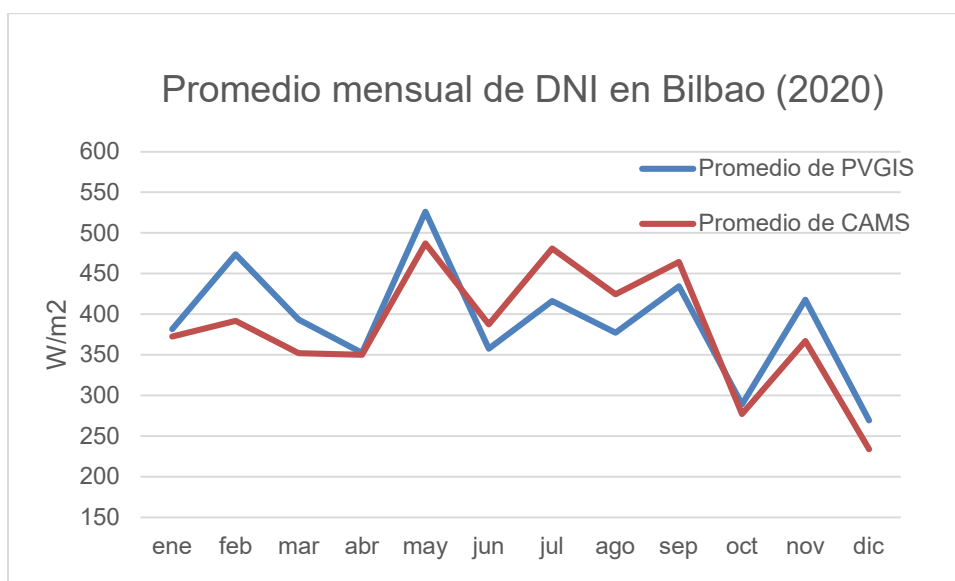


Ilustración 26. Promedio mensual de DNI en Bilbao en el año 2020

En cuanto a DNI en Bilbao, recalcaría que en 2018, 2019 y 2020 los resultados de PVGIS han sido superiores a los de CAMS en los meses más fríos del año, por ejemplo en febrero o noviembre. Sin embargo CAMS ha registrado valores más elevados que los de PVGIS en junio, julio, agosto y septiembre.

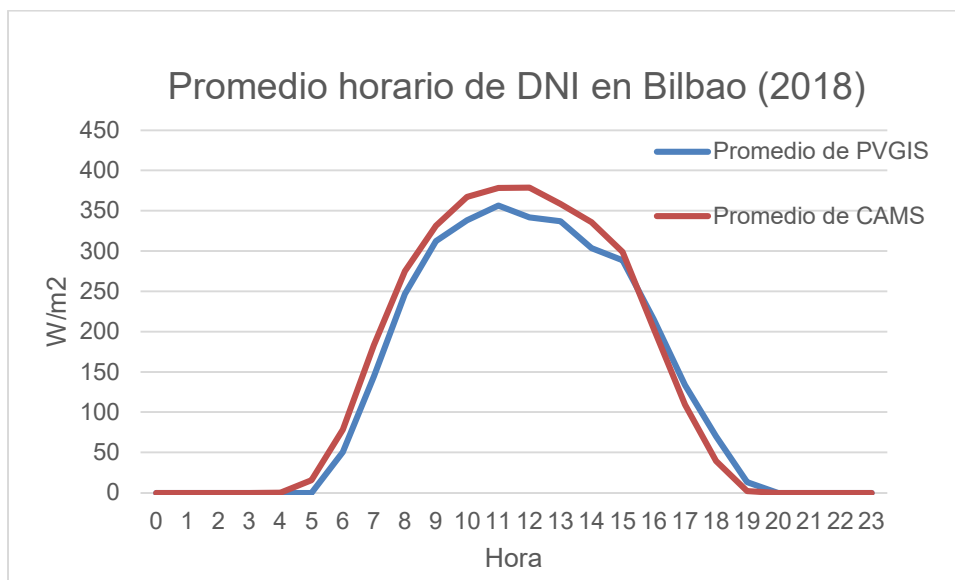
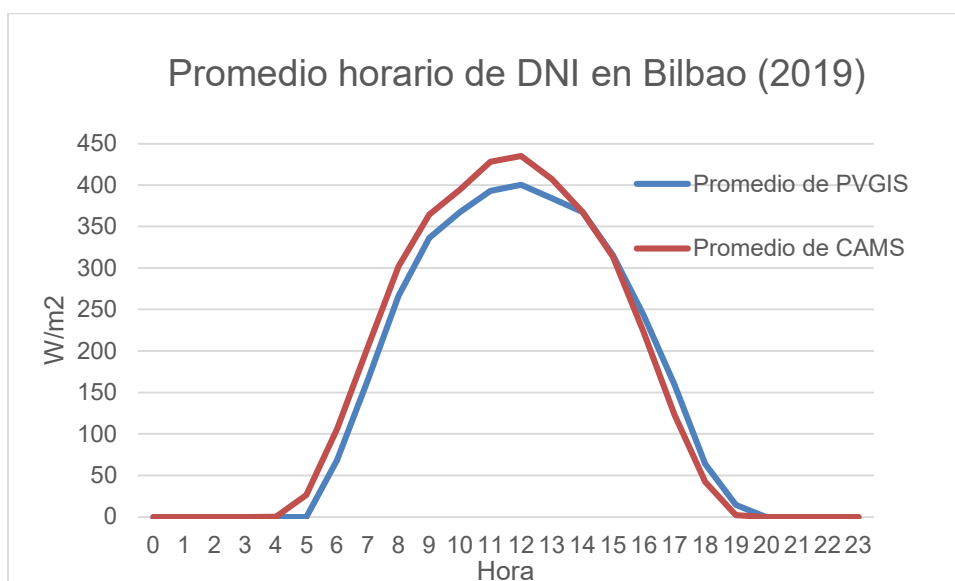
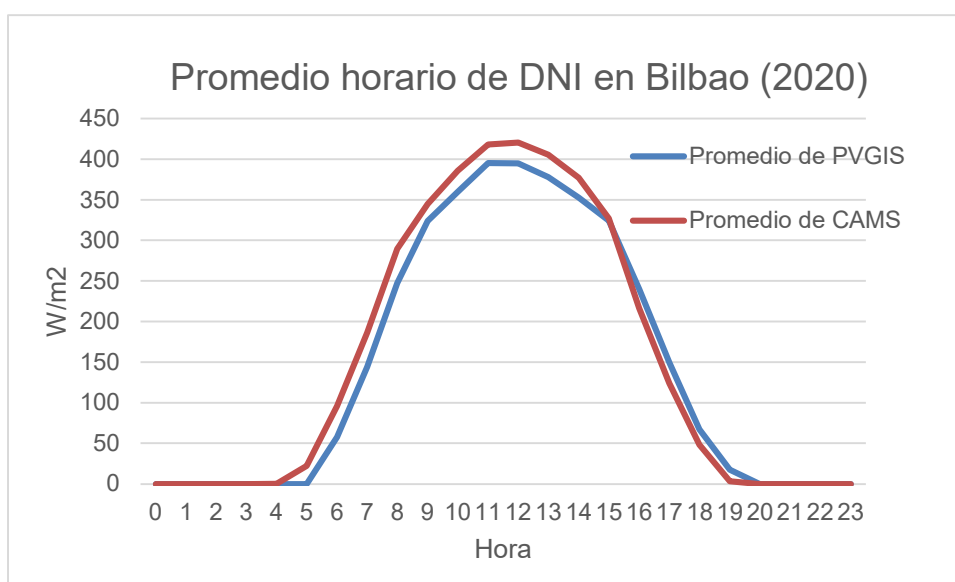


Ilustración 27. Promedio horario de DNI en Bilbao en el año 2018

**Ilustración 28. Promedio horario de DNI en Bilbao en el año 2019****Ilustración 29. Promedio horario de DNI en Bilbao en el año 2020**

En el caso de DNI por horas en Bilbao, comprobamos que CAMS obtiene valores pico mayores que PVGIS en las horas centrales del día y que durante las mañanas sus resultados también son más elevados que. Por las tardes, en cambio, en todos los casos PVGIS alcanza mayores valores de radiación directa. Es por esta razón que también los datos de GHI de CAMS son más altos a primera hora y durante las horas centrales del día, siguiendo la misma tendencia que los datos de DNI.

