



Universidad de Jaén

Centro de Estudios de Postgrado

**ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL
HORIZONTE SOBRE LA
RADIACIÓN SOLAR MEDIANTE
EL ESTUDIO DE DATOS DE
PVGIS EN DISTINTAS
LOCALIDADES DE ESPAÑA**

Alumno/a: Poulet Esquiroz, Jon Charles

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

Diciembre, 2023

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	3
2. MARCO TEÓRICO	4
2.1. LA RADIACIÓN SOLAR Y EL ESPECTRO DEL SOL.....	4
2.1.1. CONCEPTO DE RADIACIÓN SOLAR	4
2.1.2. CUERPO NEGRO	5
2.2. ÁNGULOS SOLARES, COMPONENTES Y CÁLCULO DE LA RADIACIÓN	6
2.2.1. ÁNGULOS SOLARES	6
2.2.1.1. Movimiento del sol	6
2.2.1.2. Posición del sol.....	7
2.2.2. COMPONENTES DE LA RADIACIÓN SOLAR.....	8
2.2.3. CÁLCULO DE LA IRRADIANCIA	9
2.3. INSTRUMENTACIÓN PARA LA MEDICIÓN DE RADIACIÓN SOLAR	11
2.4. BASES DE DATOS DE RADIACIÓN SOLAR	12
2.4.1. TIPOS DE BASES DE DATOS DE RADIACIÓN SOLAR	12
2.4.2. CONSIDERACIONES CLAVE A TENER EN CUENTA CON LAS BASES DE DATOS.....	13
2.4.3. EJEMPLOS DE BASES DE DATOS	13
2.4.3.1. Baseline Surface radiation Network (BSRN)	13
2.4.3.2. Measurement and Instrumentation Data Center (MIDC).....	14
2.4.3.3. Agencia Española de Meteorología (AEMET)	14
2.4.3.4. HelioClim-3.....	15
2.4.3.5. Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS)	15
2.4.3.6. Global Solar Atlas.....	15
2.4.3.7. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)	16
2.4.3.7.1. Inputs y outputs en PVGIS	16
2.4.3.7.2. Horizonte local.....	16
2.4.3.7.3. Bases de datos	17
2.4.3.7.4. Herramientas	19
3. METODOLOGÍA.....	19
3.1. SELECCIÓN DE LAS LOCALIZACIONES PARA LA INVESTIGACIÓN	19
3.1.1. A CORUÑA	20
3.1.2. ÁVILA.....	20
3.1.3. CÁCERES.....	20
3.1.4. CUENCA.....	20

3.1.5.	ÉIBAR	21
3.1.6.	GIJÓN	21
3.1.7.	GIRONA	21
3.1.8.	GRANADA	21
3.1.9.	HUELVA	21
3.1.10.	HUESCA	21
3.1.11.	JAÉN	21
3.1.12.	SORIA.....	21
3.1.13.	VALENCIA	21
3.2.	RECOPIACIÓN DE LOS DATOS DE CADA UBICACIÓN	22
3.3.	ACONDICIONAMIENTO DE LOS DATOS Y CÁLCULOS	23
3.3.1.	ACONDICIONAMIENTO DE DATOS	23
3.3.2.	PROCESO DE LOS CÁLCULOS	23
3.4.	GRÁFICO DEL HORIZONTE	25
4.	RESULTADOS	27
4.1.	COMPARACIÓN DE DE RADIACIÓN EN LAS DIFERENTES LOCALIDADES	27
4.1.1.	A CORUÑA.....	28
4.1.2.	ÁVILA.....	28
4.1.3.	CÁCERES.....	29
4.1.4.	CUENCA.....	30
4.1.5.	ÉIBAR.....	30
4.1.6.	GIJÓN	31
4.1.7.	GIRONA	31
4.1.8.	GRANADA.....	32
4.1.9.	HUELVA	32
4.1.10.	HUESCA	33
4.1.11.	JAÉN	33
4.1.12.	SORIA.....	34
4.1.13.	VALENCIA	34
4.1.14.	COMPARACIÓN GRÁFICA DE LOS RESULTADOS.....	35
4.2.	REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL HORIZONTE	37
5.	CONCLUSIONES.....	40
6.	BIBLIOGRAFÍA.....	42

1. INTRODUCCIÓN

La transición hacia fuentes de energía más sostenibles y respetuosas con el medio ambiente se ha convertido en uno de los temas más importantes en la agenda energética global en la última década. Esta transición hacia las energías renovables se ha dado por varios motivos, como la dependencia de exportación energética de otros países, la necesidad de generación de energía in situ, la conciencia medioambiental que la sociedad está desarrollando o, en los últimos años, los conflictos políticos que han surgido en Europa.

En este contexto España, ha experimentado un cambio significativo en cuanto al avance y la utilización de estas energías renovables para la generación eléctrica, el cual no solo ha sido impulsado por la conciencia sobre la importancia de combatir el cambio climático, sino también por una serie de políticas gubernamentales y regulatorias que promueven la inversión en este tipo de energías. Por ejemplo, la Ley 17/2021 de Cambio Climático y Transición Energética de la que cuelgan las políticas de descarbonización en España en los distintos sectores [UNEF, 2022].

Concretamente, en los últimos años la energía solar fotovoltaica fue una de las energías que más ha crecido tanto nacional como internacionalmente. En 2021 continuó siendo líder en las tecnologías de generación instaladas a nivel mundial, tanto entre las renovables como las no renovables; 175 GW instalados con un incremento del 21% frente al año anterior. El año 2021 también fue un año histórico para el sector fotovoltaico en España, alcanzando los 3,5 GWp instalados en plantas de suelo, lo cual significó un crecimiento del 21% frente a los 2,9 GWp del 2020 que también fue un buen año. Además, el autoconsumo tuvo año record, ya que la potencia instalada aumentó hasta los 1.203 MWn, suponiendo un aumento de más del 100% respecto al 2020 [UNEF, 2022].

En el mundo de la energía solar fotovoltaica, antes de realizar cualquier proyecto de instalación, es imprescindible realizar un análisis del potencial energético de la ubicación. Para ello se utilizan bases de datos históricos de la zona, tanto datos medidos en estaciones a través de instrumentación, como datos recopilados a través de satélites y almacenados en línea. Aunque lo frecuente para este tipo de análisis suele ser el uso de bases de datos recopiladas a través de satélites, ya que, al contrario que las que se han recopilado mediante instrumentación en estaciones meteorológicas, no necesitan tanto mantenimiento, cubren mayor área de la superficie global y tienen una mayor disponibilidad de datos.

Para realizar el análisis del potencial energético de una posible instalación de una zona en concreto, es imprescindible tener los datos de radiación solar de dicho lugar, por lo tanto también es imprescindible saber cómo le afectan a la radiación solar diferentes aspectos, como la atmosfera y su composición, la inclinación del terreno, el clima o el horizonte.

Así mismo, por un lado, en este trabajo se presenta un investigación de cómo puede afectar el horizonte en la radiación solar en distintos lugares de España para cuantificar el porcentaje de radiación que se deja de ganar al tener en cuenta el horizonte local. Por otro lado, se ha creado una imagen representativa del horizonte para las localizaciones en las que se han obtenido resultados más significativos; con el fin de investigar si es posible crear una imagen semejante al horizonte mediante cálculos horarios de ángulos solares y datos de radiación.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. LA RADIACIÓN SOLAR Y EL ESPECTRO DEL SOL

2.1.1. CONCEPTO DE RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar es la energía electromagnética emitida por el sol que depende de distintos parámetros como la temperatura del ambiente, la composición de la atmósfera que atraviesa, la geometría del objeto que la recibe o la distancia desde donde se emite. Esa radiación solar se convierte en energía eléctrica gracias a los módulos fotovoltaicos mediante el efecto fotoeléctrico [PVEducation - Chapter 2.1 - Basics of Light, s.f.].

La radiación como concepto al fin y al cabo es luz, es decir, un paquete de energía que se considera como fotones. Estos fotones tienen una característica especial y se trata de la dualidad de una partícula de luz, es decir, se pueden comportar como ondas o como partículas depende del medio por donde se propaguen o del fenómeno físico al que se enfrenten.

En la rama de la energía solar fotovoltaica, la radiación solar (la luz) se considera una onda electromagnética, por lo tanto, también tiene las características que una onda convencional, como la amplitud, la frecuencia, la velocidad de propagación, la longitud o el periodo de la onda.

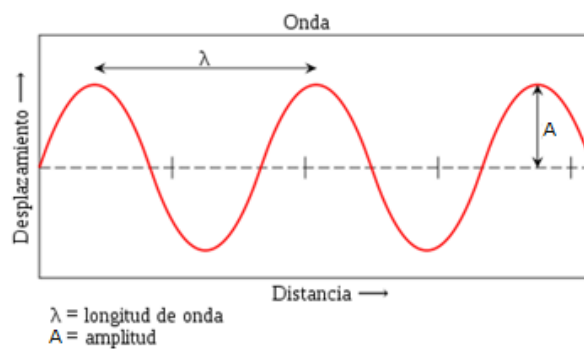


Figura 1. Onda convencional y sus parámetros.

Además, como cualquier onda electromagnética, se clasifica en los distintos tipos según su frecuencia y su longitud de onda.

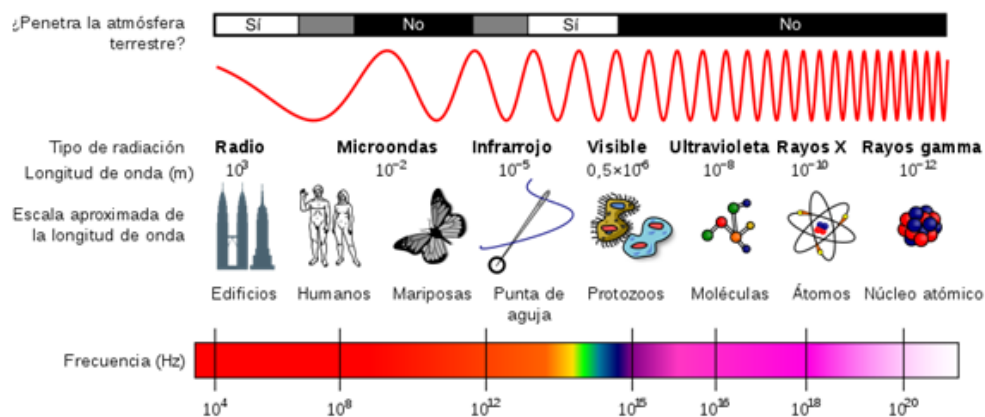


Figura 2. Clasificación de los tipos de ondas según su frecuencia y longitud.

Cabe mencionar además, que la longitud de onda y la frecuencia están de manera inversamente proporcional relacionadas, es decir, a mayor frecuencia menor longitud de onda. Pero si hablamos de energía, pasa totalmente lo contrario, la energía esta proporcionalmente relacionada con la frecuencia, a mayor frecuencia más energía.

Para saber la energía de cada fotón se utiliza la ecuación de Einstein, que dice que la energía de un fotón únicamente depende de su longitud de onda, ya que se considera la luz siempre tiene la misma velocidad.

$$E = h \cdot \frac{c}{\lambda} \quad (1)$$

Siendo:

- Energía del fotón (E).
- Constante de Planck (h).
- Velocidad de la luz ©.
- Longitud de onda (λ).

2.1.2. CUERPO NEGRO

Para entender como radia un cuerpo (el sol, una bobilla...) se utiliza el concepto de cuerpo negro, que no es otra cosa que un cuerpo que absorbe toda la radiación que se incide sobre él y emite una radiación dependiendo de su temperatura [PVEducation - Chapter 2.2 - Blackbody Radiation, s.f.].

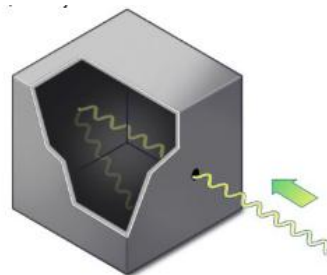


Figura 3. Cuerpo negro.

Para cuantificar cuanta energía emite un cuerpo negro se utiliza la ley de radiación de Planck.

$$E = \frac{2 \cdot \pi \cdot h \cdot c^2}{\lambda^5} \cdot \frac{1}{e^{\frac{h \cdot c}{K_B \cdot T \cdot \lambda}} - 1} \quad (2)$$

Donde:

- Energía emitida (E).
- Constante de Planck (h).
- Velocidad de la luz ©.
- Longitud de onda (λ).
- Temperatura (T).
- Constante de Boltzman (K_B).

2.2. ÁNGULOS SOLARES, COMPONENTES Y CÁLCULO DE LA RADIACIÓN

2.2.1. ÁNGULOS SOLARES

2.2.1.1. Movimiento del sol

A causa de los movimientos de la tierra de rotación y traslación a lo largo de todo un año, se crea un efecto aparente de que el sol es el que se mueve de manera diferente durante de dicho periodo de tiempo.

Dichos movimientos de la tierra, hacen que en invierno el sol esté más bajo y que los días sean más cortos, por lo tanto, haya menos radiación solar durante los días. En verano pasa totalmente lo contrario, los días duran más y el sol está más alto, por lo que la radiación solar es mayor. Esto puede ser interesante ya que depende de la altura del sol la producción de una instalación puede verse más afectada o no por el horizonte solar que la rodea.

Dados estos movimientos, es necesario definir unos conceptos para determinar posteriormente ángulos sobre la posición del sol (zenit, elevación, azimut...) que más adelante se utilizan para realizar cálculos de radiación [PVEducation - Chapter 2.4 - Terrestrial Solar Radiation-Solar Time, s.f.].

LST: Se trata de la hora solar local.

$$LST = LT + \frac{TC}{60} \quad (3)$$

LT: Es la hora local, que suele variar de la hora solar local (LST) debido la excentricidad de la tierra, a los ajustes horarios y las zonas horarias que ha definido el ser humano.

LSTM: Es el meridiano que se utiliza como referencia para una zona horaria determinada.

$$LSTM = 15^\circ \cdot \Delta T_{UTC} \quad (4)$$

Siendo ΔT_{UTC} la diferencia de la hora local (LT) respecto al tiempo universal coordinado (UTC).

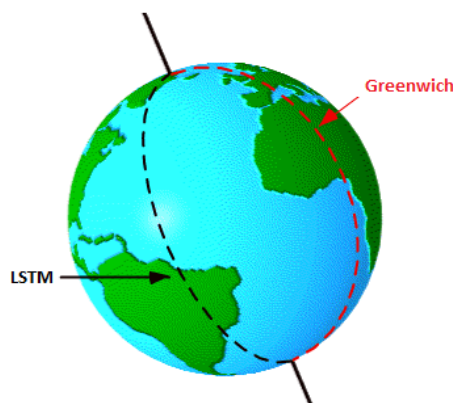


Figura 4. Meridianos de referencia horaria.

EoT: Se trata de la ecuación del tiempo (en minutos) que corrige la excentricidad de la órbita terrestre y la inclinación axial de la tierra.

$$EoT = 9,87 \cdot \sin(2B) - 7,53 \cdot \cos(B) - 1,5 \cdot \sin(B) \quad (5)$$

$$B = (i - 81) \cdot \frac{360}{365} \quad (6)$$

Siendo i el número que le corresponde al día del año en.

