

SISTEMA INFORMÁTICO DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VÍAS DE FERROCARRIL

Ricardo GALÁN DE VEGA¹, Alicia ARCE RUBIO, Cosmin KOCH CIOBOTARU, Juan AGUILAR GUIADO

Resumen

Las infraestructuras ferroviarias se caracterizan por unas condiciones particulares de consumo de energía tanto en cantidad como en calidad, necesarias para garantizar el uso seguro de estas instalaciones. En concreto, existe el consumo masivo de energía eléctrica para propulsión en vías ferroviarias y consumos muy localizados para señalización e información, ya sea dirigido al usuario o al gestor de la infraestructura, en instalaciones fijas o temporales. A partir de nuevos conceptos en tecnologías energéticas (generación distribuida, nuevas tecnologías de generación, redes inteligentes, etc.), y en tecnologías de la información y comunicación (sistemas inteligentes para el transporte), se vienen planteando ideas como la “vía lineal autosuficiente energéticamente”, que conjugaría e integraría algunas de las nuevas tecnologías anteriormente mencionadas.

El objetivo de la investigación es la elaboración de un modelo de diseño de generación distribuida de energía fotovoltaica particularizado para vía ferroviarias, con el objetivo final de integrar este modelo en una herramienta informática capaz de informar al gestor de la infraestructura sobre la configuración óptima de los parámetros que definen la capacidad de generación energética, optimice el uso de los recursos energéticos disponibles y automatice el diseño de instalaciones distribuidas para cubrir la demanda de energía eléctrica en dicha infraestructura. En esta investigación se ha desarrollado un modelo de diseño de red distribuida particularizado para los sistemas fotovoltaicos cuyo algoritmo decide de forma automática los puntos de instalación de módulos fotovoltaicos a lo largo de la línea férrea para satisfacer una demanda energética específica al menor coste posible. También, se ha elaborado una herramienta informática que integra el modelo y consigue automatizar el diseño de instalaciones distribuidas para cubrir la demanda de energía eléctrica en vías férreas monitorizando en tiempo real los parámetros de control de la instalación, así como el valor de los parámetros de entrada y salida en cada punto de la misma.

Palabras clave: renovables, generación, distribuida, ferroviario, optimización.

1 INTRODUCCIÓN

Durante las últimas décadas, ha tenido lugar un rápido crecimiento y desarrollo demográfico, tecnológico, socioeconómico e industrial. Consecuentemente, se ha producido un aumento del consumo y demanda energética a nivel mundial, aminorando las reservas de la principal fuente de energía, los combustibles fósiles. Este agotamiento, unido a los problemas ambientales que conllevan el uso de estas fuentes de energía ha propiciado el fomento de otras vías alternativas. En este contexto, destacan las energías renovables, que suponen una fuente de energía limpia, inagotable y sostenible. Entre ellas, la energía solar sobresale por su disponibilidad, especialmente en España, unos de los países de Europa con mayor número de horas de Sol.

El aprovechamiento de la energía solar está condicionado a la intensidad de radiación solar incidente sobre un área determinada, por lo que es necesario contar con registros de radiación

¹ Fundación Ayesa. rgalan@ayesa.com

confiables que puedan emplearse en el diseño de equipos que aprovechen la energía solar. Los mapas de radiación solar tienen la utilidad de determinar las zonas geográficas que tienen un alto potencial para su aprovechamiento energético y para el diseño de equipos fotovoltaicos. En este contexto, este trabajo se centra en realizar una herramienta para el diseño de instalaciones fotovoltaicas aprovechando las instalaciones de las vías férreas para suministrarle a su vez la energía necesaria. Para ello, se ha realizado una serie de estudios y desarrollos que se resumen a continuación.