4.3 Resultados de la radiación en La Coruña

Por último, en este apartado se han estudiado las GHI y DNI de la ciudad de La Coruña. Como anteriormente, se han hecho los gráficos de radiación global y directa con los resultados mensuales y horarios.

4.3.1 GHI en La Coruña

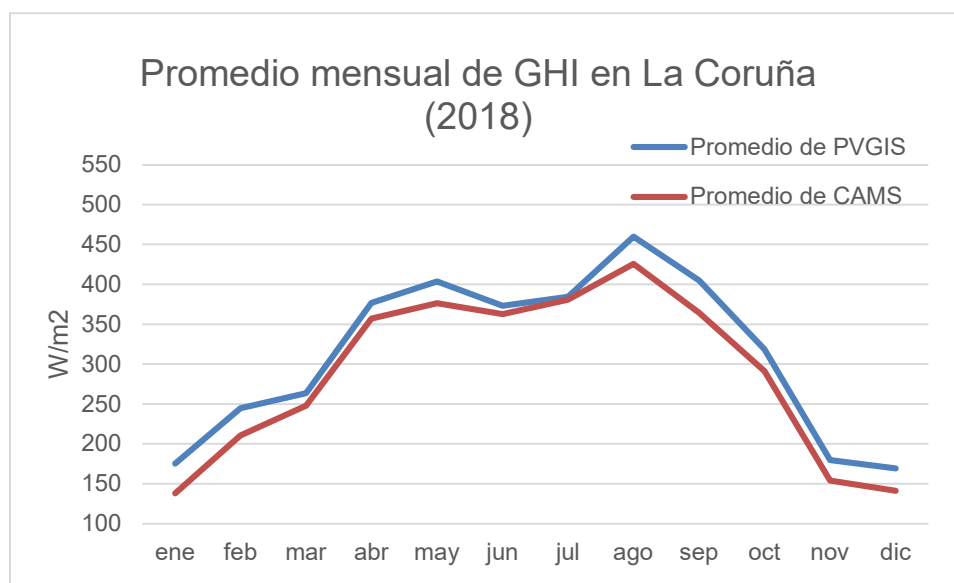


Ilustración 30. Promedio mensual de GHI en La Coruña en el año 2018

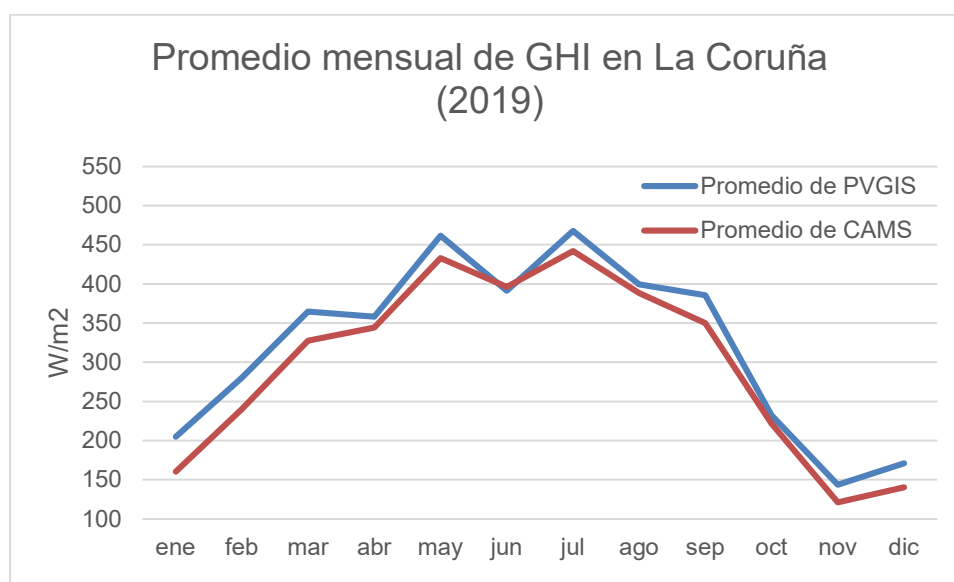


Ilustración 31. Promedio mensual de GHI en La Coruña en el año 2019

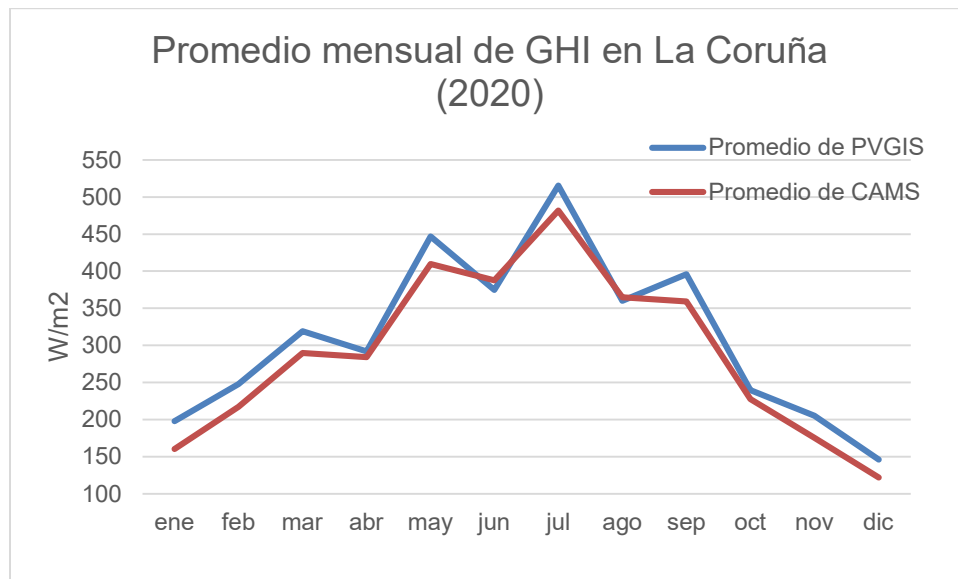


Ilustración 32. Promedio mensual de GHI en La Coruña en el año 2020

Comparando los anteriores gráficos, generalmente en 2018 se alcanzaron los valores de GHI más bajos, a pesar de ello, en los tres años analizados los resultados de GHI fueron más elevados que los obtenidos por la base de CAMS.