TC: Es el factor neto de corrección horaria (en minutos) y tiene en cuenta la variación de la hora solar local (LST) dentro de una zona horaria debido a las variaciones de longitud dentro de esa zona horaria. También, incorpora el EoT y se multiplica por 4, ya que, la tierra tarda 4 minutos en rotar 1° .

$$TC = 4 \cdot (Longitud - LSTM) + EoT \quad (7)$$

HRA: Se trata del ángulo horario y convierte la hora solar local (LST) en el número de grados que el sol se desplaza por el cielo. En esencia, el ángulo horario es de 0° al mediodía solar. Dado que la Tierra gira 15° por hora, cada hora que se aleja del mediodía solar corresponde a un movimiento angular del sol en el cielo de 15° . Cabe mencionar que, por la mañana, el ángulo horario es negativo; por la tarde, es positivo.

$$HRA = 15 \cdot (LST - 12) \quad (8)$$

2.2.1.2. Posición del sol

Para poder realizar cálculos sobre la radiación que va a incidir sobre un sistema fotovoltaico por ejemplo, es importante entender la posición del sol y por consiguiente conocer tres ángulos que nos indican dicha posición.

Ángulo de Declinación (δ): Se trata del ángulo entre el ecuador y una línea trazada desde el centro de la tierra hasta el centro del sol. Varía estacionalmente a debido a la inclinación que tiene el planeta Tierra sobre su propio eje y a la rotación que lleva a cabo alrededor del sol. En invierno y verano llega a su máximo ángulo $\pm 24,45^\circ$ y en otoño y primavera es 0° [PVEducation – Chapter 2.4 - Terrestrial Solar Radiation - Declination Angle, s.f.].

$$\delta = -23,45 \cdot \cos((i + 10)) \cdot \frac{360}{365} \quad (9)$$

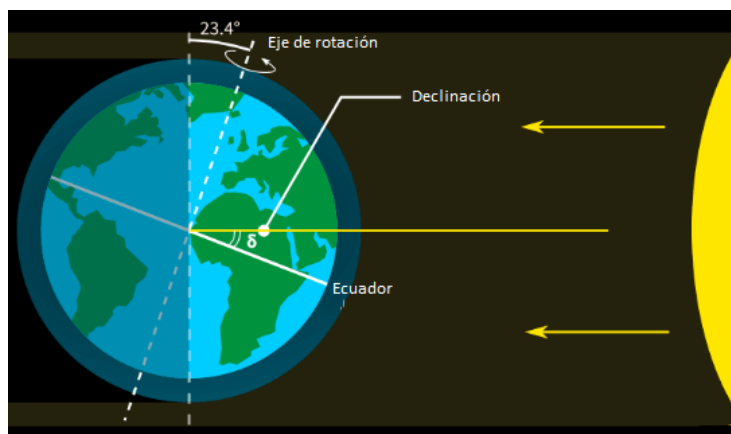


Figura 5. Ángulo de declinación.

Ángulo de Elevación (α): Es la altura angular del sol en el cielo medida respecto al horizonte. La elevación es de 0° al amanecer, y llega a su máximo cuando es medio día solar [PVEducation -

Chapter 2.4 - Terrestrial Solar Radiation - Elevation Angle, s.f.]. Se puede estimar el ángulo de elevación frente al mediodía solar.

$$\alpha = 90 - \varphi + \delta \quad (10)$$

Siendo φ la latitud de la ubicación en la que se decide calcular. Aun así, para un análisis más exhaustivo o unos cálculos más precisos muchas veces requiere saber el ángulo de elevación según la hora del día.

$$\alpha = \sin^{-1}(\sin(\delta) \cdot \sin(\varphi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(HRA)) \quad (11)$$

Azimuth: Se trata del ángulo que dicta la dirección por dónde viene el sol. Se podría denominar también como ángulo que hay entre la dirección del norte y la proyección del sol en el suelo, además, varía con la latitud y la época del año [PVEducation – Chapter 2.4 - Terrestrial Solar Radiation - Azimuth Angle, s.f.].

$$\beta = \cos^{-1}\left(\frac{\sin(\delta) \cdot \cos(\varphi) - \cos(\delta) \cdot \sin(\varphi) \cdot \cos(HRA)}{\cos(\alpha)}\right) \quad (12)$$

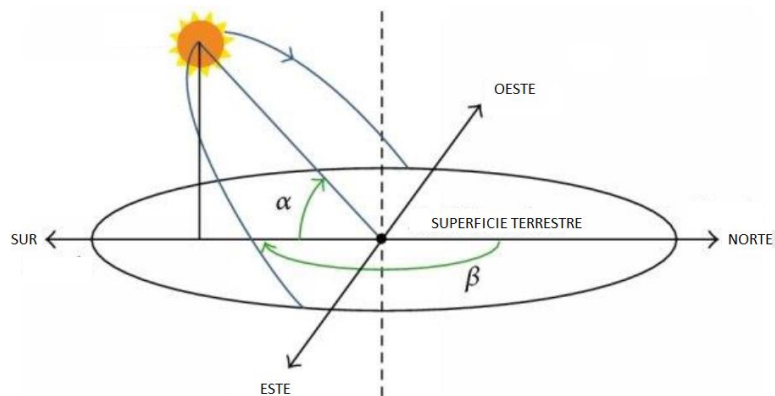


Figura 6. Ángulos de elevación y azimut.

2.2.2. COMPONENTES DE LA RADIACIÓN SOLAR

Para saber cuáles son los componentes de la radiación solar es necesario conocer la diferencia entre los conceptos de radiación e irradiancia. La irradiancia se define como la incidencia de potencia por unidad de área y se mide en vatios por metro cuadrado [W/m^2], radiación en cambio, hace referencia a la energía acumulada en una unidad de área durante un periodo concreto y se mide en vatios-hora por metro cuadrado [$W \cdot h/m^2$]. Es decir, cuando se hace referencia a la irradiancia, se habla de un momento concreto, mientras que si se habla de radiación, se habla de un periodo de tiempo en concreto [Helio Esfera, 2021].

Cuando la radiación llega a la superficie terrestre, sufre cambios debido a la atmósfera y esto hace que dicha radiación se divida en varios componentes. Entre ellos se encuentra la parte de la radiación reflejada por las nubes, la parte reflejada por la atmósfera, la parte absorbida por la atmósfera y sus gases, la parte que llega directamente a la superficie terrestre, la parte difusa que previamente ha atravesado las nubes y la atmósfera y por último la parte reflejada por el suelo o más conocida por albedo [PVEducation - Chapter 2.4 - Terrestrial Solar Radiation - Atmospheric Effects, s.f.].

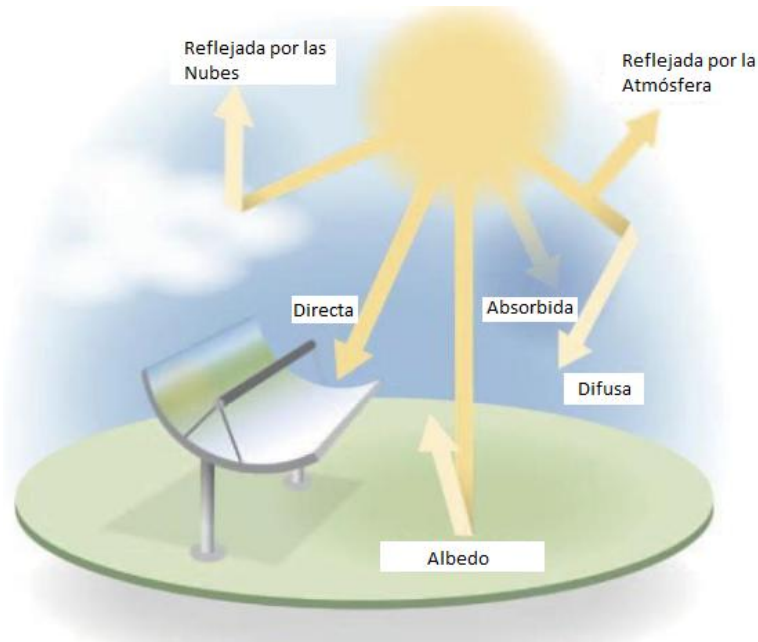


Figura 7. Componentes de la radiación.

Irradiancia Directa Normal (DNI): Se trata de la radiación solar o haz de sol que llega directamente desde el disco solar, que va a una superficie perpendicular y no ha sido dispersada por la atmósfera.

Irradiancia Horizontal Difusa (DHI): Se refiere a toda la radiación que ha sido dispersada por las nubes, la atmósfera... Incluye también la que ha sido dispersada por las moléculas o más (conocido como el Efecto Rayleigh), por los aerosoles (también conocido como Efecto Mie) y por las nubes.

Irradiancia Horizontal Global (GHI): Se trata de la suma geométrica del componente directo y el difuso.

$$GHI = DNI \cdot \cos(\text{Zenit}) + DHI \quad (13)$$

Siendo,

$$\text{Zenit} = 90 - \alpha \quad (14)$$

Irradiancia Global Inclinada (POA): Es la suma geométrica en una superficie inclinada de los componentes directo, difuso y reflejados por el suelo.

Irradiancia Global Normal (GNI): Es la suma geométrica de los componentes directo, difuso y reflejados por el suelo, pero esta vez en una superficie con seguimiento que permanece perpendicular al rayo solar.

2.2.3. CÁLCULO DE LA IRRADIANCIA

La energía eléctrica que se consigue a través de un generador fotovoltaico, no solo depende de la potencia que contiene la luz solar, también es necesario tener en cuenta varios ángulos que permiten calcular posteriormente la irradiancia que llega a los módulos fotovoltaicos.

Son cinco los ángulos que hay que tener en cuenta para poder llevar a cabo el cálculo de la irradiancia y todos sus componentes [Anshul Awasthi, Akash Kumar Shukla, Murali Manohar S.R., Chandrakant Dondariya, K.N. Shukla, Deepark Porwal, Geetam Richhariya, 2020].

***Nota:** Puede que la simbología de los ángulos cambie respecto a varios que se han explicado anteriormente.

Altitud o elevación solar (α_s) o (δ): Ángulo entre la dirección de la radiación y la horizontal.

Inclinación del módulo o tilt (β): Describe la inclinación de los módulos fotovoltaicos frente a la horizontal.

Azimut solar (γ_s): Ángulo de la proyección de la dirección de la radiación y el norte.

Azimut fotovoltaico (γ): Ángulo entre proyección de la normal con la superficie del módulo y el norte. Indica la orientación del módulo.

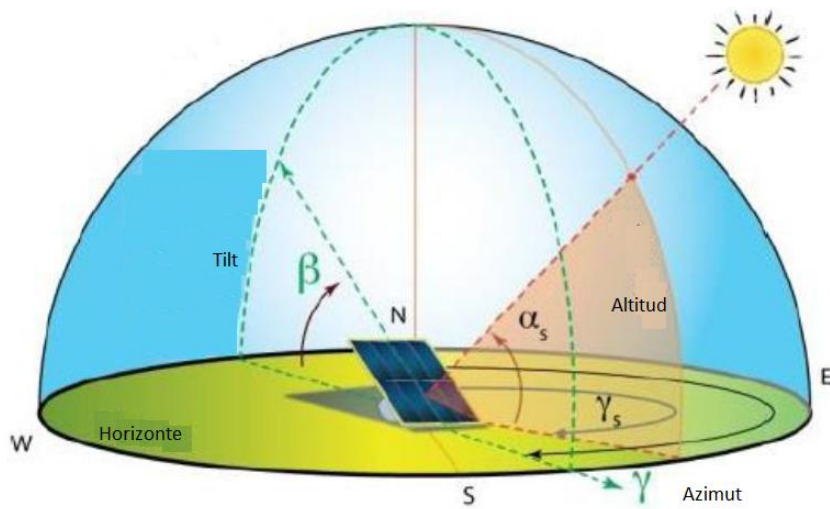


Figura 8. Ángulos fotovoltaicos.

Ángulo de incidencia (AOI): Se trata del ángulo de incidencia entre el rayo de sol y la perpendicular a la superficie fotovoltaica.

$$AOI = \cos^{-1}(\cos\theta_z \cdot \cos\theta_T + \sin\theta_z \cdot \sin\theta_T \cdot \cos(\theta_A - \theta_{A,array})) \quad (15)$$

Siendo,

- θ_z : Zenit ($90-\alpha_s$).
- θ_T : Tilt (β).
- θ_A : Azimut solar (γ_s).
- $\theta_{A,array}$: Azimut fotovoltaico (γ).

Tras conocer estos ángulos es posible realizar el cálculo de la irradiancia y todos sus componentes [Anshul Awasthi, Akash Kumar Shukla, Murali Manohar S.R., Chandrakant Dondariya, K.N. Shukla, Deepark Porwal, Geetam Richhariya, 2020].

$$E_{POA} = E_b + E_d + E_g \quad (16)$$

Donde, E_{POA} es la irradiancia global en el plano inclinado, E_b es la irradiancia directa, E_d es la irradiancia difusa y E_g es la irradiancia que llega del suelo (albedo).

Por un lado, se puede obtener la irradiancia directa usando el ángulo de incidencia, el cual previamente se ha explicado cómo obtenerlo.

$$E_b = DNI \cdot \cos(AOI) \quad (17)$$

Mediante esta fórmula también se puede estimar que cuando el ángulo de incidencia es 0° , como el coseno de 0 es 1, la irradiancia directa será DNI, es decir, estará en su máximo valor.

Por otro lado, usando el ángulo de inclinación (β o θ_T), se puede obtener la irradiancia difusa.

$$E_d = DHI \cdot \frac{1 + \cos(\theta_T)}{2} \quad (18)$$

Además, según el ángulo de inclinación pueden estimarse diferentes resultados, si es 0 , la irradiancia difusa será DHI, y si es 90 en cambio, será la mitad de DHI.

Por último, también con el ángulo de inclinación y si se conoce el valor del albedo se puede calcular la irradiancia que llega del suelo.

$$E_g = GHI \cdot \text{albedo} \cdot \frac{1 - \cos(\theta_T)}{2} \quad (19)$$

2.3. INSTRUMENTACIÓN PARA LA MEDICIÓN DE RADIACIÓN SOLAR

Tal y como antes se ha mencionado, para realizar el diseño de un sistema fotovoltaico es esencial conocer la cantidad de radiación que puede haber en un lugar en concreto. Cabe mencionar que la irradiancia depende en gran parte de la ubicación de la instalación y del clima de la propia ubicación, además, varía a lo largo del día en el que se mide [PVEducation - Chapter 2.5 - Solar Radiation Data - Measurement of Solar Radiation, s.f.].

Estas medidas, consisten en mediciones de radiación global y/o directa medida a lo largo del día realizadas mediante la instrumentación específica en estaciones meteorológicas o satélites geoestacionarios.

Los dos sensores más utilizados son los radiómetros, que usan termopares para medir directamente el calor que directamente a una superficie, y las células de referencia, que miden el número de fotones que llega a una superficie.