Primeramente, se realiza un estudio básico sobre los fundamentos de la radiación solar, caracterizándola e investigando distintos métodos de estimación. Se estudiará la posición del Sol en el cielo con respecto al punto de interés en la Tierra, y se confeccionará un modelo matemático de cálculo que describa de forma precisa la posición del Sol en el cielo a partir de una fecha y unas coordenadas terrestres determinadas. Además, se determinarán los métodos para estimar los distintos tipos de radiación solar (global, directa y difusa) sobre planos tanto inclinados, como horizontales

Posteriormente, se analizan los factores que limitan el nivel de radiación solar. Entre ellos, destacan el efecto de las sombras y efectos atmosféricos (polvo, nubosidad, suciedad del aire, etc.). Dentro de este ámbito, se realiza un estudio sobre el asoleamiento, para minimizar el efecto contraproducente de las sombras proyectadas.

Para finalizar, mediante una herramienta GIS se elabora el mapa de radiación solar de España, que indicará las zonas con mayor potencial fotovoltaico.

El siguiente paso ha sido la realización de actividades de investigación para caracterizar el comportamiento de un sistema fotovoltaico. Una instalación fotovoltaica está constituida por varios dispositivos conectados eléctricamente entre sí, que se encargan de convertir la energía en forma de radiación solar en energía eléctrica. La cantidad de energía eléctrica generada por una instalación depende de la configuración interna de los dispositivos que la componen y del conexionado entre los mismos. Durante el proceso de diseño de la instalación fotovoltaica es importante establecer un criterio de selección adecuado para cada uno de los componentes que se vayan a instalar. Una vez seleccionados los dispositivos, hay que configurarlos para maximizar el potencial de generación fotovoltaico lo máximo posible. Los criterios de selección y configuración se realizarán en función de las condiciones energéticas impuestas, de forma que se satisfagan todas las necesidades a cubrir, con el máximo rendimiento global posible y el menor coste económico.

A continuación, se ha estudiado los fenómenos atmosféricos que afectan enormemente al rendimiento de conversión fotovoltaico de un módulo solar, y cuyos efectos no se pueden cuantificar de forma directa mediante los mapas de radiación. Estos fenómenos son la suciedad sobre la superficie de captación de un panel fotovoltaico, ocasionada en ambientes con altos niveles de suciedad y partículas de polvo en el aire; y la nieve acumulada sobre los módulos solares en puntos geográficos propensos a fuertes nevadas. Ambos fenómenos impiden que la captación de la radiación incidente sobre un módulo fotovoltaico sea óptima, por lo que la cantidad de energía generada se reduce drásticamente.

Finalmente, se ha elaborado una herramienta donde se integran todos los modelos desarrollados para optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles en las infraestructuras del transporte ferroviario; automatizar el diseño de instalaciones distribuidas para cubrir la demanda de energía eléctrica en dichas infraestructuras; agilizar las tareas de gestión, distribución y mantenimiento de la red de distribución; y monitorizar en tiempo real los parámetros de control de la instalación, así como el valor de los parámetros de entrada y salida en cada punto de la misma.

2 MODELO DE RADIACIÓN

2.1 Método de estimación del promedio diario de radiación solar

La radiación solar que incide sobre un área geográfica es el factor que cuantifica el potencial de generación fotovoltaico. Existen diversos métodos para estimar la radiación que incide sobre la superficie terrestre, si bien casi todos se basan en la ecuación de regresión de Ångström (1924). Los parámetros que determinan la cantidad de radiación que incide sobre un receptor fotovoltaico son: el punto geográfico donde está situado el receptor, ya que el nivel de radiación varía en función de la latitud terrestre; la posición del Sol con respecto al receptor, variable a lo largo del día, determina el ángulo de incidencia de los rayos de sol sobre la superficie de captación solar; las condiciones atmosféricas, ya que la cantidad de radiación no es la misma bajo cielo despejado que bajo cielo nublado; y, por último, la orientación del plano de captación, ya que cuanto más perpendicular sea la incidencia mayor será la cantidad de radiación absorbida por el receptor.