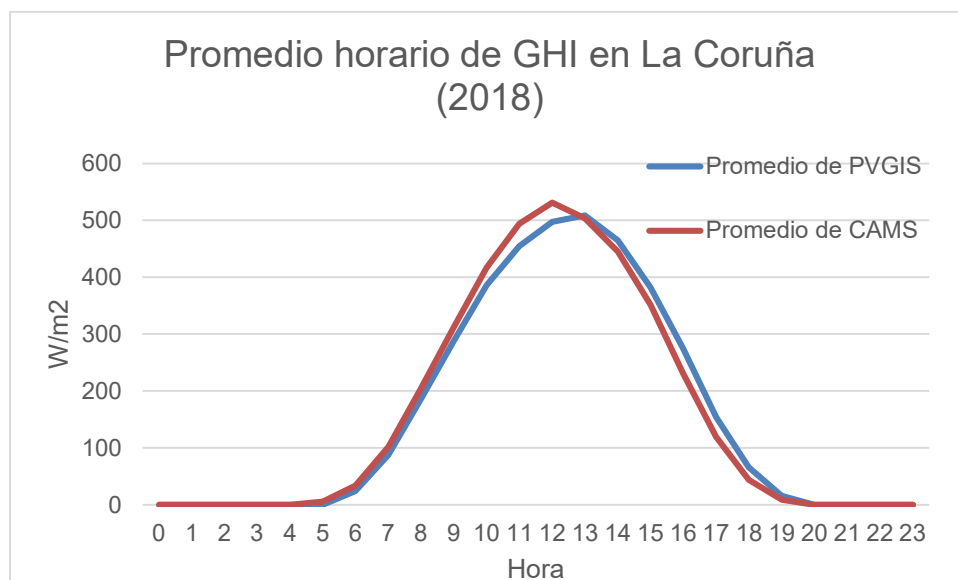
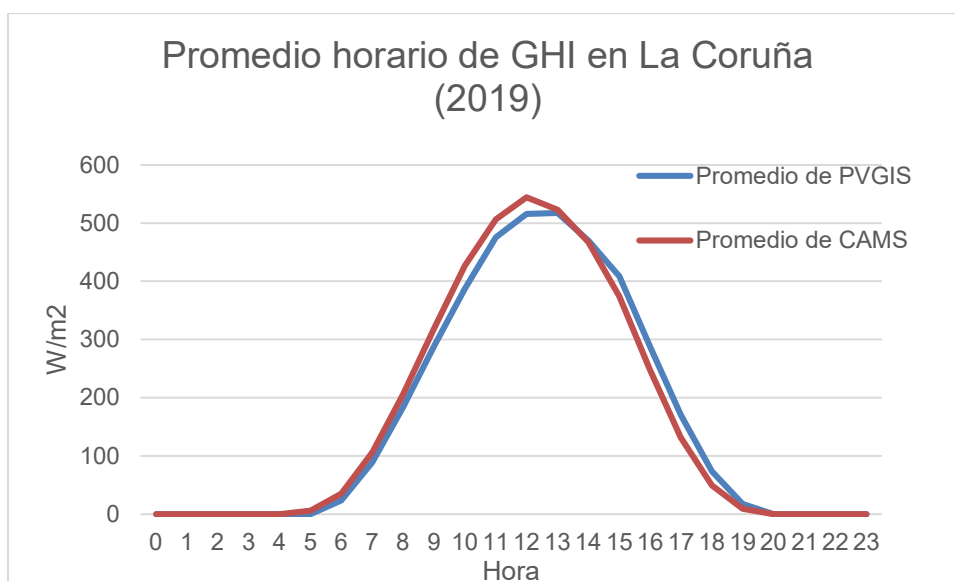
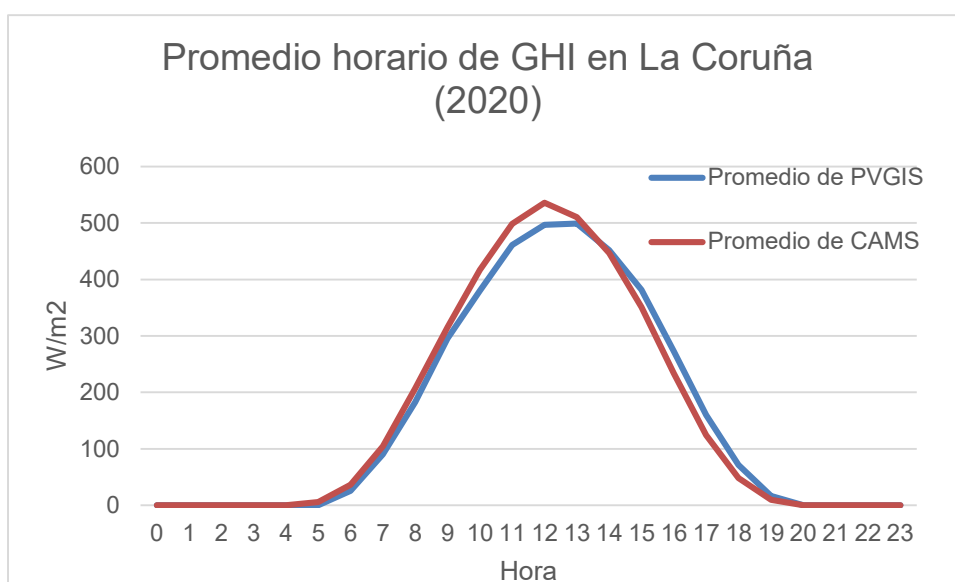


Ilustración 33. Promedio horario de GHI en La Coruña en el año 2018

**Ilustración 34. Promedio horario de GHI en La Coruña en el año 2019****Ilustración 35. Promedio horario de GHI en La Coruña en el año 2020**

Con los resultados de GHI horario de La Coruña, tal y como se ha comentado con los gráficos de Bilbao, podemos ver que durante las primeras horas del día los valores obtenidos de CAMS son ligeramente superiores que los de PVGIS, hasta las horas centrales. Después, ocurre lo contrario y hasta la noche los valores registrados por PVGIS pasan a ser los más elevados.