Dentro de la familia de los radiómetros existen los pirheliómetros que se usan para medir la DNI y los piranómetros para medir la GHI, DHI, POA y el albedo.



Figura 9. Pirheliómetro y Piranómetro.

En cuanto a las células de referencia, cabe mencionar que se colocan junto a uno de los paneles de la instalación fotovoltaica en la que se quiere medir la irradiancia. Además, son células previamente calibradas con las mismas características (inclinación, orientación...) que los paneles que se sitúan junto a ella.

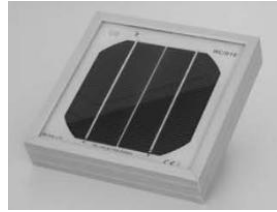


Figura 10. Ejemplo de una célula de referencia.

Por último, existen otros instrumentos de medición que son más caros tanto en la instalación como en las labores de mantenimientos. Se trata de los espectroradiómetros que miden la intensidad de longitudes de onda individuales. Pueden medir, espectros globales o directos, horizontales o inclinados.

2.4. BASES DE DATOS DE RADIACIÓN SOLAR

Además de utilizarse en labores de investigación las bases de datos cumplen un papel importante en el diseño de proyectos de instalaciones fotovoltaicas, ya que, antes de la realización de un proyecto, es importante hacer un estudio sobre el potencial energético de la localización en la que se ha llevar a cabo y poder hacer un correcto dimensionamiento.

Los datos y la información necesaria para poder dimensionar una instalación o realizar una investigación pueden obtenerse a través de bases de datos en línea, que recopilan datos sobre la radiación y la meteorología de una localización en un periodo de tiempo en concreto.

2.4.1. TIPOS DE BASES DE DATOS DE RADIACIÓN SOLAR

Existen diferentes tipos de bases de datos según la forma en la que se han recogido dichos datos. Principalmente se distinguen 3 tipos de bases de datos, las obtenidas mediante estaciones meteorológicas terrestres, mediante interpolación de datos y mediante satélites [Thomas Huld, 2011].

Por un lado, las bases de datos obtenidas mediante estaciones meteorológicas terrestres brindan datos fiables y de alta calidad con diferentes periodos en la recogida de datos. Sin embargo, dado que no en muchos lugares del mundo existen ese tipo de estaciones, la distribución geográfica no es uniforme, es decir, no existen datos disponibles a lo largo de toda la superficie terrestre.

Por otro lado, las bases de datos obtenidas mediante interpolación de datos en cambio, ofrecen la posibilidad de obtener datos en lugares en los que no hay estaciones, ya que sus datos se obtienen mediante una serie de cálculos realizados con datos de estaciones cercanas a la ubicación seleccionada.

Por último, entre las bases de datos obtenidas por satélites existen las que se obtienen por satélites geoestacionarios y las que se obtienen por satélites de órbita polar. Las primeras,

tienen una alta resolución temporal (15-30 minutos), resolución espacial razonable (algunos kilómetros), la calidad de la estimación de la radiación solar puede variar y los datos se limitan en las longitudes de entre 60° y -60°. Las de órbita polar en cambio, tienen una menor resolución temporal y hay datos disponibles a lo largo de toda la superficie terrestre (sin limitaciones).

2.4.2. CONSIDERACIONES CLAVE A TENER EN CUENTA CON LAS BASES DE DATOS.

Para la utilización de datos solares y meteorológicos de diferentes fuentes hay que tener en cuenta varias consideraciones importantes como:

- Periodo de registro: Como ya se ha comentado anteriormente, por diferentes razones, los datos de recurso solar varían, anualmente, mensualmente, diariamente y hasta en un periodo corto de tiempo. Por eso, las normas climáticas se basan en datos meteorológicos de hace 30 años y ese periodo medio de 30 años se actualiza cada 10. También, existe la opción de calcular un único año de datos que sea representativo de un registro más largo mediante un conjunto de datos plurianuales que se llama año meteorológico típico (TYM).
- Resolución temporal: Los datos de recurso solar pueden partir desde datos de irradiancia diaria media promediada anualmente, normalmente utilizados para la cartografía de distribución de recursos, hasta muestreos de datos de 1 segundo para el análisis de series temporales para investigación por ejemplo.
- Cobertura espacial: Una serie de datos puede centrarse en una localización en concreto que este carga de una estación meteorológica o pueden llegar a tener una cobertura global.
- Resolución espacial: En cuanto a las estaciones terrestres son específicas para cada localización, pero si se trata de bases de datos por satélite pueden tener una resolución de 10km cuadrados o incluso algo más pequeñas.
- Elementos de datos y fuentes de datos: Depende de cómo hayan sido medidos, modelados o producidos, por ejemplo a partir de otras bases de datos, los datos de recurso solar pueden utilizarse para una cosa u otra, como investigación, diseño de proyectos...
- Disponibilidad: los datos pueden ser de dominio público, privados mediante acceso de licencia o mediante su venta.

2.4.3. EJEMPLOS DE BASES DE DATOS

Estos son algunos ejemplos de páginas con las bases de datos en línea utilizables para proyectos de investigación o diseño de instalaciones.

2.4.3.1. Baseline Surface radiation Network (BSRN)

El BSRN es el archivo central de la Red de Radiación Superficial de Referencia. En él se almacenan en una base de datos, todas las mediciones de radiación junto con las observaciones meteorológicas de la capa inferior (superficie) y superior del aire de la atmosfera y los metadatos de algunas estaciones meteorológicas [BSRN, 2022].

Se trata de un proyecto del Panel de Datos y Análisis del Intercambio Global de Energía y Agua (Data and Analysis Panel from the Global Energy and Water Exchange, GEWEX) que tiene como principal objetivo detectar anomalías o variaciones importantes en el ámbito de la radiación terrestre que puedan estar relacionados con cambios climáticos.

Los datos que se almacenan en este archivo son de vital importancia para apoyar la validación y confirmación de las estimaciones realizadas por satélite y por programas informáticos. Esta base de datos, recopila los datos de radiación solar y atmosférica que se miden en un pequeño número de estaciones con instrumentos de alta precisión y con alta resolución temporal (de 1 a 3 minutos). Concretamente, son 76 estaciones situadas en diferentes zonas climáticas y abarcando latitudes desde 80ºN hasta 90º S (51 activas, 9 inactivas y 16 cerradas).

2.4.3.2. Measurement and Instrumentation Data Center (MIDC)

Se trata de una web que ofrece datos meteorológicos y de radiación obtenida en 36 estaciones meteorológicas repartidas a lo largo de los Estados Unidos, Hawái y las Islas Británicas. 17 de las 36 estaciones están activas y las 19 restantes inactivas, es decir no ofrecen datos actualizados [NREL, 2023].

Se trata de una página web interesante para la validación de datos recopilados por satélite.

2.4.3.3. Agencia Española de Meteorología (AEMET)

Se trata de la página oficial de la Agencia Española de Meteorología que dispone de un apartado específico para los datos de radiación solar que recopilan 26 estaciones meteorológicas repartidas a lo largo de todo el territorio nacional [AEMET, 2023].

Mediante esta página se puede acceder a las observaciones de radiación solar en banda ancha (global, directa, difusa, infrarroja y ultravioleta) y de capa de ozono (ozono total en columna y perfil de ozono). Además, los valores se actualizan diariamente.

Esta página también puede ser interesante para la validación de datos obtenidos mediante satélites o interpolaciones.



Figura 11. Localización de las estaciones meteorológicas de AEMET en España.

2.4.3.4. HelioClim-3

HelioClim-3 es la base de datos de radiación solar de SoDa (Solar radiation Data) que da acceso a numerosos servicios solares, meteorológicos, de altitud, astronómicos y atmosféricos [SODA, 2022].

Esta base de datos tiene como objetivo dar información para optimizar la producción de energía solar fotovoltaica en el diseño de este tipo de instalaciones y poco a poco alcanzar un futuro sostenible.

Por un lado, SoDa ofrece datos de radiación solar y datos meteorológicos para el estudio de emplazamientos solares térmicos y fotovoltaicos para realizar una previsión de la producción de electricidad. Por otro, tiene un servicio de radiación espectral para otro tipo de ámbitos en la investigación como la agricultura y la salud.

Concretamente en la base de datos HelioClim-3 se recopilan datos sobre radiación global, directa y difusa en el plano normal y en el plano inclinado desde 2004 hasta hoy en día. Además, el intervalo de recopilación va 1 minuto hasta el mes.

2.4.3.5. Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS)

Es una base de datos que proporciona información de calidad relacionada con la polución del aire y la salud, la energía solar (radiación), los gases de efecto invernadero y el cambio climático alrededor de todo el mundo [Copernicus, s.f.].

En cuanto a la energía solar, CAMS proporciona un servicio de apoyo para el diseño y planificación todo tipo de instalación de todo tipo de instalaciones solares, desde plantas fotovoltaicas en cubiertas de edificios hasta huertas solares.

CAMS utiliza información procedente de satélites y sus modelos de la atmósfera para proporcionar climatologías (series temporales históricas) de la irradiancia global y directa con el fin de ofrecer al sector de las energías renovables y a los responsables políticos información precisa sobre la radiación solar en métricas accesibles y de calidad. Esto ayuda al sector a planificar tanto grandes parques solares como pequeñas instalaciones en tejados para maximizar la producción futura.

El servicio de radiación CAMS proporciona datos de irradiación global, directa, difusa y directa normal; recopilados desde 2004 hasta la actualidad y con cielo despejado y sin estar despejado (Totally sky and Clear esky).

2.4.3.6. Global Solar Atlas

El Grupo del Banco Mundial (The World Bank Group), formado por el Banco Mundial y la Corporación Financiera Internacional, ha creado un atlas solar global para apoyar la ampliación de la energía solar. Este proyecto forma parte de una iniciativa global del ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program) sobre la cartografía y la recolección de datos para recursos de energías renovables como la biomasa, la energía solar, la energía eólica o pequeñas centrales hidroeléctricas.

Concretamente, este Atlas Solar se ha formado a partir de una base de datos de Solargis [Solargis, 2023].

Tiene como objetivo proporcionar un acceso rápido y sencillo a los datos sobre potencial de energía solar y recursos solares mediante un mapa interactivo e intuitivo. De esta manera obtener los datos necesarios para el diseño de instalaciones o para el ámbito de la investigación.

El Atlas Solar, ofrece una media anual o diaria del DNI, GHI y DHI en cualquier ubicación del mundo.

2.4.3.7. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) es una página creada por centro científico de la Comisión Europea, que proporciona información sobre la radiación solar y la producción que podría llegar a tener un sistema fotovoltaico en cualquier lugar de Europa y África, así como de gran parte de Asia y América [European Comission, s.f.].

2.4.3.7.1. Inputs y outputs en PVGIS

Para gran parte de herramientas que PVGIS dispone es necesario que el usuario introduzca una serie de datos. Estas e herramientas ofrecen diferentes opciones para elegir entre los parámetros que han de ser introducidos en el “programa” así como varias casillas a rellenar.

Antes, de introducir cualquier tipo de dato es imprescindible escoger la ubicación geográfica concreta donde se pretende usa la herramienta de cálculo y para ello PVGIS facilita tres maneras diferentes.

- Clic con el ratón en el mapa señalando la ubicación concreta.
- Introduciendo una dirección.
- Introduciendo la latitud y longitud concretas.

Los resultados que PVGIS proporciona tras los cálculos pueden obtenerse de diferentes maneras.

- Como gráficos y números en el navegador web que también pueden descargarse en un archivo.
- Como datos guardados en un archivo .csv (.xlsx), tipo Excel o similar para el análisis o la interpretación de los mismos.
- Como documento PDF.

2.4.3.7.2. Horizonte local

En relación a la energía fotovoltaica y la radiación, se trata del cumulo de colinas y/o montañas cercanas (en todas las direcciones) a una instalación o una localidad que se pretende analizar que puede afectar al rendimiento y producción de la instalación o cantidad de radiación del lugar en concreto. Depende de la estación del año y de la localización geográfica puede afectar de una manera u otra.

Tanto al cálculo de radiación solar como el del rendimiento fotovoltaico en PVGIS puede verse afectado por el horizonte local. El usuario tiene la posibilidad de elegir el tipo de datos que desea consultar o analizar, es decir, puede elegir si los datos que se le proporcionan tienen en cuenta el horizonte (las sombras de montes y colinas cercanas) o puede obviar ese horizonte.

Las diferentes opciones para el horizonte son:

- No utilizar la información del horizonte para los cálculos.
- Utilizar los archivos de horizonte que proporciona PVGIS.
- Cargar su propia información sobre el horizonte.

La mayoría de las herramientas de PVGIS (exceptuando, la radiación horaria) muestran un gráfico del horizonte junto a los resultados. Este gráfico muestra un diagrama polar con la altura del horizonte en un círculo.

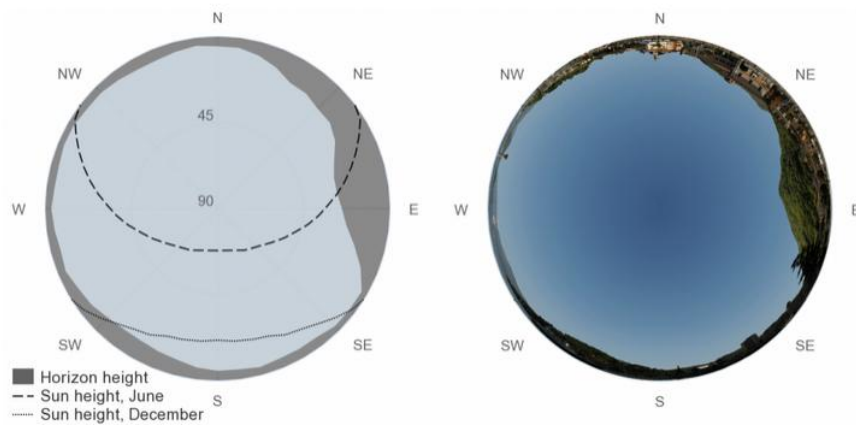


Figura 12. Horizonte local en PVGIS

2.4.3.7.3. Bases de datos

PVGIS brinda series temporales de valores horarios de radiación solar y producción FV. Concretamente, los datos de radiación solar que se utilizan en PVGIS consisten en valores horarios de un periodo de varios años, todos ellos obtenidos a partir de imágenes de satélites o productos de reanálisis.

Esta plataforma dispone de cuatro bases de datos diferentes de radiación solar con una resolución temporal. Por un lado, existen tres bases de datos desarrolladas a partir de datos recopilados mediante satélites.

PVGIS-SARAH2	Satellite	2005	2020	0.05° x 0.05° (~ 5 km)	Default DB for Europe, Asia, Africa and South America (below 20 S)
PVGIS-NSRDB	Satellite	2005	2015	0.038° x 0.038° (~ 4 km)	Default DB for the Americas (above 20 S)

PVGIS-SARAH	Satellite	2005	2016	0.05° x 0.05° (~ 5 km)	This operational database is not updated any more. Please, use PVGIS-SARAH2 instead.
-------------	-----------	------	------	------------------------------	--

Tabla 1. Bases de datos de PVGIS por satélite.