La radiación solar puede incidir sobre un plano de tres formas distintas: directa, difusa y reflejada. La radiación directa se define como la radiación que incide directamente, sin dispersión, desde el Sol sobre el plano; la radiación difusa es consecuencia de la dispersión que sufren los rayos de sol a través de las nubes y otras partículas concentradas en la atmósfera, que los reorientan hacia el plano; y la radiación reflejada es el resultado de la reflexión de los rayos en el suelo terrestre, que los proyecta hacia el plano. La radiación global se define como la suma de la radiación directa, la radiación difusa y la radiación reflejada.

2.2 Estudio de factores que influyen en el nivel de radiación solar

Existen varios factores que influyen sobre la radiación solar que llega a un receptor fotovoltaico. Los más importantes son: la situación geográfica donde esté situado dicho receptor, ya que el nivel de radiación solar no es el mismo para las diferentes latitudes terrestres; la posición solar con respecto al punto de recepción, variable a lo largo del día y que determinará el ángulo de incidencia de los rayos solares en la superficie terrestre; las condiciones atmosféricas, ya que la radiación no será la misma en condiciones de cielo nublado o cielo despejado, y la orientación del plano de captación, que será testigo de una incidencia más o menos directa, en función de la inclinación y acimut del receptor con respecto al Sol, además de un componente de radiación reflejada por el suelo terrestre, función del albedo superficial en las inmediaciones circundantes al panel fotovoltaico. La mayoría de los modelos utilizados para estimar el nivel de radiación solar están basados en la ecuación de regresión de Ångström [1]. En este modelo, la radiación solar se determina a partir de la radiación extraterrestre, definida como la radiación medida fuera de la atmósfera, y la fracción de horas diarias en las que el Sol ilumina la zona de estudio con respecto a las horas totales del día.

2.2.1 Efecto de las sombras proyectadas

Además, hay otros factores que influyen sobre la cantidad de radiación que puede captar un módulo fotovoltaico, como la proyección total o parcial de sombras sobre su superficie. Este fenómeno puede llegar a reducir la producción del módulo en más de un 90%, por lo que será fundamental realizar un estudio geométrico de las sombras proyectadas a lo largo de un año sobre la superficie terrestre de la zona en la que se va a realizar la instalación. La Tierra describe un movimiento orbital alrededor del Sol. Si se considera un sistema de referencia geocéntrico, la posición del Sol, vista desde un punto de la superficie terrestre, no permanece fija a lo largo de un día, por lo que las sombras proyectadas en la superficie terrestre por las distintas geometrías que componen el horizonte que envuelve a dicho punto variarán en función de la posición del Sol sobre dicho sistema de referencia.

2.2.2 Asoleamiento

El estudio de asoleamiento trata de la necesidad de permitir la penetración de los rayos solares en ambientes interiores o espacios exteriores donde se busque alcanzar el confort hidrotérmico, esto es, la ausencia de malestar térmico. Este tipo de estudios se realiza fundamentalmente en arquitectura para ajustar el diseño de un edificio a las necesidades térmicas de confortabilidad. No obstante, en el campo de la energía fotovoltaica, el estudio de asoleamiento tiene como objetivo maximizar las áreas de iluminación solar a lo largo de un día sobre un panel fotovoltaico o, lo que es lo mismo, minimizar el efecto producido por las áreas de sombra generadas por las geometrías circundantes del panel, que repercuten negativamente en el proceso de generación de energía eléctrica. De este modo, gracias al estudio de asoleamiento y a la caracterización de las sombras proyectadas sobre una superficie, se puede ajustar la posición de un módulo fotovoltaico en un punto geográfico determinado, de forma que se aproveche el número máximo de horas de incidencia solar sobre el mismo. Así, se reducen los intervalos temporales en los que dicho módulo estará total o parcialmente cubierto por una sombra proyectada sobre su superficie de captación. El estudio de asoleamiento se aplica igualmente en zonas interiores como en zonas exteriores, tanto en entornos rurales como urbanos. Lo único que hay que conocer para poder realizar dicho estudio con precisión es la trayectoria solar sobre la geografía de estudio a lo largo de un período de tiempo y las geometrías de los cuerpos que componen el horizonte que envuelve al entorno de dicha geografía.