4.3.2 DNI en La Coruña

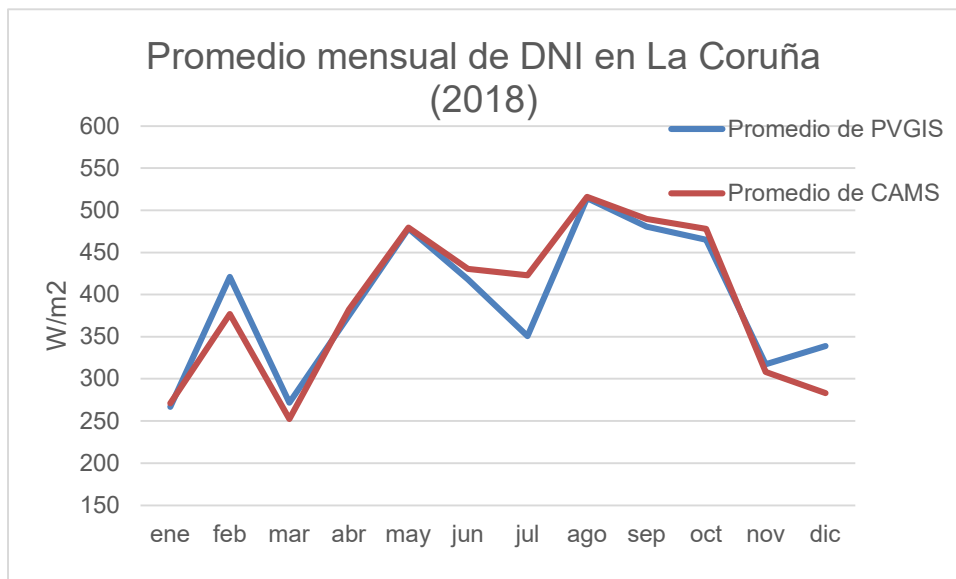


Ilustración 36. Promedio mensual de DNI en La Coruña en el año 2018

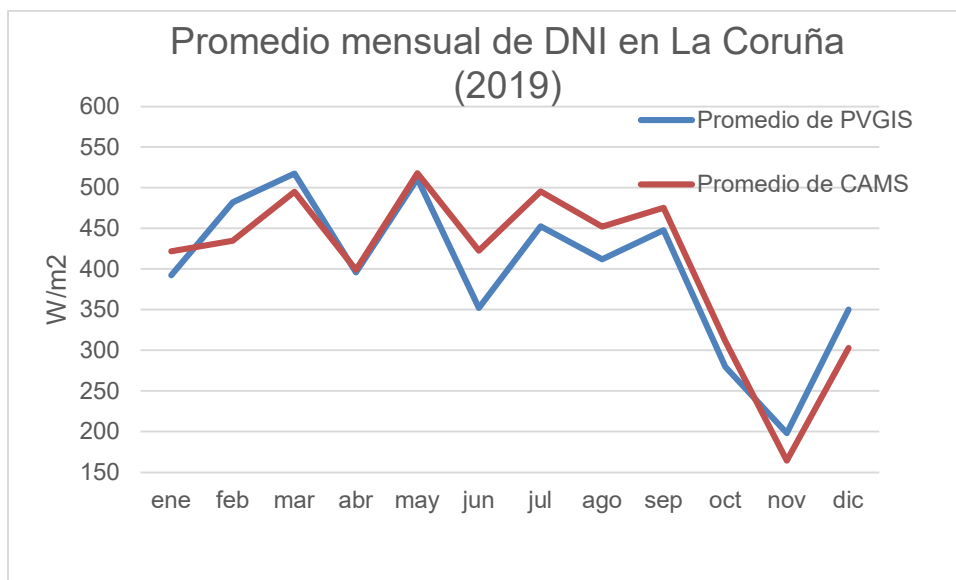


Ilustración 37. Promedio mensual de DNI en La Coruña en el año 2019

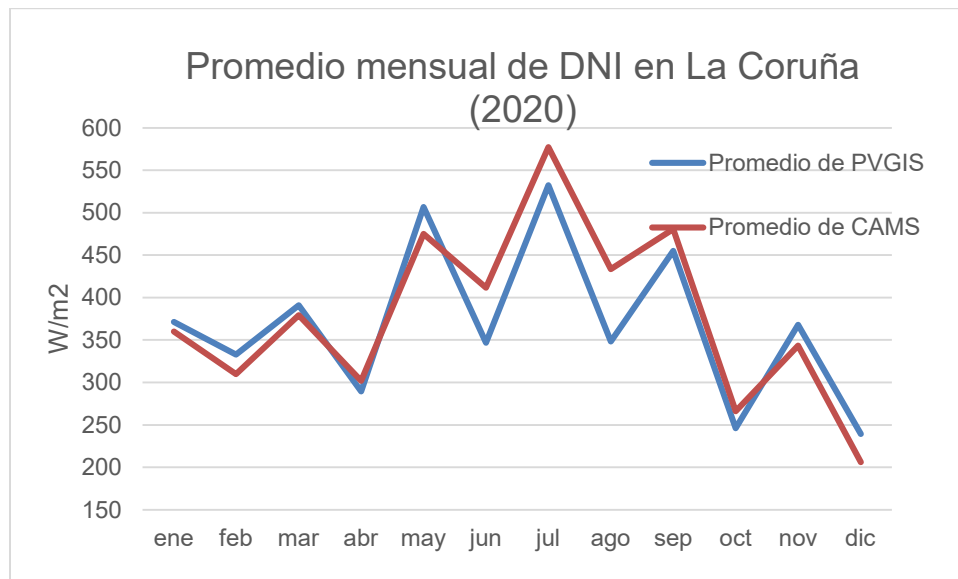


Ilustración 38. Promedio mensual de DNI en La Coruña en el año 2020

En el caso de DNI, en verano se registran valores mayores por CAMS. Sin embargo, durante el resto de meses del año, es la base de PVGIS la que alcanza mayores resultados de este tipo de radiación.

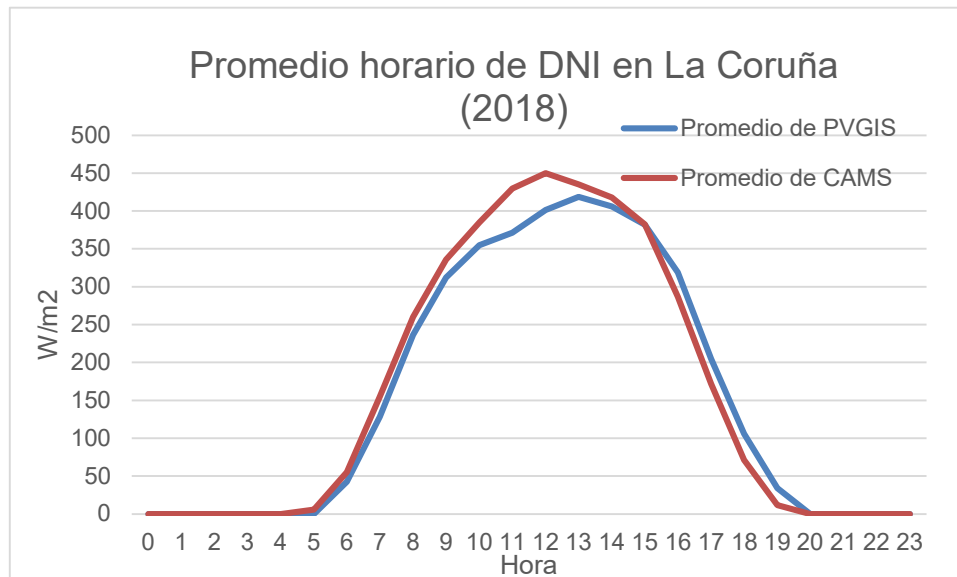


Ilustración 39. Promedio horario de DNI en La Coruña en el año 2018

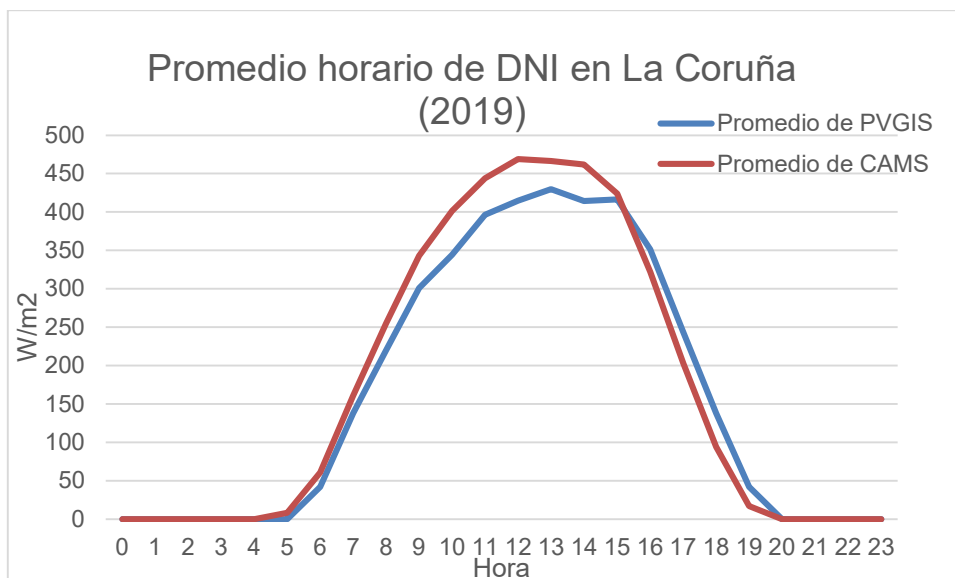


Ilustración 40. Promedio horario de DNI en La Coruña en el año 2019

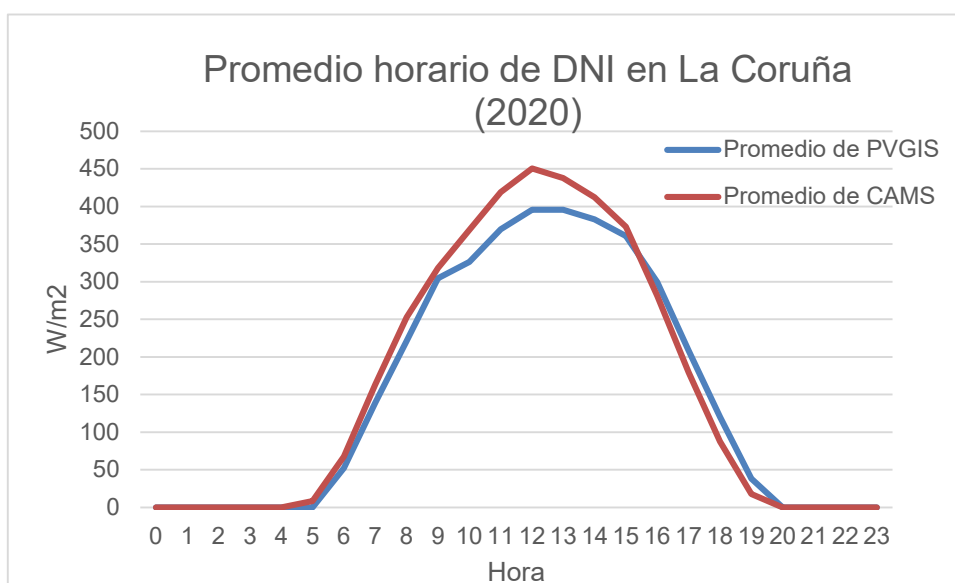


Ilustración 41. Promedio horario de DNI en La Coruña en el año 2020

En el estudio realizado por horas, los valores pico en todos los casos es mayor la alcanzada por la base de CAMS. Además, esta cuenta con una curva más uniforme que la de PVGIS. También comentar, que los valores de la segunda mitad del día son más elevados los registrados por PVGIS.