Por otro lado, PVGIS también dispone de una base de datos obtenida a partir de reanálisis meteorológico.

PVGIS-ERA5	Reanalysis	2005	2020	0.25° x 0.25° (~ 25 km)	Default DB for rest of the world without coverage from satellite-based DBs
------------	------------	------	------	-------------------------------	--

Tabla 2. Bases de datos de PVGIS por reanálisis.

Todas estas bases de datos, proporcionan estimaciones horarias de la radiación solar.

Como anteriormente se ha mencionado 3 de las 4 bases de datos de PVGIS son de origen de satélite, y para ello existen varios métodos para la extracción de esos datos depende de los satélites que se utilicen.

PVGIS-SARAH2 Este conjunto de datos ha sido calculado por CM SAF para sustituir a SARAH. Estos datos cubren Europa, África, la mayor parte de Asia y partes de Sudamérica.

PVGIS-NSRDB Este conjunto de datos ha sido proporcionado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) y forma parte de la Base de Datos Nacional de Radiación Solar.

PVGIS-SARAH Este conjunto de datos ha sido calculado por CM SAF y el equipo PVGIS. Estos datos tienen una cobertura similar a PVGIS-SARAH2.

Algunas otras zonas no están cubiertas por los datos de satélite es por esto que se utiliza el reanálisis meteorológico, especialmente en zonas de alta latitud.

PVGIS-ERA5 Se trata de un producto de reanálisis del ECMWF. La cobertura es mundial con una resolución temporal horaria y una resolución espacial de 0,28° lat/lon.

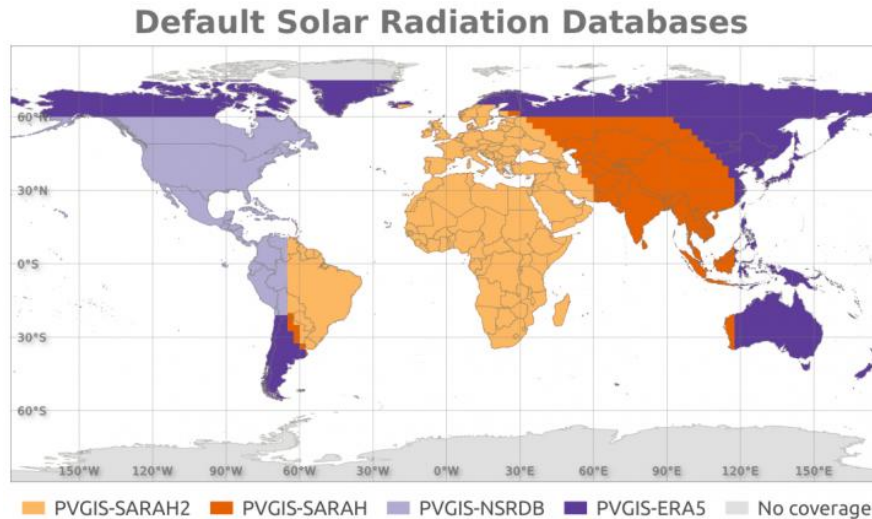


Figura 13. Mapa global de bases de datos de PVGIS.

2.4.3.7.4. Herramientas

Estas son las herramientas que dispone PVGIS para el diseño de instalaciones fotovoltaicas y la investigación mediante la proporción de datos de recurso solar:

- Calculo del rendimiento de un sistema fotovoltaico conectado a red.
- Calculo del rendimiento de un sistema fotovoltaico con seguimiento solar.
- Calculo del rendimiento de un sistema fotovoltaico aislado.
- Datos mensuales de radiación solar media.
- Datos diarios de perfil de radiación.
- Radiación solar horaria y datos fotovoltaicos.
- Datos del año meteorológico típico.

3. METODOLOGÍA

3.1. SELECCIÓN DE LAS LOCALIZACIONES PARA LA INVESTIGACIÓN

Para empezar a realizar la investigación que se presenta en este documento, ha sido necesario realizar la elección de varias localizaciones a lo largo de la Península Ibérica dentro del Estado Español.

En concreto se han seleccionado trece ubicaciones intentado cubrir, en manera de lo posible, toda la Península Ibérica, teniendo en cuenta de que manera podría afectar el horizonte local de cada lugar seleccionado en la radiación. Es decir, las ubicaciones seleccionadas cubren gran parte del territorio Español, situándose unas más al norte, otras más al sur, unas en el interior de la península y otras en la costa.

Además, algunas de estas ubicaciones, han sido seleccionadas en función de la orografía que les rodea y que a priori pueden tener una notable diferencia de la radiación cuando se tiene, o por lo contrario, no se tiene en cuenta el horizonte.

Para empezar, se ha realizado una primera elección de siete localizaciones en función de su ubicación y geología. Se han comparado los datos de DNI con y sin horizonte de dichas localizaciones, es decir, para cada localización se han sumado los datos horarios de DNI en un periodo de 15 años, teniendo en cuenta y sin tener en cuenta el horizonte solar local. De esta manera, ha sido posible la comparación del DNI total en dicho periodo de años, con el fin obtener el porcentaje de diferencia de DNI entre los datos con horizonte y sin horizonte.

Dado que ese porcentaje no ha sido notorio en varias localizaciones, se han descartado dos de las siete primeras localizaciones seleccionadas, ya que, se ha considerado que los resultados no eran muy interesantes para la investigación.

Tras esta primera elección, se ha decidido ampliar el número de localizaciones con el fin de realizar la investigación cubriendo gran parte de España (solamente la Península Ibérica), y se ha realizado una segunda elección de localizaciones.

Para esta segunda elección, se ha tenido en cuenta sobre todo la orografía del terreno, dejando de lado las costas de la península ya que en la primera elección ya se habían seleccionado varios spots cerca del mar. Concretamente, se han seleccionado lugares con colinas y con altas montañas alrededor como por ejemplo, Granada, Éibar, Cuenca...

Cabe mencionar, que a pesar de para algunas localizaciones no se han conseguido resultados muy significativos, se han mantenido dichas localizaciones en la investigación, ya que, pueden obtenerse conclusiones interesantes a partir de dichos resultados. Es decir, puede que en algunas ubicaciones de la investigación no sea muy notoria la diferencia de los datos obtenidos con y sin horizonte, pero sí que puede llegar a ser interesante la comparativa entre dichas ubicaciones y ver el comportamiento de la radiación según la ubicación.

En la *figura 14* se presentan las ubicaciones que finalmente han formado parte de esta investigación por las razones que se han ido comentando en este apartado.

3.1.1. A CORUÑA

Ciudad portuaria situada al noroeste de España y de baja altitud situada en Galicia, concretamente en la latitud 43,37135° y longitud -8,396°.

3.1.2. ÁVILA

Ciudad situada en la meseta de la Península Ibérica en la comunidad autónoma de Castilla y León, una zona de colinas onduladas al noroeste de Madrid, concretamente en la latitud 40,65724° y longitud -4,69951°.

3.1.3. CÁCERES

Ciudad de la región occidental española de Extremadura, situada en el interior de la península, concretamente en la latitud 39,47649° y longitud -6,37224°.

3.1.4. CUENCA

Ciudad arraigada en las montañas de la zona centro este de España, concretamente en las coordenadas de latitud 40,06667° y longitud -2,13333°.

3.1.5. ÉIBAR

Ciudad situada entre colinas, municipio de Guipúzcoa, en el país Vasco, concretamente en la latitud 43,187288 y longitud -2,4647603°.

3.1.6. GIJÓN

Ciudad costera situada al norte de España, también de baja altitud con coordenadas de latitud 43,53573° y longitud -5,66152°.

3.1.7. GIRONA

Capital de la provincia homónima en la comunidad autónoma de Cataluña situada al noroeste de la península, concretamente en latitud 41,98311 y longitud 2,82493.

3.1.8. GRANADA

Ciudad de la región de Andalucía en el sur de España situada en la ladera de las montañas de Sierra Nevada, concretamente en la latitud 37,18817 y longitud -3,60667.

3.1.9. HUELVA

Ciudad portuaria situada al sureste de España, capital de la provincia de Huelva, de baja altitud, sus coordenadas concretas son latitud 37,26638° y longitud -6,94004°.

3.1.10. HUESCA

Capital de la provincia homónima situada en el norte de la comunidad autónoma de Aragón, en el interior de la península, exactamente en la latitud 42,13615 y longitud -0,4087.

3.1.11. JAÉN

Capital de la provincia homónima situada al sur de España en el interior, rodeada de sierras y montañas, exactamente en la latitud 37,76922 y longitud -3,79028.

3.1.12. SORIA

Ciudad de la parte central del norte de España, capital de la provincia homónima en el este de la comunidad de Castilla y León, concretamente en la latitud 41,76401 y longitud -2,46883.

3.1.13. VALENCIA

Capital de la provincia de Valencia, ciudad costera situada al este de España en las coordenadas de latitud 39,46975° y longitud -0,37739°.



Figura 14. Mapa de las localizaciones seleccionadas para la investigación.

3.2. RECOPIACIÓN DE LOS DATOS DE CADA UBICACIÓN

Para continuar con la investigación ha sido necesaria la recopilación de datos de cada localización. Para ello se ha utilizado la base de datos de PVGIS, concretamente la herramienta que permite obtener los datos de radiación horaria [European Comission, s.f.].

Se han descargado datos de DNI, de DHI y del ángulo de elevación de cada ubicación seleccionada para un periodo de 15 años, desde 2005 hasta 2020. Además, para cada localización se han tenido en cuenta dos tipos de datos, uno tienen en cuenta el horizonte solar local y otros no. De esta manera, ha sido posible la comparación de dichos datos para ver cómo afecta el horizonte en la radiación solar por toda la Península Ibérica.

Cabe mencionar que los datos obtenidos son para un plano fijo sin inclinación, es decir 0° , y con un azimut de 0° . De esta manera, por un lado, se ha homogenizado y facilitado la investigación sin tener en cuenta ningún tipo de inclinación, y por otro, se ha posicionado el punto de recopilación de datos hacia el sur (azimut 0°) obteniendo así la mejor orientación posible y por consiguiente, la mayor cantidad de radiación.

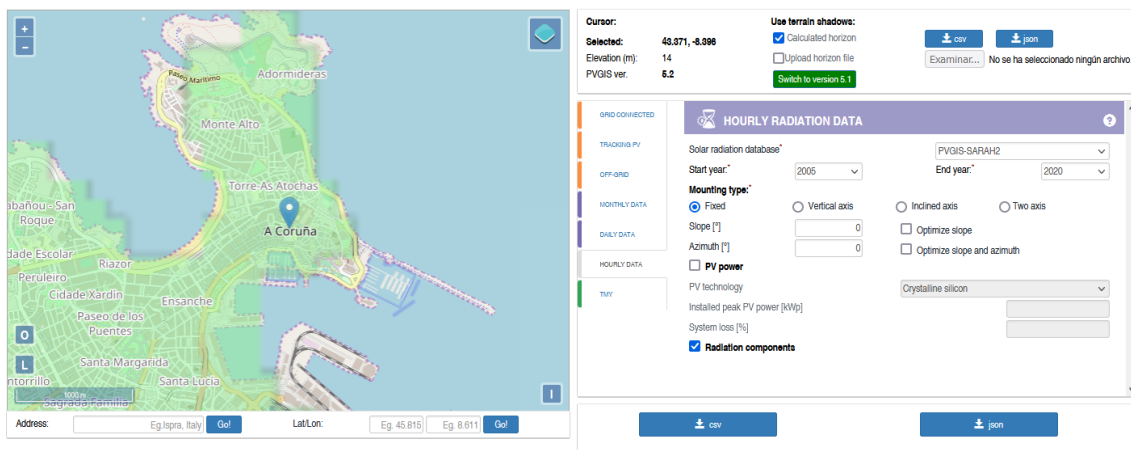


Figura 15. Ejemplo de descarga de datos en PVGIS.

3.3. ACONDICIONAMIENTO DE LOS DATOS Y CÁLCULOS

Para obtener los resultados que se buscaban en la investigación, por un lado se han adecuado los datos para posteriormente, por otro lado, poder realizar los cálculos previstos.

3.3.1. ACONDICIONAMIENTO DE DATOS

Después de descargar todos los datos, ha sido necesario hacer el acondicionamiento de los mismos ya que el formato en el que los datos se han descargado no era compatible con la versión de Excel que se ha utilizado en esta investigación.

Como cada fichero traía los datos mezclados en una única columna, se han tenido que ordenar en columnas separadas. Además, todos los datos venían con la separación decimal mediante puntos, por lo tanto, también ha sido necesario en cada fichero, cambiar todos los puntos por comas. De esta manera, el formato se ha adecuado para poder manejar datos mediante el software Excel y así poder realizar los cálculos pertinentes.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Latitude (decimal degrees):43.371							
2	Longitude (decimal degrees):-8.396							
3	Elevation (m):14							
4	Radiation database:PVGIS-SARAH2							
5								
6								
7	Slope: 0 deg.							
8	Azimuth: 0 deg.							
9	time	Gb(i)	Gd(i)	Gr(i)	H_sun	T2m	WS10m	Int
10	20050101:0010	0	0	0	0	8,44	2	0
11	20050101:0110	0	0	0	0	7,87	1,93	0
12	20050101:0210	0	0	0	0	7,55	1,79	0
13	20050101:0310	0	0	0	0	7,04	1,52	0
14	20050101:0410	0	0	0	0	7,21	1,17	0
15	20050101:0510	0	0	0	0	7,52	0,97	0
16	20050101:0610	0	0	0	0	7,88	0,83	0
17	20050101:0710	0	0	0	0	8,32	0,69	0
18	20050101:0810	0	0	0	0	8,4	0,34	0
19	20050101:0910	0	12	0	8,44	8,54	0,48	0
20	20050101:1010	0	41	0	15,57	8,79	0,83	0
21	20050101:1110	6	131	0	20,7	9,46	1,17	0
22	20050101:1210	1	124	0	23,34	10,14	1,52	0

Figura 16. Captura de los datos de PVGIS adecuados al formato para su uso en Excel.

Los datos que se han utilizado para los cálculos de la investigación son el DNI que en los datos descargados aparece como Gb(i), el DHI que aparece como Gd(i) y por último la elevación que aparece como H_sun.

3.3.2. PROCESO DE LOS CÁLCULOS

Una vez acondicionados los datos, se han realizado los cálculos y para ello lo primero ha sido preparar una plantilla que automáticamente, tras meter los datos, haga los cálculos y devuelva los resultados, así posteriormente poder compararlos entre sí.

Dicha plantilla se ha dividido en tres partes, una de ellas tiene en cuenta todos los datos horarios desde el 1 de enero de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2020, otra solo tiene en cuenta los datos horarios de las estaciones de verano de ese mismo periodo de tiempo y la última solo tiene en cuenta los datos horarios de las estaciones de invierno también de ese mismo periodo de tiempo.

A su vez, cada una de las partes mencionadas, se divide en dos secciones, en una los datos horarios utilizados para realizar los cálculos tienen en cuenta el horizonte solar local y en cambio, en la otra sección no.