Uno de los primeros métodos de estudio del asoleamiento estaba basado en el Reloj de Sol. Gracias a dicho dispositivo podía caracterizarse la posición del Sol sobre un punto de la Tierra a lo largo de un día a partir de las sombras proyectadas por un gnomon (pequeña varilla vertical) sobre una superficie horizontal. Extrapolando la sombra proyectada por el gnomon a distintas magnitudes y haciendo uso de las teorías geométricas se puede conocer, de forma aproximada, la sombra proyectada por un cuerpo de mayor altura sobre la misma superficie. Posteriormente surgieron otros métodos más sofisticados, en los que la determinación de los intervalos de sombra sobre un punto de la superficie terrestre se realizaba a partir de un gráfico solar (diseñado mediante observaciones y cálculos geométricos para conocer la posición del Sol sobre el punto estudiado en cualquier momento del año) superpuesto a una proyección estereográfica del horizonte sobre dicho punto. Actualmente, los métodos de estudio de asoleamiento se basan igualmente en los diagramas solares en proyección estereográfica, que son obtenidos y caracterizados para un punto terrestre concreto mediante aplicaciones informáticas y algoritmos matemáticos que automatizan el proceso de cálculo. El uso de un método u otro dependerá del grado de precisión que se quiera alcanzar en el estudio, el tiempo disponible para el mismo y los recursos económicos dispuestos a emplear.

2.2.3 Proceso de atenuación de la radiación espectral

La radiación solar que llega a la superficie terrestre se distribuye conforme a un espectro de longitudes de onda de rango $\mathcal{R} = \{300 \text{ nm} - 4 \mu\text{m}\}$. La radiación espectral R_λ se define como la potencia recibida para un diferencial de longitud de onda determinado ($d\lambda$). La integral de esta magnitud a lo largo de todo el espectro es igual a la radiación total.

La composición y concentración de los constituyentes atmosféricos terrestres varían según la localización geográfica, la altitud y la época del año. La radiación solar se atenúa según la opacidad de la atmósfera, que dificulta la transmisión de los rayos solares. Los constituyentes atmosféricos que influyen sobre dicho factor se dividen en tres tipos: moléculas de aire seco, vapor húmedo y aerosoles. De esta forma, el nivel de radiación solar no es el mismo en la parte alta de la atmósfera que en la parte baja, ya que va disminuyendo conforme a su paso debido a la absorción, reflexión y dispersión de los rayos solares.

Una de cada 100 unidades energéticas que entran en la atmósfera terrestre, 24 son reflejadas por las nubes (20) y por el suelo (4), 25 son dispersadas (6) y absorbidas (19) por la atmósfera y

51 son las absorbidas por el suelo [2]. La dispersión de los rayos solares está influida por los constituyentes atmosféricos englobados en las moléculas de aire seco y los aerosoles, y la absorción, por el contrario, está condicionada principalmente por la humedad atmosférica.

3 MODELO DE CUANTIFICACIÓN DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO

El potencial fotovoltaico de una zona geográfica se define principalmente en función del nivel de radiación registrado durante un período de tiempo determinado. En este caso, el modelo de potencial fotovoltaico es, básicamente, el mapa de radiación solar de la zona de estudio, delimitada por el término peninsular del Reino de España. El proceso de elaboración del modelo de potencial fotovoltaico se esquematiza en la siguiente figura.