4.4 Comparación de los resultados de Jaén, Bilbao y La Coruña

Tras haber analizado las tres diferentes ciudades y haber realizado sus gráficos en varios años, en este apartado se han comparado las diferencias entre las bases de datos PVGIS y CAMS en Jaén, Bilbao y La Coruña, además de la GHI y DNI mensual y horaria de las ciudades.

A continuación, se han realizado los gráficos para observar la diferencia de los resultados de las dos bases de datos en Jaén, Bilbao y La Coruña. Se ha realizado a partir de los datos promedio de GHI de 2018, 2019 y 2020.

Los resultados negativos de la representación gráfica representan que los valores registrados por la base de CAMS son más elevados que los de PVGIS. Por el contrario, los valores positivos, indican que los resultados de PVGIS alcanzan mayores valores de GHI.

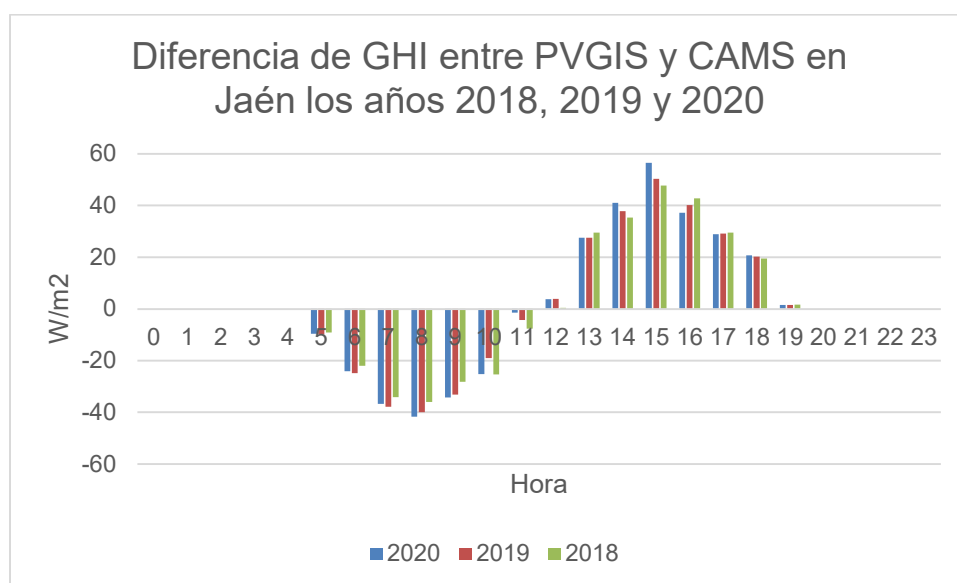


Ilustración 42. Diferencia de GHI entre PVGIS y CAMS en Jaén los años 2018, 2019 y 2020

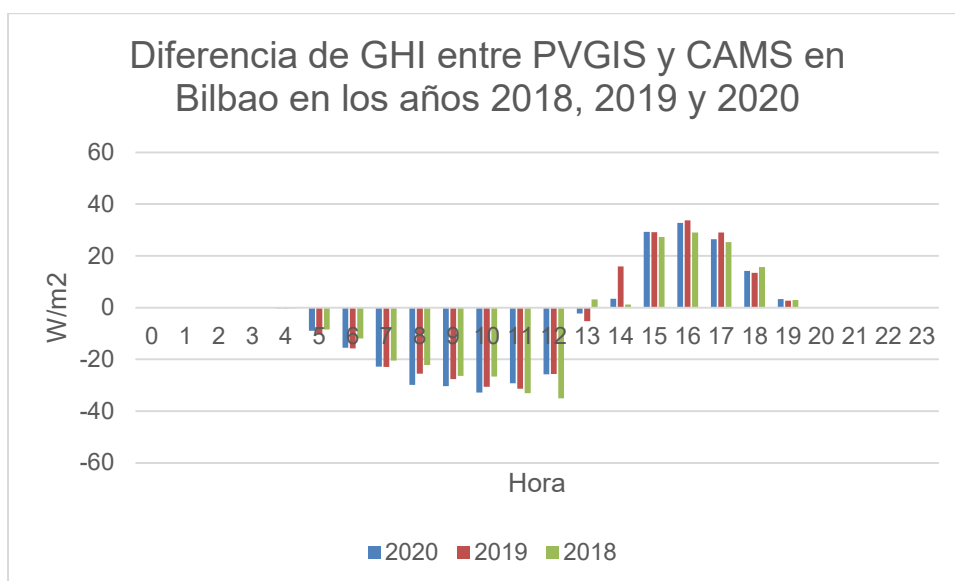


Ilustración 43. Diferencia de GHI entre PVGIS y CAMS en Bilbao los años 2018, 2019 y 2020

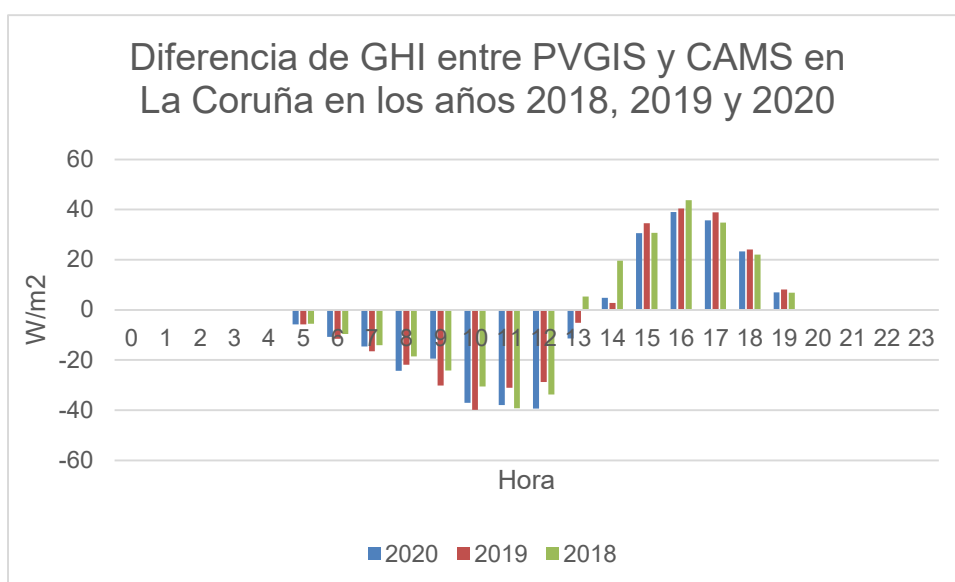


Ilustración 44. Diferencia de GHI entre PVGIS y CAMS en La Coruña los años 2018, 2019 y 2020

Estos tres gráficos representan existe una diferencia en los resultados obtenidos por PVGIS y CAMS. Sin embargo, en la mayoría de los casos dicha diferencia no supera los 40W/m². Es destacable que el pico de diferencia se da en Jaén a la 15:00.

A continuación, se han reflejado los datos de los anteriores gráficos, pero comparando las tres ciudades con el promedio de los tres años de análisis.