Localización:		A Coruña												
Latitud (°):		43,371												
Longitud (°):		-8,396												
Altitud (m):		14												
Base de datos:		PVGIS SÁRAH-2												
FECHA	HORA	CON HORIZONTE					SIN HORIZONTE					DIFERENCIA (%)		
		DNI (W/m²)	DHI (W/m²)	Elevación (°)	Zenith (°)	GHI (W/m²)	DNI (W/m²)	DHI (W/m²)	Elevación (°)	Zenith (°)	GHI (W/m²)	DNI	DHI	GHI
01/01/2005	0:10:00	0	0	0	90	0	0	0	0	90	0	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
	1:10:00	0	0	0	90	0	0	0	0	90	0	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
	2:10:00	0	0	0	90	0	0	0	0	90	0	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
	3:10:00	0	0	0	90	0	0	0	0	90	0	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
	4:10:00	0	0	0	90	0	0	0	0	90	0	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
	5:10:00	0	0	0	90	0	0	0	0	90	0	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
	6:10:00	0	0	0	90	0	0	0	0	90	0	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
	7:10:00	0	0	0	90	0	0	0	0	90	0	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
	8:10:00	0	0	0	90	0	0	0	0	90	0	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
	9:10:00	0	12	8,44	81,56	12	0	12	8,44	81,56	12	#DIV/0!	0,00000%	0,00000%
	10:10:00	0	41	15,57	74,43	41	0	41	15,57	74,43	41	#DIV/0!	0,00000%	0,00000%
	11:10:00	6	131	20,7	69,3	133,1208491	6	131	20,7	69,3	133,1208491	0,00000%	0,00000%	0,00000%
	12:10:00	1	124	23,34	66,66	124,3961866	1	124	23,34	66,66	124,3961866	0,00000%	0,00000%	0,00000%
	13:10:00	0	74	23,18	66,82	74	0	74	23,18	66,82	74	#DIV/0!	0,00000%	0,00000%
	14:10:00	0	115	20,23	69,77	115	0	115	20,23	69,77	115	#DIV/0!	0,00000%	0,00000%
	15:10:00	0	59	14,84	75,16	59	0	59	14,84	75,16	59	#DIV/0!	0,00000%	0,00000%
	16:10:00	0	39	7,52	82,48	39	0	39	7,52	82,48	39	#DIV/0!	0,00000%	0,00000%
	17:10:00	0	0	0	90	0	0	0	0	90	0	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
	18:10:00	0	0	0	90	0	0	0	0	90	0	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
	19:10:00	0	0	0	90	0	0	0	0	90	0	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
	20:10:00	0	0	0	90	0	0	0	0	90	0	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
	21:10:00	0	0	0	90	0	0	0	0	90	0	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
	22:10:00	0	0	0	90	0	0	0	0	90	0	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
23:10:00	0	0	0	90	0	0	0	0	90	0	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	

Figura 15. Captura de la plantilla para realizar los cálculos en Excel.

Para tener todo más ordenado y facilitar los cálculos, cada ubicación tiene su correspondiente plantilla donde se encuentran todos los datos horarios y todos los cálculos realizados.

En la figura 15 Se pueden apreciar la plantilla con los datos horarios de un día en concreto teniendo y sin tener en cuenta el horizonte. Además de eso, en cada sección, se aprecian tres columnas marcadas en naranja, estas columnas son las que se deben rellenar en cada plantilla. Es decir, estas columnas sirven para insertar los datos de DNI, DHI y elevación para cada ubicación en concreto, cada unos en su correspondiente columna de datos y en su respectiva sección (con o sin horizonte).

Cabe destacar, que en una misma plantilla aparecen los datos horarios como muestra la figura 15 pero para cada día del año desde el 1 de enero de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2020.

Tal y como también se puede observar en la figura 15, se han calculado los datos horarios del zenit y GHI para cada día del periodo de tiempo mencionado, para ello se han utilizado las formulas (13) y (14) anteriormente explicadas en el marco teórico.

Como anteriormente se ha comentado, se han realizado los mismos cálculos solamente con los datos de las estaciones de verano por un lado y de las estaciones de invierno por otro. Esta distinción entre estaciones se ha realizado, ya que, el recorrido del sol en verano y en invierno no es el mismo, en invierno la altura del sol es menor y hay menos horas de luz en comparación con el verano, lo cual puede llevar a que el horizonte no vaya a tener el mismo efecto en la radiación si es verano o si es invierno en una misma ubicación.

Para terminar con los cálculos, en cada plantilla, para poder realizar la comparación de los datos con y sin horizonte, se ha calculado el porcentaje de diferencia de radiación de DNI, DHI

Tras la obtención de B, ha sido posible el cálculo de la ecuación del tiempo (EoT) con la expresión (5), para posteriormente realizar el cálculo de el factor de corrección horario (TC) que varía según la longitud de la localización y el meridiano de referencia de la zona horaria (LSTM) mediante la ecuación (7). Una vez obtenido el facto de corrección, con la formula (3), es posible realizar el cálculo de la hora solar local (LST) que cambia según la hora del día.

Todo este proceso sirve para finalmente obtener el ángulo horario (HRA) mediante la fórmula (12); conociendo este ángulo, con la declinación anteriormente calculada y la latitud de la localización mediante las fórmulas (11) y (12) se han obtenido la elevación y el azimut solar respectivamente.

Después de esta tabla de cálculos, se han filtrado y acomodado los resultados de la elevación y azimut mediante una serie de filtros y condiciones impuestas en Excel. Además se han añadido los datos de DNI teniendo en cuenta y sin tener en cuenta el horizonte de la localización en la que se desea dibujar el horizonte, para así con la diferencia de DNI y los otros dos parámetros nombrados obtener dicho dibujo. En la *figura 17* aparecen los tres parámetros.

α	β	DNI CON HORIZONTE	DNI SIN HORIZONTE	DIFERENCIA
0	9,0285129	0	0	
0	29,160528	0	0	
0	56,008197	0	0	
0	73,095826	0	0	
0	85,429544	0	0	
0	95,655644	0	0	
0	105,10267	0	0	
0	114,55668	0	0	
1,8761398	124,58133	0	0	
10,241345	135,62682	0	32	0,00
17,007016	148,01063	77	77	1,00
21,654235	161,78789	293,01	293,01	1,00
23,71125	176,5832	318,01	318,01	1,00
22,929656	191,5919	272,01	272,01	1,00
19,407075	205,90654	267,01	267,01	1,00
13,536499	218,93766	0	165,01	0,00
5,8344913	230,56204	0	18	0,00
0	240,99977	0	0	
0	250,65032	0	0	
0	260,02079	0	0	
0	269,77286	0	0	
0	280,92844	0	0	
0	295,39757	0	0	
0	317,07646	0	0	

Figura 17. Captura de la tabla con los parámetros necesarios para realizar el dibujo del horizonte.

Con los tres parámetros mencionados y unas condiciones impuestas a modo de programación sencilla se ha logrado obtener una imagen que muestra el horizonte de la localización selecciona.

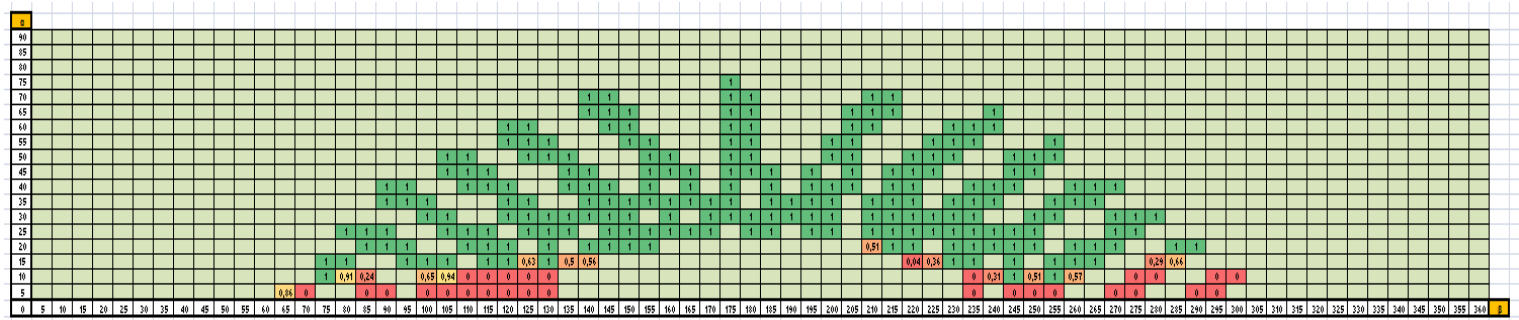


Figura 18. Captura del ejemplo del horizonte dibujado, elevación de 0° a 90° con intervalo de 5°, azimut de 0° a 360° con intervalo de 5°, las casillas con colores calientes reflejan pérdidas y las de color verde reflejan que el horizonte no afecta en la radiación.

La figura 18 muestra el dibujo del horizonte de una ubicación en concreto donde en el eje de Y se ha añadido el ángulo de elevación del sol de 0° a 90° de con un intervalo de 5° y en el eje de X se ha añadido el azimut de 0° a 360°, también con una intervalo de 5°. Con la diferencia de DNI y el intervalo de latitud y longitud en la que se encuentra esa diferencia, mediante una serie de condiciones ha sido posible dibujar el horizonte.

Según el color y la ubicación de las casillas que forman el horizonte, se puede obtener diferentes conclusiones, como, cuando se dan las pérdidas de la radiación a causa del horizonte a lo largo de un día, si estas pérdidas se dan más en invierno o en verano o donde están situadas las colinas o montañas que afectan a la ubicación en concreto. Las casillas en colores calientes representan las pérdidas que se dan a causa el horizonte y las verdes en cambio representan que la radiación no está afectada por el horizonte.

4. RESULTADOS

Los resultados se han dividido en dos partes, por un lado, se reflejan los resultados de la radiación de cada localización y se analiza cómo afecta el horizonte; por otro lado, para las localizaciones con resultados más significativos se ha creado unos gráficos representan el horizonte de dicha localización.

4.1. COMPARACIÓN DE DE RADIACIÓN EN LAS DIFERENTES LOCALIDADES

Para cada localización se han analizado los resultados y se ha comentado la influencia del horizonte mediante tablas comparativas que reflejan el porcentaje de diferencia de radiación teniendo y sin tener en cuenta el horizonte solar local. Además, se ha analizado la influencia de ese horizonte en las estaciones extremas, es decir, invierno y verano, ya que el movimiento del sol es totalmente diferente si lo comparamos en una o en otra.

Concretamente, se han comparado el DNI, DHI y el GHI en los casos con horizonte y sin horizonte para cada localización.

4.1.1. A CORUÑA

Para el caso de A Coruña los resultados obtenidos en la plantilla de cálculos se han reflejado en la *tabla 3*.

A CORUÑA	CON HORIZONTE			SIN HORIZONTE			%		
	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI	DHI	GHI
TOTAL (01/01/2015-31/12/2020)	12316215,14	9920782,62	17989238,97	12318133,14	9920350,95	17988922,53	99,98443%	100,00435%	100,00176%
SOLO VERANOS	5048354,44	3412268,29	7052806,04	5048829,44	3412159,61	7052726,20	99,99059%	100,00319%	100,00113%
SOLO INVIERNOS	1566608,81	1564512,93	2292614,29	1567056,81	1564415,45	2292542,88	99,97141%	100,00623%	100,00311%

Tabla 3. Resultados de la radiación con y sin horizonte y la diferencia de porcentaje en A Coruña.

Tal y como se puede apreciar en la *tabla 3* en general, en A Coruña no existe una gran diferencia de radiación si tenemos o no tenemos en cuenta el horizonte. Los resultados son bastante similares tanto para el DNI y el DHI, como para el GHI. Estos resultados se dan porque A Coruña está situada en la costa noroeste de España sin montañas ni colinas alrededor, por lo que el recorrido del sol es bastante limpio sin muchos obstáculos que obstruyan la radiación.

La mayor diferencia en el porcentaje de radiación con y sin horizonte se da en el DNI y en invierno como es lógico (el recorrido del sol es más corto y la altura es más baja), aunque solo es un 0,03% más de DNI cuando no se tiene en cuenta el horizonte, lo cual no supondría ninguna pérdida notoria en la producción de una instalación.

En cuanto a los porcentajes de DHI y de GHI son algo diferentes en comparación al DNI. Supuestamente, según los resultados, el DHI y el GHI tienen un porcentaje mayor, tanto en verano como en invierno, cuando se tiene en cuenta el horizonte. Esto se debe, por un lado, a la radiación difusa que rebota de las montañas que aumenta la cantidad DHI de la localización, y por otro lado, puede deberse a que se recopilan más horas diarias (en el mismo periodo de tiempo) de radiación difusa que de radiación directa, ya que para captar el DNI hace falta que la radiación cumpla unas características concretas, mientras que el DHI no. Es decir, en A Coruña, durante el año se recibe más tiempo radiación difusa que directa, aunque esto no significa que la cantidad de DHI vaya a ser mayor que la de DNI.

4.1.2. ÁVILA

Los resultados de los cálculos realizados en la plantilla de Excel para Ávila aparecen en la *tabla 4*.

ÁVILA	CON HORIZONTE			SIN HORIZONTE			%		
	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI	DHI	GHI
TOTAL (01/01/2015-31/12/2020)	17703183,04	9356881,44	21211564,97	17715496,20	9354281,49	21209858,13	99,93049%	100,02779%	100,00805%
SOLO VERANOS	7600476,09	2837911,44	8425390,94	7600476,09	2837911,44	8425390,94	100,00000%	100,00000%	100,00000%
SOLO INVIERNOS	2310899,20	1617945,63	2741405,32	2318648,24	1616332,08	2740316,71	99,66579%	100,09983%	100,03973%

Tabla 4. Resultados de la radiación con y sin horizonte y la diferencia de porcentaje en Ávila.

Siendo una Ávila una ciudad situada entre la meseta norte y la meseta sur, concretamente en el sistema central de montañas, se han obtenido unos resultados poco significativos en cuanto a la influencia del horizonte en la radiación.

Si hacemos referencia a los resultados de la *tabla 4*, se puede apreciar que la mayor diferencia de porcentaje la tiene el DNI, en invierno, concretamente un 0,33% del DNI se pierde a casusa del horizonte. Esto puede darse porque las montañas que forman el sistema central están demasiado lejos como para que tengan algún efecto en la radiación que llega a la ciudad de Ávila.

En cuanto al verano, se puede apreciar que el DNI, el DHI y el GHI no cambian su cantidad de radiación aunque se tenga en cuenta o no el horizonte, por lo que no habría pérdida energética en esta estación del año.

Como en el caso anterior y por la misma razón, el DHI y el GHI son algo más altos cuando se tienen en cuenta el horizonte tanto en invierno como en todo el periodo de datos recopilados.

4.1.3. CÁCERES

Los resultados que se han conseguido mediante la plantilla referente a Cáceres, se han presentado en la *tabla 5*.