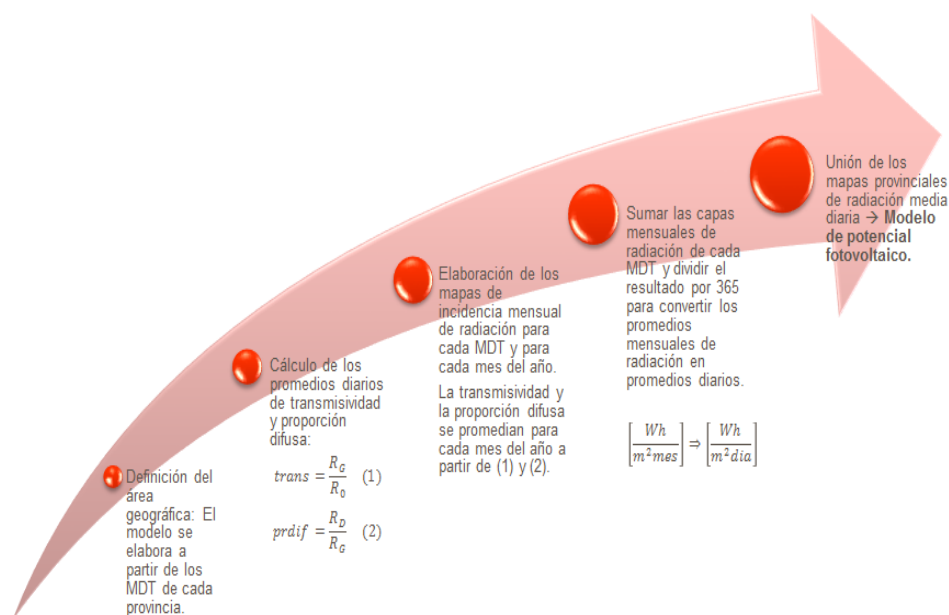


Figura 1. Proceso para generar el modelo de potencial fotovoltaico

Se valoró la posibilidad de utilizar el mapa de radiación de la Agencia Estatal de Meteorología del Gobierno de España (AEMET) elaborado en [3]. No obstante, los valores representados en el mapa de radiación no están ajustados a una escala que permita valorar la diferencia de radiación entre puntos cercanos, por lo que se propuso reconfigurarlos mediante un algoritmo matemático basado en aplicar factores de corrección a los datos radiométricos. Los factores de corrección serían calculados a partir del estudio de las sombras proyectadas por la geografía del terreno sobre la zona de estudio, con el objetivo de reajustar los datos de radiación a una escala menor. De esta forma, cada dato del mapa de radiación sería recalculado a partir de un factor de corrección igual al número de horas de sombra (incluyendo las horas nocturnas) sobre el punto geográfico de estudio dividido por el número de horas que tiene un día, de forma que: $R'_i = R_i \cdot c_i = R_i \cdot \frac{hsombra}{24}$; donde R_i representa el nivel de radiación registrado en el punto i .

El algoritmo descrito se ejecutaría mediante una herramienta GIS (Sistema de Información Geográfica), haciendo uso del mapa de radiación en formato ráster (matriz de píxeles) para aplicar los respectivos factores de corrección sobre cada uno de sus píxeles, que representarían el nivel de radiación de cada punto geográfico correspondiente. No obstante, el mapa de radiación de AEMET no se encuentra disponible en formato ráster, por lo que habría que convertirlo previamente. Mediante GIS se puede generar un modelo ráster a partir de una

imagen (bmp, png, jpeg) asignando manualmente los atributos que se quieran representar sobre cada píxel del mapa, pero suponer una tarea muy tediosa si la imagen abarca un área relativamente extensa. Además, en el caso del mapa de radiación sería muy complicado asignar un único atributo a cada punto, puesto que la información del mapa no está referida a incidencias puntuales de radiación, sino que cada píxel tiene asociado un color que simboliza un rango de valores.

Debido a las incidencias comentadas, se decidió elaborar el ráster de radiación sin tener en cuenta el mapa de radiación de AEMET, utilizando las herramientas de análisis solar de GIS. En los siguientes apartados se explican los procedimientos seguidos para elaborar el modelo de potencial fotovoltaico mediante GIS.