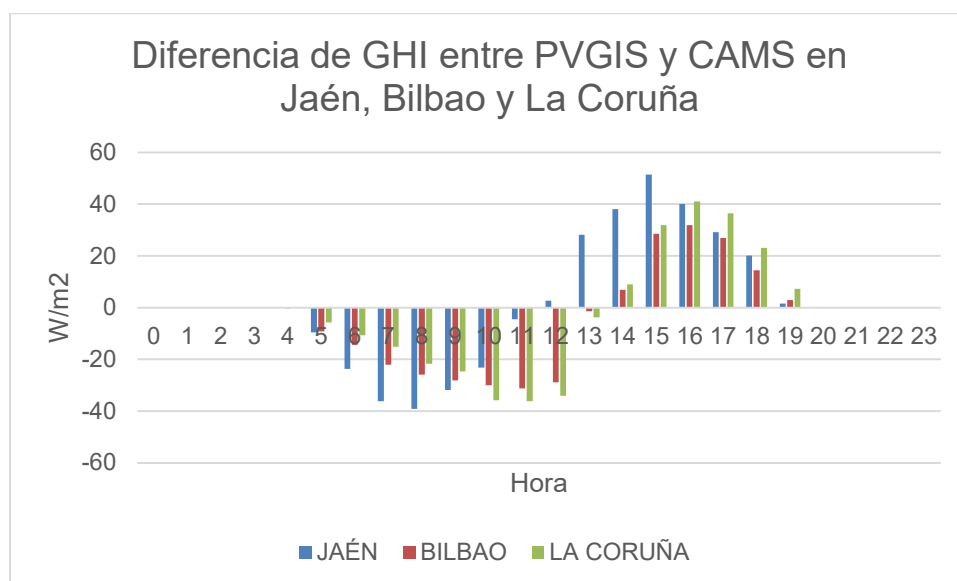


Ilustración 45. Diferencia de GHI entre PVGIS y CAMS en Jaén, Bilbao y La Coruña

A partir de este último gráfico se puede concluir que la media de diferencia menor entre PVGIS y CAMS se da en la ciudad de Bilbao. Sin embargo, en Jaén la diferencia es muy poco estable, ya que, por ejemplo, a las 11:00 o 19:00 es mínima y al contrario, a las 08:00 o 15:00 esta diferencia es la más elevada comparada con las demás ciudades.

Para seguir, en el siguiente gráfico se han reflejado los resultados medios de GHI entre PVGIS y CAMS de 2018, 2019 y 2020 de cada una de las ciudades. Dichos resultados de GHI se han obtenido eliminando los valores nulos pertenecientes las noches.

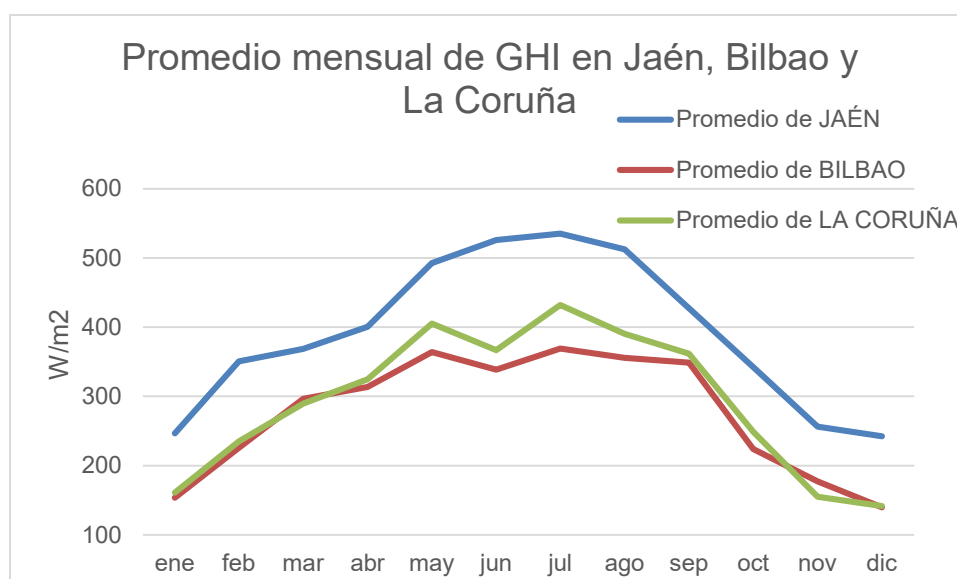
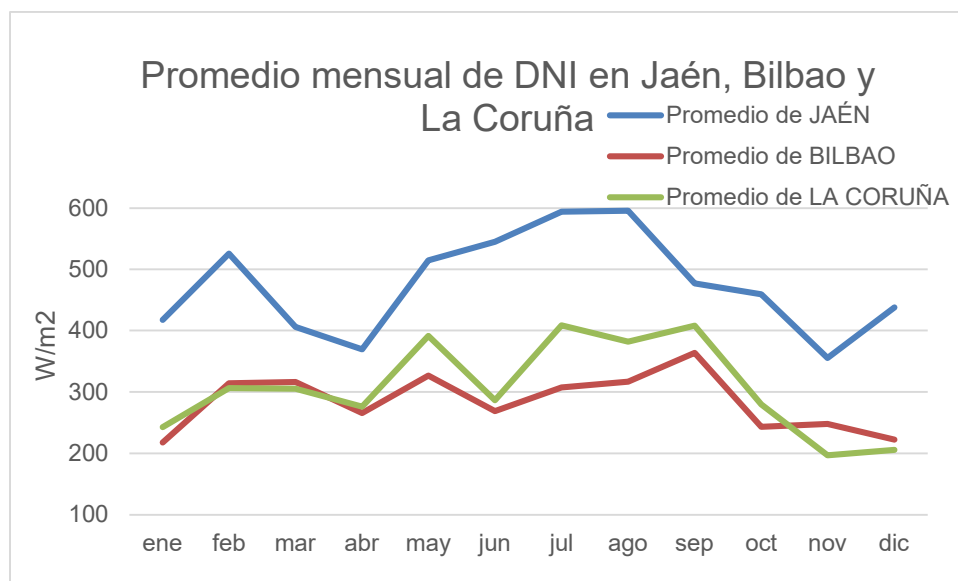
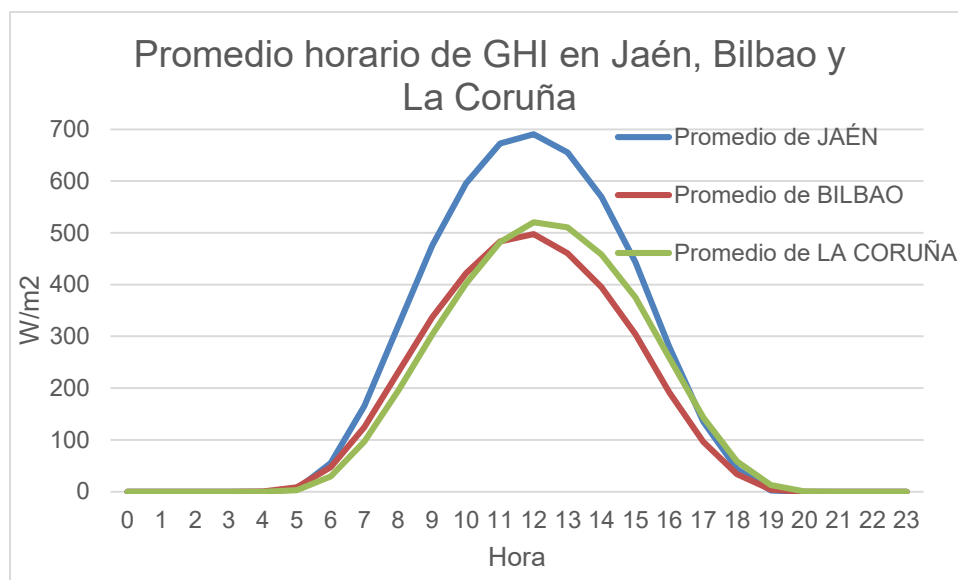


Ilustración 46. Promedio mensual de GHI en Jaén, Bilbao y La Coruña**Ilustración 47. Promedio mensual de DNI en Jaén, Bilbao y La Coruña**

Como podíamos esperar por su situación geográfica, la ciudad de Jaén es la que mayores valores de radiación, tanto GHI como DNI, registra durante el año. Sin embargo, Bilbao es la que menores resultados obtiene.