CÁCERES	CON HORIZONTE			SIN HORIZONTE			%		
	DNI [W/m2]	DHI [W/m2]	GHI [W/m2]	DNI [W/m2]	DHI [W/m2]	GHI [W/m2]	DNI	DHI	GHI
TOTAL (01/01/2015-31/12/2020)	19718246,32	9050619,86	22417022,86	19835407,46	9045422,69	22426602,85	99,40933%	100,05746%	99,95728%
SOLO VERANOS	8128615,37	2686734,38	8740920,78	8157458,37	2685024,27	8742538,75	99,64642%	100,06369%	99,98149%
SOLO INVIERNOS	2749540,58	1586659,27	2965234,28	2779984,17	1585315,34	2967902,07	98,90490%	100,08477%	99,91011%

Tabla 5. Resultados de la radiación con y sin horizonte y la diferencia de porcentaje en Cáceres.

En cuanto a los resultados de Cáceres se puede apreciar que estos sí que son algo más significativos que los anteriores. Durante todo el periodo de muestreo y tanto en verano como en invierno, tanto el DNI como el GHI es mayor cuando no se tiene en cuenta el horizonte, aunque el resultado más relevante se obtiene cuando es invierno. En esta estación el horizonte afecta en la cantidad de DNI un 1,09%, cantidad que podría empezar a ser considerable si se trata de una macro instalación fotovoltaica.

El DHI en cambio vuelve a ser mayor cuando se tiene en cuenta el horizonte, pero esta vez como el componente de DNI es considerablemente mayor cuando no hay horizonte frente a cuando si lo hay el GHI no se ve afectado. Esto se da porque en Cáceres está situado más hacia el sur que las ubicaciones anteriormente analizadas.

4.1.4. CUENCA

Tras aplicar la plantilla para los datos de Cuenca los resultados que se han obtenido se reflejan en la *tabla 6*.

CUENCA	CON HORIZONTE			SIN HORIZONTE			%		
	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI	DHI	GHI
TOTAL (01/01/2015-31/12/2020)	18782446,57	9197867,61	21776672,90	18805093,57	9194413,29	21775201,99	99,87957%	100,03757%	100,00675%
SOLO VERANOS	7748916,64	2842733,66	8597274,34	7760065,64	2841316,49	8596904,05	99,85633%	100,04988%	100,00431%
SOLO INVIERNOS	2691555,73	1523514,69	2836688,83	2692484,73	1523316,07	2836553,66	99,96550%	100,01304%	100,00477%

Tabla 6. Resultados de la radiación con y sin horizonte y la diferencia de porcentaje en Cuenca.

En la *tabla 6* se aprecia que en los resultados de radiación en Cuenca no tiene demasiada influencia el horizonte. Esto puede ser debido a que Cuenca, aunque está situada en la ladera de una montaña, está bien orientada en cuanto al movimiento del sol, además, su altitud hace que las montañas y colinas de alrededor no afecten en la radiación.

Los resultados son similares a los de A Coruña aunque con una pequeña diferencia. En este caso, es en verano donde se da la mayor influencia del horizonte en la radiación, concretamente en el DNI con un 0,04% menos de radiación cuando se tiene en cuenta el horizonte.

4.1.5. ÉIBAR

Para Éibar los resultados conseguidos mediante los cálculos realizados en la plantilla se han presentado en la *tabla 7*.

ÉIBAR	CON HORIZONTE			SIN HORIZONTE			%		
	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI	DHI	GHI
TOTAL (01/01/2015-31/12/2020)	10394043,92	9663589,04	16530439,72	10592829,89	9654710,58	16556526,75	98,12339%	100,09196%	99,84244%
SOLO VERANOS	4245824,40	3350728,50	6439680,89	4266428,40	3348906,15	6440321,77	99,51707%	100,05442%	99,99005%
SOLO INVIERNOS	1344732,58	1501739,00	2150682,64	1434488,03	1498998,76	2165170,41	93,74303%	100,18280%	99,33087%

Tabla 7. Resultados de la radiación con y sin horizonte y la diferencia de porcentaje en Éibar.

Los resultados de Éibar sí que son más significativos ya que existe una notable diferencia entre los resultados obtenidos teniendo en cuenta el horizonte y los que no. Esto se debe a que esta pequeña ciudad está situada en un valle entre dos montes que hacen que el sol no llegue de manera directa durante buena parte del día.

Concretamente es la radiación directa la que más se ve afectada por la razón que justo se acaba de comentar. En invierno, como es habitual, se da el mayor porcentaje en la pérdida de radiación, un 6,26%. En verano en cambio no se ve demasiado afectado, casi un 0,5% y durante todo el periodo de datos recopilado un 1,98% que es bastante mayor frente a los resultados anteriormente comentados. Estas pérdidas han de tenerse en cuenta en instalaciones fotovoltaicas para cuantificar la producción real de la instalación.

En cuanto al DHI, aunque el comportamiento de este componente de la radiación es bastante similar a los casos anteriores, existe una pequeña diferencia en los resultados, son algo mayores pero no llegan a ser significativos.

Dado que el DNI se ve bastante afectado y se trata de una ciudad con más radiación directa que las anteriormente analizadas, el GHI por consiguiente, ha cambiado proporcionalmente y no se comporta como el DHI como si que ha pasado en otras ubicaciones.

4.1.6. GIJÓN

Para el caso de Gijón, los resultados obtenidos a partir de la plantilla se encuentran en la *tabla 8*.

GIJÓN	CON HORIZONTE			SIN HORIZONTE			%		
	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI	DHI	GHI
TOTAL (01/01/2015-31/12/2020)	10781041,69	9766916,13	16705392,32	10782694,70	9766460,10	16705015,85	99,98467%	100,00467%	100,00225%
SOLO VERANOS	4063196,68	3416919,59	6346788,56	4063540,68	3416798,02	6346684,06	99,99153%	100,00356%	100,00165%
SOLO INVIERNOS	1588387,94	1509591,74	2237744,31	1588993,95	1509431,45	2237613,40	99,96186%	100,01062%	100,00585%

Tabla 8. Resultados de la radiación con y sin horizonte y la diferencia de porcentaje en Gijón.

Tal y como se puede observar en la *tabla 8*, los resultados obtenidos en Gijón son bastante similares a los resultados de A Coruña, ya que, geográficamente tienen rasgos bastante similares. Las dos ciudades están al norte de la península, tienen mar al norte y no tienen montañas o colinas muy altas que puedan influir de manera significativa en la radiación.

El componente de la radiación que perdidas refleja cuando se tiene en cuenta el horizonte es el DNI y en época invernal con un 0,04%, porcentaje que no es nada significativo. En el caso del DHI, pasa lo mismo que en anteriores ocasiones, es decir, por culpa de la radiación que reflejan las montañas y colinas de alrededor, cuando se tiene en cuenta el horizonte el DHI es mayor. Además, como hay más datos de DHI que de DNI (porque es una ciudad noroeste al borde del mar y hay mucha menos radiación directa) el GHI también se ve afectado de la misma manera.

4.1.7. GIRONA

Los resultados obtenidos mediante la plantilla de cálculos correspondientes a Girona se encuentran en la *tabla 9*.

GIRONA	CON HORIZONTE			SIN HORIZONTE			%		
	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI	DHI	GHI
TOTAL (01/01/2015-31/12/2020)	16367414,23	9364057,31	20070413,96	16369021,23	9363701,05	20070153,28	99,99018%	100,00380%	100,00130%
SOLO VERANOS	6180955,55	3158412,44	7692011,92	6181557,55	3158276,43	7691912,33	99,99026%	100,00431%	100,00129%
SOLO INVIERNOS	2594276,43	1463033,80	2685986,99	2594307,43	1463027,46	2685981,99	99,99881%	100,00043%	100,00019%

Tabla 9. Resultados de la radiación con y sin horizonte y la diferencia de porcentaje en Girona.

Los resultados que se han obtenido para la ciudad de Girona son muy poco interesantes. El horizonte en esta ciudad no tiene ningún tipo de influencia significativa en la radiación del sol. Es decir no hay montañas que puedan entorpecer la radiación del sol en ninguna estación del año.

4.1.8. GRANADA

En el caso de Granada, los resultados que se han conseguido mediante la plantilla de cálculos se reflejan en la *tabla 10*.

GRANADA	CON HORIZONTE			SIN HORIZONTE			%		
	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI	DHI	GHI
TOTAL (01/01/2015-31/12/2020)	20830357,43	9106116,58	23443775,45	20923388,81	9103717,05	23453526,99	99,55537%	100,02636%	99,95842%
SOLO VERANOS	8151080,27	2773210,96	8956069,00	8169616,27	2772291,05	8957481,67	99,77311%	100,03318%	99,98423%
SOLO INVIERNOS	3113196,48	1599371,33	3221060,87	3157155,86	1599003,68	3226336,86	98,60763%	100,02299%	99,83647%

Tabla 10. Resultados de la radiación con y sin horizonte y la diferencia de porcentaje en Granada.

Los resultados de Granada son bastante interesantes, ya que se sitúa en una zona bastante montañosa y cerca de ella se encuentran uno de los picos más altos de España, el Mulhacén. Está rodeada de montañas y colinas por lo que la influencia del horizonte es bastante notable en la radiación.

En la *tabla 10* se puede ver que el horizonte sobre todo afecta en el DNI, y aunque en todo el periodo de datos analizados teniendo en cuenta el DNI solo varía un 0,5% respecto a si no se tiene en cuenta, en invierno sí que existe unas pérdidas considerables en la radiación directa, concretamente un 1,39%. Estas pérdidas podrían ser importantes a la hora de calcular la producción energética en una instalación fotovoltaica.

El DHI en cambio, vuelve a comportarse como en otros casos anteriores, la influencia de las montañas hace que haya mayor radiación difusa cuando se tiene en cuenta el horizonte. Por lo contrario, el GHI no se comporta así, ya que al estar situada en el sur de la península el clima hace que el componente directo sea mayor y por lo tanto el GHI también cuando no se tiene en cuenta el horizonte.

4.1.9. HUELVA

En la *tabla 11* se presentan los resultados obtenidos para el caso de Huelva a partir de la plantilla de cálculos.

HUELVA	CON HORIZONTE			SIN HORIZONTE			%		
	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI	DHI	GHI
TOTAL (01/01/2015-31/12/2020)	21240192,64	9107035,05	23810574,93	21399128,78	9102138,38	23829038,70	99,25728%	100,05380%	99,92252%
SOLO VERANOS	8238388,80	2701385,67	8962285,07	8277476,80	2700567,72	8967421,43	99,52778%	100,03029%	99,94272%
SOLO INVIERNOS	3118089,29	1682076,31	3310832,68	3150258,29	1679551,13	3312269,49	98,97885%	100,15035%	99,95662%

Tabla 11. Resultados de la radiación con y sin horizonte y la diferencia de porcentaje en Huelva.

A pesar de situarse en una zona bastante llana y de poca altura en Huelva sí que existe una pequeña pero notable influencia del horizonte. Los resultados no son demasiado llamativos pero sobre todo en invierno sí que hay una pérdida de radiación directa, concretamente un 1,02%. Esto podría llegar a tenerse en cuenta para el cálculo de la producción de una instalación fotovoltaica.

Los demás componentes se comportan de manera similar a los casos anteriores y seguramente sea por las mismas razones. Siendo una ciudad en el sur de la península, debido al clima la radiación directa tiene más peso que el resto de componentes.

4.1.10. HUESCA

Los resultados de Huesca obtenidos mediante la plantilla de cálculos se pueden apreciar en la *tabla 12*.

HUESCA	CON HORIZONTE			SIN HORIZONTE			%		
	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI	DHI	GHI
TOTAL (01/01/2015-31/12/2020)	19131142,55	8797766,75	21454919,54	19131151,55	8797761,62	21454914,77	99,99995%	100,00006%	100,00002%
SOLO VERANOS	7626750,20	2801664,75	8390476,64	7626750,20	2801664,75	8390476,64	100,00000%	100,00000%	100,00000%
SOLO INVIERNOS	2710338,37	1451764,81	2744632,05	2710338,37	1451764,81	2744632,05	100,00000%	100,00000%	100,00000%

Tabla 12. Resultados de la radiación con y sin horizonte y la diferencia de porcentaje en Huesca.

Huesca no muestra ningún tipo de variación en la radiación en lo referido al horizonte, Es decir, teniendo o sin tener en cuenta el horizonte, prácticamente ninguno de los componentes de la radiación varía a lo largo de todo el periodo de datos analizado. Ni siquiera en invierno que es más típico por la variación en el recorrido y la altura del sol.

Esto significa que los montes o las colinas alrededor de Huesca no influyen en la radiación del sol en ningún momento del día a lo largo del año. La mínima variación que pueda haber es totalmente despreciable.

4.1.11. JAÉN

Para el caso de la ciudad de Jaén los resultados obtenidos en la plantilla de cálculos aparecen en la *tabla 13*.

JAÉN	CON HORIZONTE			SIN HORIZONTE			%		
	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI	DHI	GHI
TOTAL (01/01/2015-31/12/2020)	20297029,14	9158527,98	23115571,91	20438067,80	9153248,46	23132005,28	99,30992%	100,05768%	99,92896%
SOLO VERANOS	8119808,17	2705588,63	8844109,29	8131178,17	2703150,37	8842636,11	99,86017%	100,09020%	100,01666%
SOLO INVIERNOS	2917574,75	1649744,37	3160606,78	2985866,50	1648870,72	3171686,66	97,71283%	100,05298%	99,65066%

Tabla 13. Resultados de la radiación con y sin horizonte y la diferencia de porcentaje en Jaén.

Esta vez los resultados son bastante interesantes en comparación con la mayoría de localizaciones analizadas. Jaén siendo una ciudad rodeada de sierras y montañas, tiene una clara influencia del horizonte en la radiación.

La radiación directa es claramente el componente más afectado. Si se tiene en cuenta todo el periodo de datos analizado, un 0,7% del DNI se ha perdido a causa de los montes de alrededor de la ciudad. Más clara es la influencia si analizamos los datos de invierno, ya que si se tiene en cuenta el horizonte, se pierde alrededor de un 2,29% del DNI. En verano en cambio no es tanta la diferencia. Estos datos también podrían tenerse en cuenta para calcular la producción de una instalación fotovoltaica.

En DHI y el GHI vuelven a comportarse como en otras ciudades analizadas, estos componentes han obtenido unos resultados bastante similares a los de Granada, ciudad que se sitúa como Jaén en el sur de la península.

4.1.12. SORIA

Los resultados referentes a la ciudad de Soria obtenidos mediante la plantilla de cálculos se encuentran en la *tabla 14*.

SORIA	CON HORIZONTE			SIN HORIZONTE			%		
	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI	DHI	GHI
TOTAL (01/01/2015-31/12/2020)	16815834,76	9569782,58	20647999,64	16815870,76	9569775,29	20647993,84	99,99979%	100,00008%	100,00003%
SOLO VERANOS	7090846,48	2993685,79	8166610,18	7090846,48	2993685,79	8166610,18	100,00000%	100,00000%	100,00000%
SOLO INVIERNOS	2321825,23	1572226,89	2666281,81	2321825,23	1572226,89	2666281,81	100,00000%	100,00000%	100,00000%

Tabla 14. Resultados de la radiación con y sin horizonte y la diferencia de porcentaje en Soria.