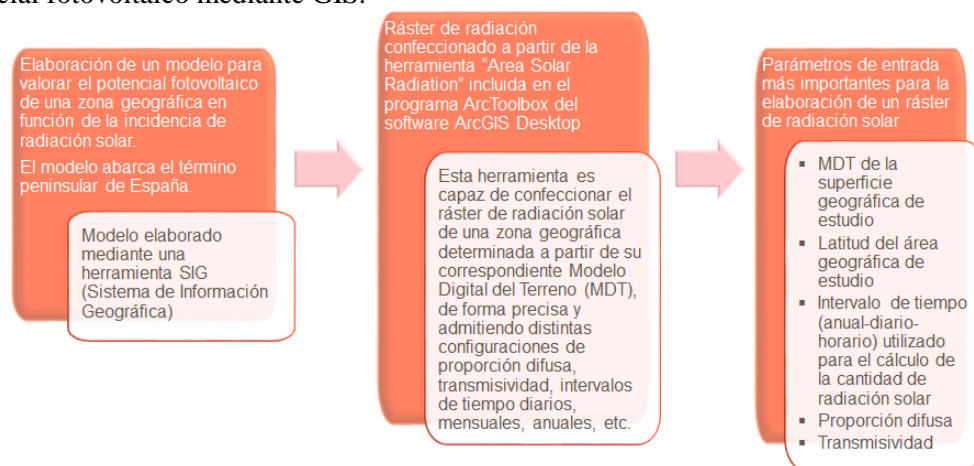


Figura 2. Ráster de radiación solar en GIS

Para elaborar el modelo de potencial fotovoltaico, se han utilizado los modelos digitales de terreno (MDT) de cada provincia española inscrita dentro del área de estudio². En concreto, se ha trabajado con MDT provinciales de 200 m²/píxel de resolución y de huso 30.

² . Estos modelos se encuentran disponibles de forma gratuita en el centro de descargas del IGN <http://centrodedescargas.cnig.es/CentroDescargas/index.jsp>

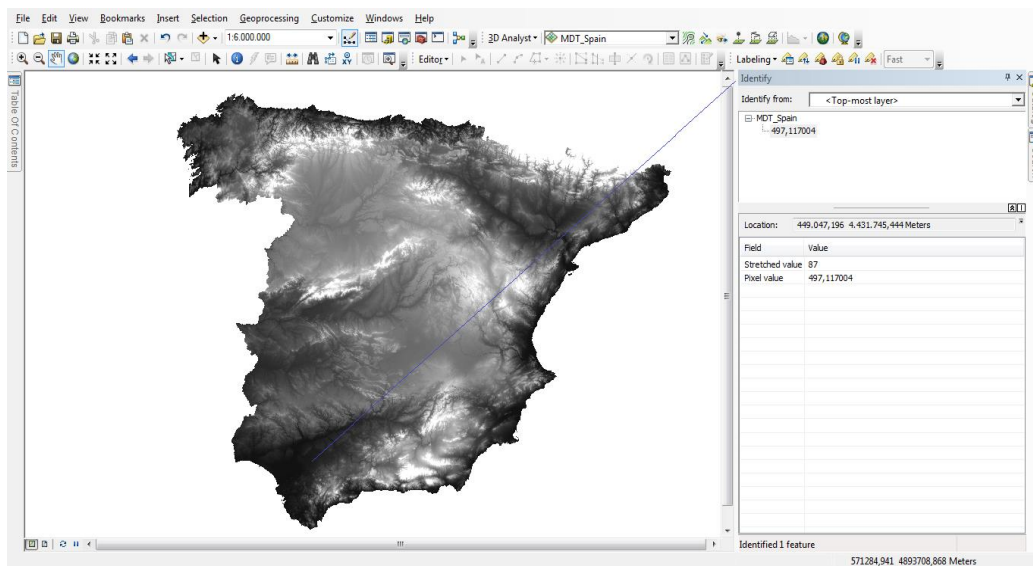


Figura 3. Modelo digital del terreno de España

Una vez abordados los procesos explicados, se obtiene el modelo de potencial fotovoltaico representado a continuación:

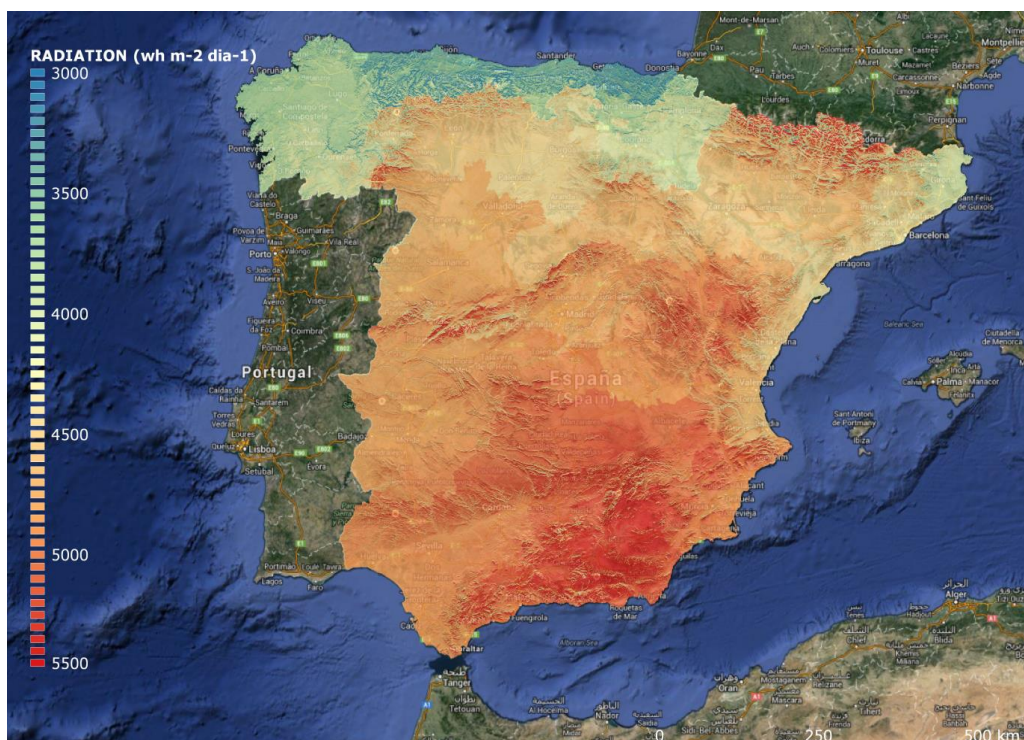


Figura 4. Modelo de potencial fotovoltaico de España

Como puede observarse, las zonas de mayor potencial fotovoltaico de España se encuentran al sur de la península. El elevado número de días soleados al año, el bajo contraste de accidentes geográficos y la mayor proximidad al ecuador hacen del sur de España una región idónea para

la generación fotovoltaica. Más del 80% del suelo de la Península Ibérica tiene una incidencia de radiación mayor a $4.5 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{día}^{-1}$.

El valor máximo alcanzado es igual a $R_{\max} = 5.6 \text{ kWh}/\text{m}^2\text{día}$, y el menor $R_{\min} = 3.4 \text{ kWh}/\text{m}^2\text{día}$.

4 MODELO DE SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Diversas células fotovoltaicas ensambladas entre sí forman un módulo fotovoltaico. Dependiendo de la instalación que se esté desarrollando y de la aplicación para la que se ha diseñado, existe la posibilidad de utilizar un único módulo o un conjunto de módulos, que se montarán agrupados sobre un determinado soporte y conectados entre sí eléctricamente. Cuando se necesite una potencia de generación elevada que no se pueda obtener con un único módulo fotovoltaico, se recurrirá a la conexión en grupo de varios paneles solares. Al igual que las células, los módulos fotovoltaicos pueden conectarse en serie, formando ramas modulares, hasta conseguir unas características de voltaje deseadas. Las ramas modulares se conectarán a su vez en paralelo para obtener unas características de intensidad y potencia que vendrán determinadas según la cantidad de energía eléctrica que se quiera generar. La asociación en paralelo de varias ramas modulares constituye un sistema generador fotovoltaico.