**Ilustración 48. Promedio horario de GHI en Jaén, Bilbao y La Coruña**

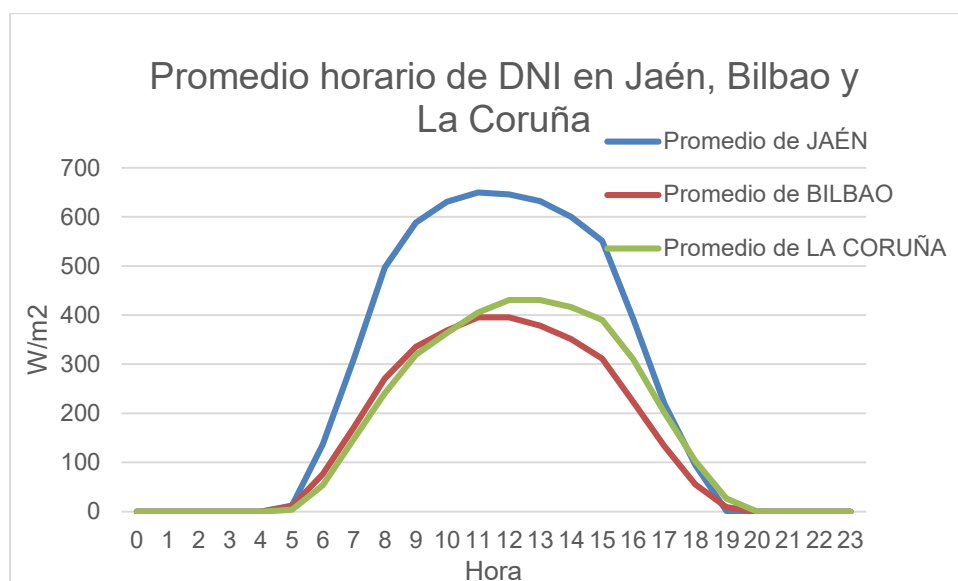


Ilustración 49. Promedio horario de DNI en Jaén, Bilbao y La Coruña

A nivel horario, al igual que a nivel mensual, Jaén alcanza la mayor radiación de las tres ciudades analizadas. También es considerable la diferencia que registra La Coruña en la hora de su valor pico alcanzado, ya que como se ve en los anteriores gráficos, la curva resulta estar trasladada hacia valores horarios más tardíos en comparación con Bilbao o Jaén.

Por último, para poder comparar las ciudades más detalladamente, se han considerado como valores representativos los resultados del pico de radiación horaria registrado y el día en el que ocurrió dicho fenómeno, el día con el promedio de resultados más elevados y el total de radiación global horizontal anual de cada lugar. Estos resultados se han reflejado en la siguiente tabla.

Ciudad	Valor pico registrado GHI			Día de promedio máximo GHI		GHI total anual kW/m²
	W/m²	Día	Hora	W/m²	Día	
Jaén	1031	15/06	12:00	587	15/06	1864
Bilbao	969	22/05	12:00	546	22/05	1327
La Coruña	951	10/07	12:00	546	10/07	1405

Tabla 4. Datos significativos de GHI en Jaén, Bilbao y La Coruña

Estos mismos valores, pero de DNI se muestran en la siguiente tabla.

Ciudad	Valor pico registrado DNI			Día de promedio máximo DNI		DNI total anual kW/m2
	W/m2	Día	Hora	W/m2	Día	
Jaén	986	27/03	12	714	15/06	2177
Bilbao	929	22/05	11	646	22/05	1273
La Coruña	904	04/05	11	632	10/07	1403

Tabla 5. Datos significativos de DNI en Jaén, Bilbao y La Coruña

4.5 Comparación de los datos medidos con los de las bases en Jaén

Como previamente se ha mencionado, los datos de radiación medidos se han obtenido de la estación meteorológica de la universidad de Jaén. Dicha estación proporciona los datos de GHI, sin embargo, no cuenta con una medida de DNI, ni de los datos suficientes como para poder calcular este parámetro. Por lo tanto, en este apartado solo se va a analizar el comportamiento de los datos de GHI de PVGIS y CAMS, en comparación con los resultados de campo.

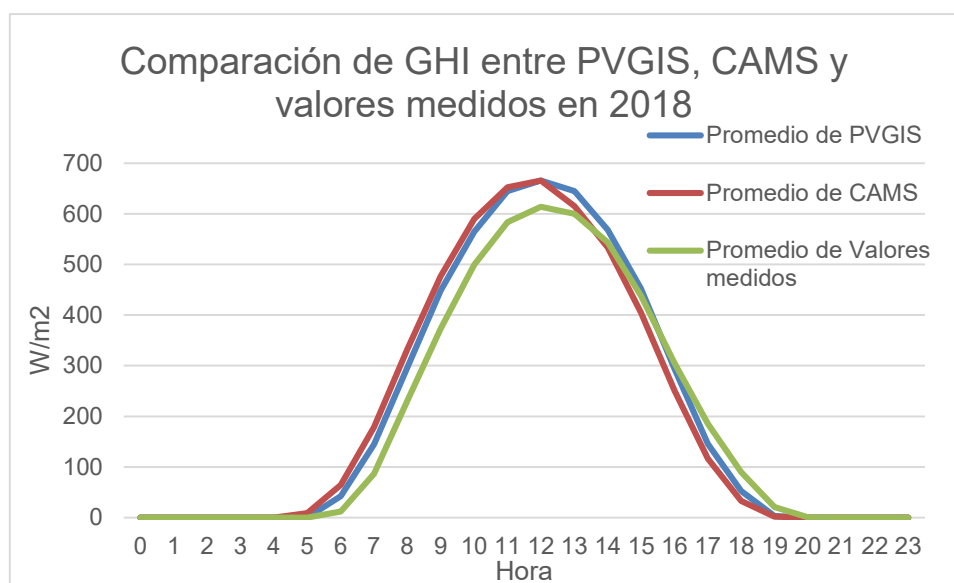


Ilustración 50. Comparación de GHI entre las bases utilizadas y los valores medidos de Jaén en el año 2018

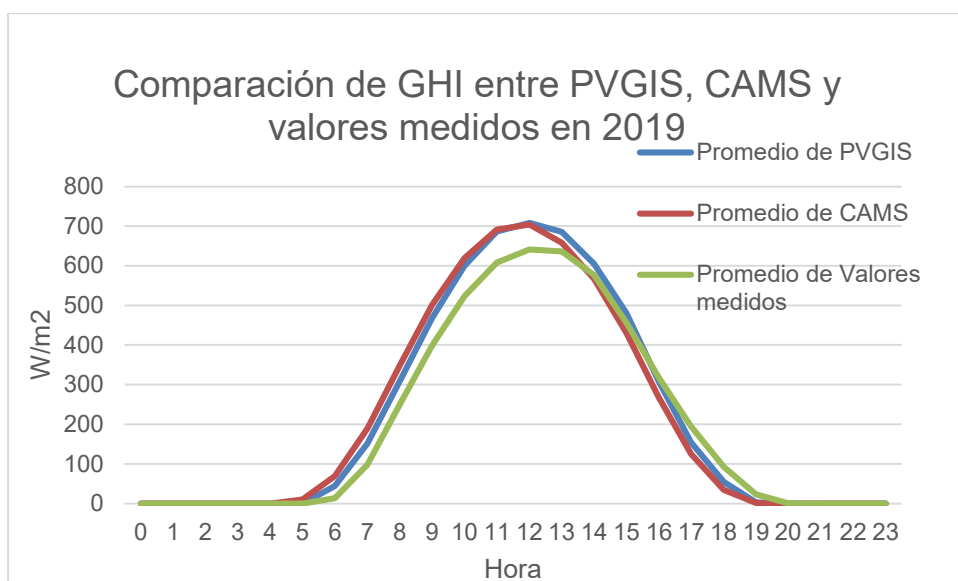


Ilustración 51. Comparación de GHI entre las bases utilizadas y los valores medidos de Jaén en el año 2019