El caso de Soria es como muy similar al de Huesca, es decir, los resultados no varían prácticamente cuando se tiene o cuando se deja de tener en cuenta el horizonte. A pesar de que se encuentre relativamente cerca la sierra de Urbión, no tiene ningún efecto en ninguno de los componentes de la radiación del sol, ya que no interviene con la trayectoria y el recorrido del sol sobre Soria.

Prácticamente no hay porcentajes de diferencia en ninguno de los componentes ni en ninguna de las estaciones analizadas según los resultados que refleja la *tabla 14*.

4.1.13. VALENCIA

Para la ciudad de Valencia los resultados obtenidos con la plantilla de preparada para los cálculos se reflejan en la *tabla 15*.

VALENCIA	CON HORIZONTE			SIN HORIZONTE			%		
	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI [W/m ²]	DHI [W/m ²]	GHI [W/m ²]	DNI	DHI	GHI
TOTAL (01/01/2015-31/12/2020)	19342401,25	8700573,57	21802964,26	19362140,71	8696853,62	21800878,68	99,89805%	100,04277%	100,00957%
SOLO VERANOS	7146156,49	2835991,68	8222566,17	7146156,49	2835991,68	8222566,17	100,00000%	100,00000%	100,00000%
SOLO INVIERNOS	2998353,49	1447543,77	2939874,41	3006865,76	1446285,60	2939398,86	99,71691%	100,08699%	100,01618%

Tabla 15. Resultados de la radiación con y sin horizonte y la diferencia de porcentaje en Valencia.

En cuanto a los resultados pertenecientes a la ciudad de Valencia, se puede decir que no son demasiado significativos en cuanto a las pérdidas de radiación cuando se tiene en cuenta el

horizonte. Es una ciudad situada en una zona muy poco montañosa y con costa hacia el este, es por eso que el horizonte no influye demasiado en la radiación.

A penas un 0,3% del DNI se pierde a causa del horizonte en durante el invierno, y no existe ninguna diferencia en verano si se comparan los resultados con y sin horizonte.

Por otro lado de nuevo se repite el patrón de comportamiento del DHI y el GHI por las mismas razones anteriormente mencionadas.

4.1.14.COMPARACIÓN GRAFICA DE LOS RESULTADOS

Como se han analizado una cantidad considerable de datos pertenecientes a varias ciudades de España, para ver todo de una manera más clara se han representado gráficamente los datos y así poder ver cuáles son las ciudades con resultados más interesantes. Todos los gráficos se presentan en la misma escala para poder hacer una comparativa más visual y ver la diferencia de los resultados obtenidos.

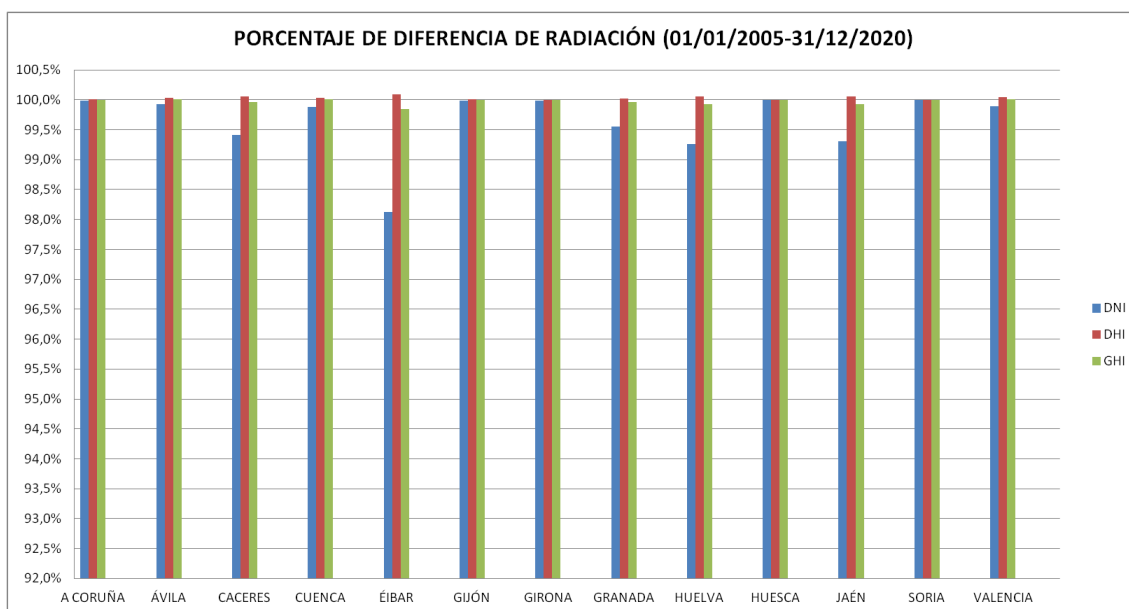


Figura 19. Gráfico de la diferencia de los componentes de la radiación.

Teniendo en cuenta todo el periodo de datos, en la figura 19 se observa que hay 5 ciudades que destacan entre las demás, Cáceres, Éibar, Granada, Huelva y Jaén. Como en los anteriores apartados se ha comentado, en estas ciudades el horizonte tiene un efecto significativo en la radiación.

Aun así, dado que son resultados obtenidos de todo el periodo de datos en su integridad, puede parecer que no son relevantes. El componente más afectado cuando se ha tenido en cuenta el horizonte, ha sido el DNI, con un 1,98% de pérdidas, en Éibar, resultado bastante más alto que cualquiera de las ciudades excepto la otras 4 anteriormente nombradas.

En la mayoría de casos, el DHI obtiene ganancias debido al reflejo de la radiación en las montañas y colinas, el GHI, por lo contrario, se mantiene o tiene unas pequeñas pérdidas depende del caso en concreto que se esté analizando.

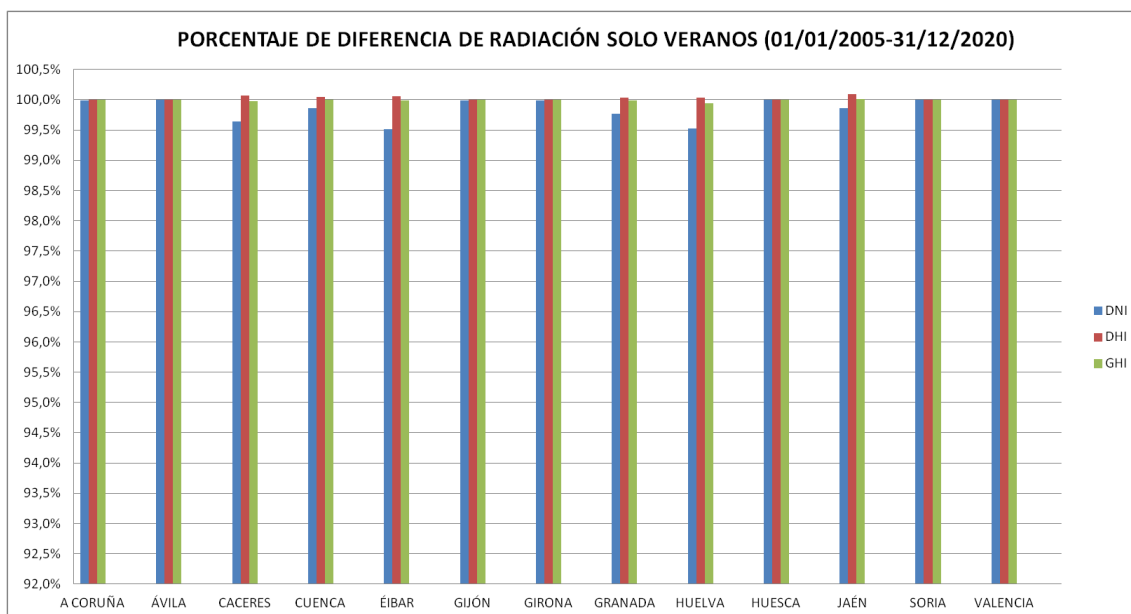


Figura 20. Gráfico de la diferencia de los componentes de la radiación solo veranos.

Cuando se analizan los resultados obtenidos teniendo en cuenta solamente los datos de las estaciones de verano en la figura 20, no hay ningún resultado significativo para ninguna de las ciudades, ya que, en esta época del año, hay más horas de sol debido a la altura y al recorrido del mismo.

Aun así la mayor diferencia, en los componentes de la radiación la obtiene el DNI y en las cinco ciudades anteriormente nombradas.

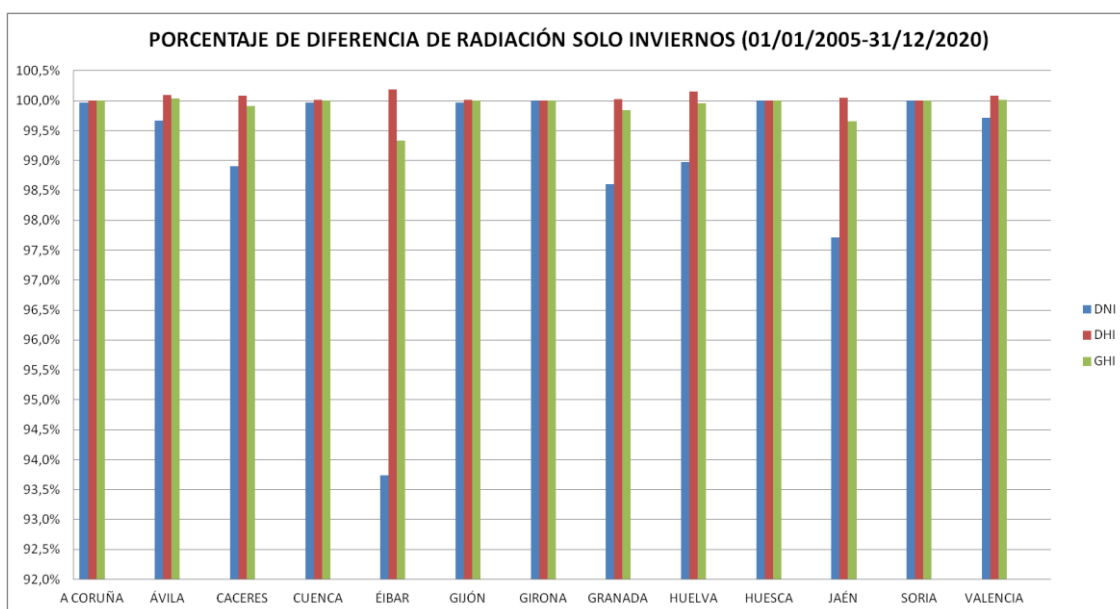


Figura 21. Gráfico de la diferencia de los componentes de la radiación solo inviernos.

En cuanto a los resultados representados en la figura 21 y obtenidos mediante los datos correspondientes a la época de invierno, existe una notable diferencia respecto con los demás gráficos. En este caso, claramente se nota cuales son las cinco ciudades más afectadas por el horizonte. El DNI es el componente de la radiación más afectado y con diferencia, encabeza

Éibar con un 6,26% de pérdidas, seguido de Jaén con 2,29%, Granada con 1,39%, Cáceres con 1,09 y Huelva con 1,02%.

Estos porcentajes, sobre todo, los de las dos primeras ciudades nombradas, son porcentajes a tener en cuenta a la hora de calcular por ejemplo la producción de una instalación fotovoltaica, sobre todo si son macro instalaciones.

El DHI repite con la tendencia que ha tenido en las demás evocas del año, en las ciudades más montañosas, refleja ganancias en la radiación por la misma razón que anteriormente se ha comentado. El GHI de nuevo depende del caso en concreto que se esté analizando; en general, en el sur, debido al clima hay más radiación directa y el DNI adquiere más importancia en el cálculo del GHI, por lo que también refleja pérdidas.

4.2. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL HORIZONTE

Para las localizaciones con resultados más significativos, se han representado gráficamente el horizonte a partir de cálculos horarios de ángulos solares y datos de radiación directa mediante una serie de condiciones como anteriormente se ha explicado en el apartado de metodología.

La representación grafica del horizonte para la ciudad de Cáceres se puede ver en la *figura 22*.

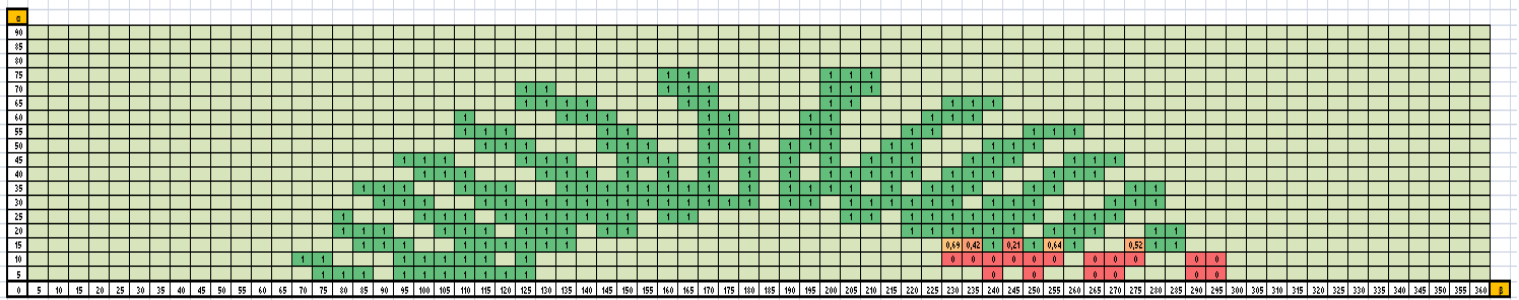


Figura 22. Captura de la representación gráfica del horizonte en Cáceres.

Como se puede observar en la *figura 22*, en Cáceres las mayores pérdidas se dan al final del día, en el atardecer, esto significa que las montañas y las colinas que afectan en la radiación de la localización se encuentran al oeste de de la ciudad.

Además, según las casillas del gráfico marcadas con colores calientes, se interpreta que las pérdidas se dan tanto en verano como en invierno, es decir, esas casillas no se encuentran solo en unos valores concretos de azimut pertenecientes al invierno, sino que también están marcadas con valores que se dan en verano tal y como se ve en la figura.

El grafico del horizonte para la ciudad Guipuzcoana de Éibar se ha representado en la *figura 23*.

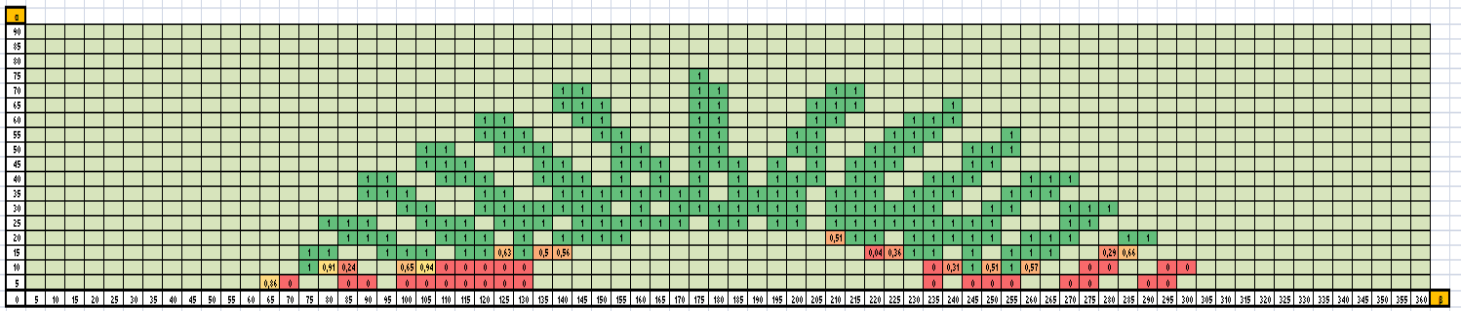


Figura 23. Captura de la representación gráfica del horizonte en Éibar.