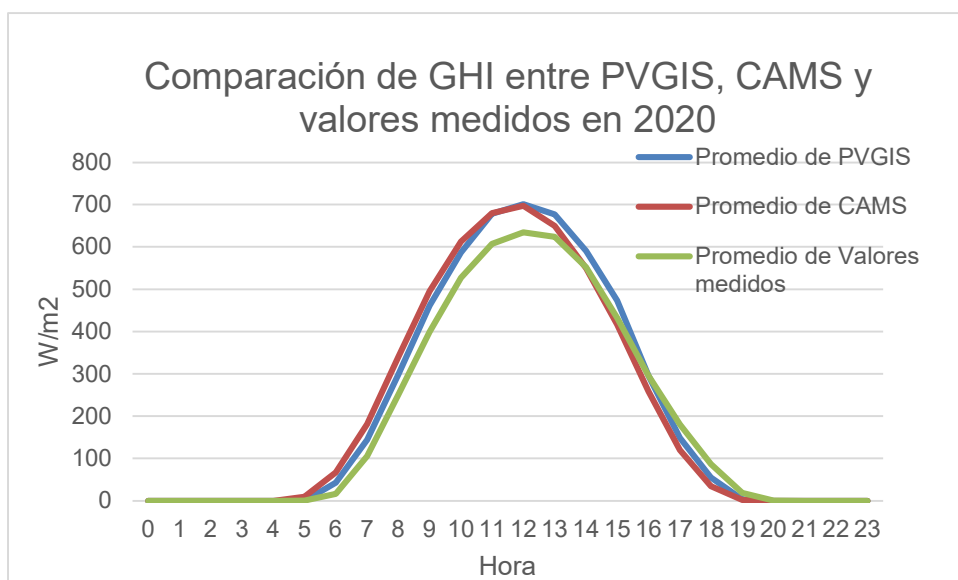


Ilustración 52. Comparación de GHI entre las bases utilizadas y los valores medidos de Jaén en el año 2020

Observando los gráficos, en los tres años analizados el resultado de los valores medidos es inferior al de PVGIS y CAMS en las horas centrales del día, sin embargo, en las horas de la tarde, desde las 4 hasta las seis, los resultados de campo son superiores a los demás en un 50,9%. Las dos bases de datos tienen la misma diferencia con los datos medidos en el mediodía. La diferencia es más grande por la mañana (21,8%), y es menor por la tarde (9,8%) teniendo en cuenta como horas representativas las 9 am y las 4 pm.

5. CONCLUSIONES

Finalmente, tras el análisis de comparación y validación de los datos de radiación en Jaén, Bilbao y La Coruña se puede demostrar que, así como los días, estudiándolos por horas tienen una tendencia clara de valores máximos de radiación en las horas centrales del día y menores el resto de las horas, los resultados mensuales no siguen una tendencia demasiado evidente. De hecho, como hemos visto en los resultados de las mismas ciudades en diferentes años, no en todos los casos los valores máximos o mínimos se han dado en los mismos meses.

Además, se ha observado que en el caso del estudio de GHI, los valores de PVGIS siempre han resultado menores a los de CAMS en los picos horarios, sin embargo, en los análisis mensuales, generalmente PVGIS registra valores superiores.

Por otro lado, en el caso de DNI por horas en Bilbao y en La Coruña los resultados cuentan con una diferencia significativa, siendo los de CAMS superiores. Sin embargo, en la ciudad de Jaén los resultados son mucho más similares y apenas se registran diferencias de radiación entre las bases durante las horas del día. Adicionalmente, por meses el comportamiento los resultados varía. En Bilbao y La Coruña en verano el DNI registrado por CAMS es más elevado, mientras que, en los meses de verano, la base que con resultados mayores es PVGIS. En el caso de Jaén, en cambio, el promedio mensual de DNI siempre es mayor el de PVGIS.

Otro dato relevante puede ser que tanto en el caso de GHI como en el de DNI por horas, los resultados se ajustan más o son más similar entre bases en Jaén. En Bilbao o La Coruña las curvas resultan ser menos similares entre PVGIS y CAMS, obteniendo una diferencia aún más notable con los datos DNI.

Por último, tratando de comparar las tres ciudades analizadas en este trabajo, Jaén es la que mayor radiación recibe, tanto GHI como DNI, mientras que Bilbao es entre ellas la que menos radiación solar obtiene.

Bibliografía

- AEMET. (s.f.). *Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT*. Obtenido de http://www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar/atlas_de_radiacion_24042012.pdf
- Agencia Andaluza de la Energía. (s.f.). *Radiación*. Obtenido de <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/glosario.php#:~:text=Irradiancia%20global%3A%20se%20puede%20entender,plano%20del%20meridiano%20del%20lugar>
- Benkler, Y. (2012). *El Pingüino y el Leviatán: Por qué la cooperación es nuestra arma más valiosa para mejorar el bienestar de la sociedad*.
- Copernicus Atmosphere Monitoring Service. (s.f.). *Regular Validation Report*. Obtenido de https://atmosphere.copernicus.eu/sites/default/files/custom-uploads/EQC-solar/CAMS2_73_2021SC1_D1.3.1-2021Q4_RAD_validation_report_MAM2021_v1.pdf
- Egler, M. (2018). *Accuracy of Solar Resource Assessments on the Basis of Publicly*. Obtenido de <http://proceedings.ises.org/paper/eurosun2018/eurosun2018-0114-Egler.pdf>
- EU Science Hub. (s.f.). *PVGIS data sources & calculation methods*. Obtenido de https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system/getting-started-pvgis/pvgis-data-sources-calculation-methods_en#ref-2-validation-of-the-satellite-based-solar-radiation-data
- European Commission. (s.f.). *Photovoltaic Geographical Information System*. Obtenido de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#TMY
- European Commission. (s.f.). *PVGIS User Manual*. Obtenido de https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system/getting-started-pvgis/pvgis-user-manual_en
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (20 de Enero de 2020). *Gobierno de España*. Obtenido de Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 : <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>
- NREL. (s.f.). *Solar Resource Glossary*. Obtenido de <https://www.nrel.gov/grid/solar-resource/solar-glossary.html#directnormalirradiance>
- Psiloglou, B., Kambezidis, H., Kaskaoutis, D., Karagiannis, D., & Polo, J. (2018). *Comparison between MRM simulations, CAMS and PVGIS databases with measured solar radiation components at the Methoni station, Greece*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148119310845#>

Red Eléctrica de España. (18 de Marzo de 2022). *REE*. Obtenido de La potencia instalada de solar fotovoltaica en España aumenta casi un 30% en 2021:
<https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2022/03/potencia-instalada-solar-fotovoltaica-en-espana-aumenta-casi-un-30-por-ciento-en-2021>

Stein, J. S., Hansen, C. W., & Reno, M. J. (1 de Marzo de 2012). *Sandia National Laboratories*. Obtenido de Global Horizontal Irradiance Clear Sky:
<https://www.osti.gov/servlets/purl/1039404/>

The European Centre for Medium-Range Weather Forecasts. (s.f.). *CAMS solar radiation time-series: data documentation*. Obtenido de
<https://confluence.ecmwf.int/display/CKB/CAMS+solar+radiation+time-series%3A+data+documentation>

The European Centre for Medium-Range Weather Forecasts. (s.f.). *ECMWF*. Obtenido de
<https://www.ecmwf.int/en/about>

Universidad de Jaén. (s.f.). *Histórico de datos de la estación meteorológica*. Obtenido de
<http://www.ujaen.es/dep/fisica/estacion/historico1.html>

Velasco, J. G. (2009). *Energías renovables*. Editorial Reverte.