El caso de Éibar es muy particular, ya que tal y como se puede apreciar en la *figura 23* es la única ciudad que tiene pérdidas significativas al amanecer y al atardecer. Esto se da porque Éibar es una ciudad situada en un valle y las colinas que lo rodean están al este y al oeste de la misma.

También, se aprecia que en los días de invierno se dan más pérdidas que en los días de verano, ya que las casillas marcadas con colores calientes abundan más en la arte del grafico correspondiente a un día de invierno, aunque sí que hay pérdidas durante todo el año.

El dibujo del horizonte correspondiente a la ciudad de Granada se puede divisar en la *figura 24*.

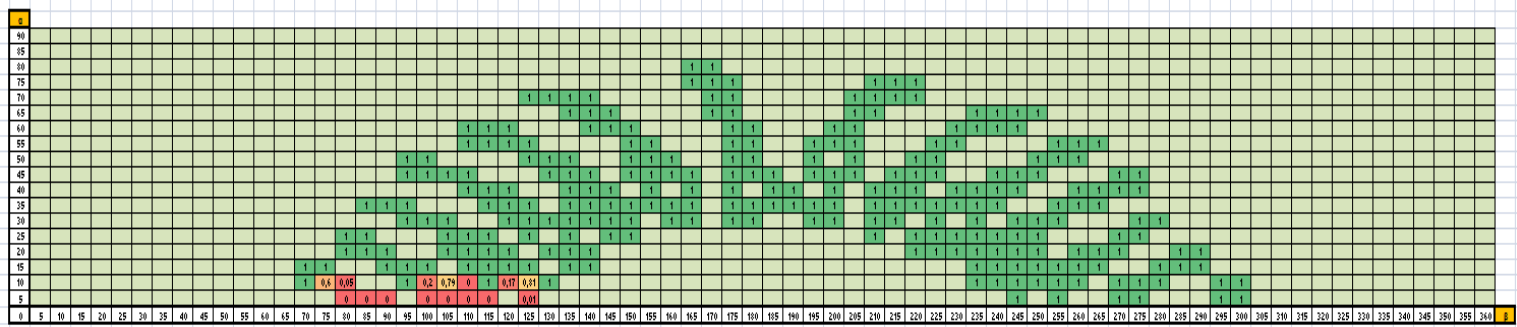


Figura 24. Captura de la representación gráfica del horizonte en Granada.

En la *figura 24*, se ve claramente que es al inicio del día cuando se dan las perdidas por horizonte en Granada. Esto quiere decir que las montañas que afectan en la radiación están situadas en el este de la localización seleccionada y, además, afectan durante todo el año.

La representación del horizonte mediante el programa de Excel para va ciudad de Huelva se puede ver en la *figura 25*.

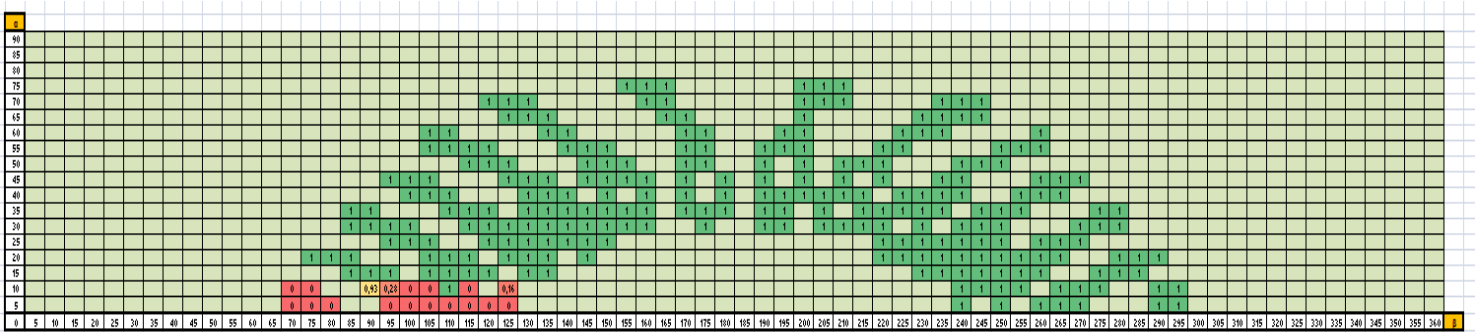


Figura 25. Captura de la representación gráfica del horizonte en Huelva.

A pesar de que Huelva sea una ciudad situada en una zona bastante llana, el horizonte de la *figura 25* refleja que sí que hay colinas que afectan en la radiación situadas al este ya que es a primera hora del día cuando refleja las pérdidas. Las pérdidas se dan tanto en verano como en invierno, no existe mucha diferencia en sí afecta el horizonte a lo largo del día dependiendo de la época del año, pero si en cuanto a cantidad de radiación como antes se ha demostrado anteriormente con los resultados.

La imagen del grafico del horizonte para la última ciudad con resultados significativos, Jaén, se presenta en la *figura 26*.

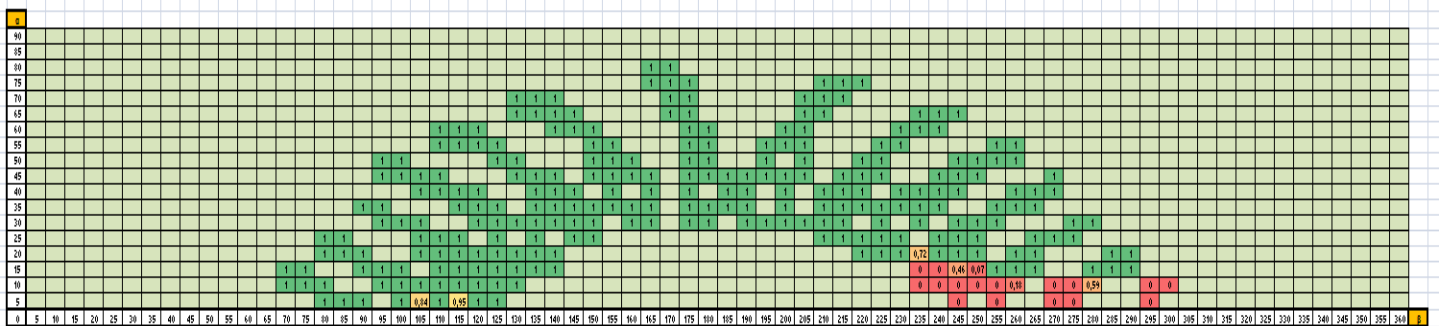


Figura 26. Captura de la representación gráfica del horizonte en Jaén.

Si se observa la *figura 26* se puede apreciar que en la localización escogida en Jaén las mayores pérdidas se dan al atardecer, es decir, que las montañas o colinas que afectan en la radiación se sitúan al oeste de la ciudad, aunque también hay unas pequeñas pérdidas al inicio del día no llegan a ser importantes.

Además, esta vez en Jaén sí que se dan más pérdidas en un día de invierno que en uno de verano, se extienden más durante los días de invierno debido a la menor altura del sol.

Si vemos todos los casos a la vez, se puede apreciar en las *figuras 22, 23, 24, 25 y 26* los cinco gráficos pueden asemejarse a priori, ya que al estar en unas coordenadas no muy dispersas entre sí (todas en España), el recorrido del sol no cambia demasiado en una ubicación u otra. En cambio, se puede apreciar que todas las ciudades tienen diferentes formas y patrones que es donde entra en juego el horizonte de cada localidad.

Ninguna tiene el mismo patrón que la ciudad anterior aunque sí que se pueden asemejar. Aun así, los valores máximos y mínimos de elevación y azimut máximo que se alcanza en cada época del año de cada ubicación cambian por completo.

Cabe mencionar, que si se hubiera ampliado va resolución del grafico, es decir, si se hubiera utilizado un intervalo menor tanto para la elevación como para el azimut, los resultados gráficos serían más diferenciables y más exactos.

5. CONCLUSIONES

Para finalizar con este trabajo de investigación se han obtenido varias conclusiones que ayudan a interpretar el efecto que puede llegar a tener el horizonte solar en la radiación del sol sobre una ubicación en concreto.

Primero, se han confirmado varios hechos que antes de realizar la investigación ya se conocían y merece la pena mencionar. Por ejemplo, que la radiación directa es mayor cuanto más al sur se encuentra la ubicación, y por lo contrario la radiación difusa abunda más en las ciudades norteñas. Otro de estos hechos se refleja mediante la diferencia de radiación entre las épocas del año; en invierno la radiación siempre es menor debido al recorrido del sol, que es más corto, y la elevación del mismo, que es menor en esta época del año. En verano, en cambio ocurre todo lo contrario.

Además, cabe destacar, que aunque se intentó homogeneizar la investigación para toda el estado Español dentro de la Península Ibérica, cada caso es muy particular, ya que los resultados dependen de la orografía del terreno de cada ubicación. Esto conlleva a que si de verdad se desea hacer una investigación más exhaustiva, por ejemplo, para calcular el potencial energético que podría llegar a tener una instalación, debería hacerse para la ubicación en particular que se desea analizar mediante una herramienta parecida a la que se ha utilizado en este trabajo.

En cuanto a las ciudades costeras, y sobre todo en el norte, se interpreta que la influencia del horizonte es menor, porque el mar no tiene ningún efecto sobre este.

Como ya se ha mencionado, cada caso es muy particular y aunque la ciudad esté situada en una zona montañosa o tenga algunas colinas alrededor, estas pueden no influir en la radiación. Puede ser que por el recorrido que hace el sol diariamente, las montañas no interfieran en la radiación que se está analizando en unas coordenadas en concreto, pero también se pudo dar que esas mismas montañas sí que influyan en otras coordenadas cercanas a las que se han analizado previamente.

Otra de las conclusiones, ha sido ver la utilidad real de las herramientas y fórmulas que se han dado en el máster. Los conocimientos que se impartieron en la Asignatura 2 del Máster de Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos de la universidad de Jaén, han tenido mucho peso de cara a los conceptos y fórmulas que se han utilizado en esta investigación. Queda como ejemplo todo el proceso de cálculos que se han explicado en el apartado de metodología de este trabajo.

Como conclusión general, se determina que el horizonte sí que puede tener una clara influencia en la radiación y que por eso es necesario tenerlo en cuenta para cuantificar el potencial energético solar de una localización, pero es verdad que cada caso es muy particular. Por ejemplo, en el caso de Éibar, se calculado un 1,98% de pérdidas de DNI en todo el periodo de datos analizado y un 6,26% de pérdidas si solo se tienen en cuenta los datos recopilados en las estaciones de invierno, resultados más que suficientes para tenerlos en cuenta a la hora de calcular el potencial de una instalación fotovoltaica. O en el caso de Granada y Jaén, se han obtenido para la época de invierno un 1,39% y un 2,29% de pérdidas en el DNI respectivamente; resultados también a considerar para una instalación fotovoltaica. Aunque también existen ciudades para las que no se ha detectado ningún tao de pérdida a causa del horizonte, en Soria por ejemplo, no se han obtenido pérdidas, tanto en meses de invierno como en meses verano.

Es por todo esto y por todo lo antes mencionado, que se reafirma que si es necesario investigar las pérdidas de radiación a causa del horizonte cualquier ubicación, ya que cada caso es muy particular y depende mucho de la orografía del terreno y la orientación de la localización respecto al movimiento del sol.

6. BIBLIOGRAFÍA

UNEF, (2022). Informe anual UNEF 2022. Disponible en: https://platea.ujaen.es/pluginfile.php/216966/mod_folder/content/0/Informe%20UNEF%202022.pdf

PVEducation - Chapter 2.1 - Basics of Light, (s.f.). Disponible en: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/basics-of-light>

PVEducation - Chapter 2.2 - Blackbody Radiation, (s.f.). Disponible en: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/blackbody-radiation>

PVEducation - Chapter 2.4 - Terrestrial Solar Radiation - Solar Time, (s.f.). Disponible en: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/solar-time>

PVEducation - Chapter 2.4 - Terrestrial Solar Radiation - Declination Angle, (s.f.). Disponible en: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/declination-angle>

PVEducation - Chapter 2.4 - Terrestrial Solar Radiation - Elevation Angle, (s.f.). Disponible en: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/elevation-angle>

PVEducation – Chapter 2.4 - Terrestrial Solar Radiation - Azimuth Angle, (s.f.). Disponible en: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/azimuth-angle>

Helio Esfera, (2021). Irradiancia, Irradiación y Radiación Solar. Disponible en: <https://www.helioesfera.com/irradiancia-irradiacion-y-radiacion-solar/>

PVEducation - Chapter 2.4 - Terrestrial Solar Radiation - Atmospheric Effects, (s.f.). Disponible en: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/atmospheric-effects>

Anshul Awasthi, Akash Kumar Shukla, Murali Manohar S.R., Chandrakant Dondariya, K.N. Shukla, Deepark Porwal, Geetam Richhariya, (2020). Energy Reports Volume 6, Review on sun tracking technology on solar PV system. Disponibe en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484719304780?via%3Dihub>

PVEducation - Chapter 2.5 - Solar Radiation Data - Measurement of Solar Radiation, (s.f.). Disponible en: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/measurement-of-solar-radiation>

Thomas Huld, (2011). AFRETEP 1ST Regional Workshop Kampala. Disponible en: <https://www.studocu.com/row/document/indian-ocean-university/internet-technologies/research-papaer-on-solar-radiation-and-pv/63247590>

BSRN, (2022). WRMC – BSRN. Disponible en: <https://bsrn.awi.de/>

NREL, (2023). Measurement and Instrumentation Data Center (MIDC). Disponible en: <https://midcdmz.nrel.gov/>

AEMET, (2023). Radiation and Ozone Map. Disponible en: <https://www.aemet.es/en/eltiempo/observacion/radiacion/radiacion?datos=mapa>

SODA, (2022). Solar radiation and meteorological data Services to optimize solar energy production toward a sustainable future. Disponible en: <https://www.soda-pro.com/home>

Copernicus, (s.f.). Solar Energy. Disponible en: <https://atmosphere.copernicus.eu/solar-energy>

Solargis, (2023). Global Solar Atlas. Disponible en: <https://globalsolaratlas.info/>

European Comission, (s.f.). PVGIS User Manual. Disponible en: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/getting-started-pvgis/pvgis-user-manual_en

European Comission, (s.f.). PVGIS Tool. Disponible en: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/