Atendiendo al número de grados de libertad del panel solar, se distinguen tres tipos de módulos fotovoltaicos:

- Módulos FV de dos grados de libertad: La inclinación y orientación del panel solar se ajustan en tiempo real
- Módulos FV de un grado de libertad: La inclinación del panel solar se ajusta en tiempo real, pero la orientación permanece fija durante el proceso de generación.
- Módulos FV fijos: La inclinación y orientación del panel permanecen fijas durante el proceso de generación.

Los módulos FV de dos grados de libertad son los que generan más energía a lo largo de una franja de tiempo determinada, pero son los más caros. Dependiendo de la extensión disponible, la zona geográfica y las condiciones climáticas y atmosféricas, una instalación fotovoltaica de módulos fijos puede conseguir una mayor generación al mismo coste que una instalación de módulos automatizables. Los dos parámetros que definen la cantidad de energía que puede absorber un panel fotovoltaico de superficie fija son los siguientes:

- Ángulo de orientación (o ángulo de acimut), definido como el ángulo que forma la proyección horizontal de la línea perpendicular a la superficie de captación del módulo con respecto a la línea cardinal que une el norte con el sur.
- Ángulo de inclinación, definido como el ángulo que forma la superficie de captación del módulo con respecto a la superficie terrestre, o lo que es lo mismo, el ángulo entre la línea perpendicular a la superficie de captación del módulo y la línea de cenit.

La configuración de los módulos fotovoltaicos de superficie fija se basa en ajustar los ángulos de orientación e inclinación de forma que los rayos solares incidan lo más perpendicularmente posible sobre el panel durante el mayor tiempo posible a lo largo de la generación fotovoltaica. Por otra parte, el ángulo de inclinación del generador fotovoltaico se ajusta en función del ángulo de altitud solar, definido como el ángulo formado entre el horizonte y la proyección vertical de la línea que une al Sol con el punto de observación. El ajuste del ángulo de

inclinación no resulta tan evidente como el de acimut, ya que, al depender del ángulo de altitud solar definido para la zona de estudio, es un parámetro que depende fuertemente de la latitud geográfica a la que está referido, así como de la época del año para la que se quiera particularizar el estudio.

Por otra parte, para maximizar el rendimiento fotovoltaico, la superficie de captación solar de los generadores ha de estar orientada en todo momento hacia la posición que ocupe el Sol en la bóveda celeste. El ángulo de orientación, o ángulo de acimut, viene definido según el hemisferio geográfico en el que esté ubicada la instalación. Si el generador fotovoltaico está situado en el Hemisferio Norte, hay que orientar la superficie de los módulos hacia el sur, y si está situado en el Hemisferio Sur, hay que hacerlo hacia el norte. Se procede de esta forma debido a que las horas para las que se alcanzan los mayores niveles de radiación solar son las más cercanas al mediodía, por lo que el ángulo óptimo de acimut se define según la posición del Sol durante dicho intervalo. No obstante, puede ocurrir que un generador fotovoltaico esté instalado en una zona geográfica de máxima incidencia de radiación solar, pero en la que a su vez se proyecten sombras parciales en momentos puntuales del día debido a la geografía del terreno o a cualquier tipo de obstrucción que se interponga entre el Sol y el panel fotovoltaico. Así mismo, también puede darse el caso de que la posición geográfica de uno o varios receptores esté impuesta previamente por unas coordenadas fijas, debido a unos intereses energéticos determinados o a algún tipo de limitación en la infraestructura de la instalación, por lo que los respectivos paneles solares pueden no estar orientados de forma óptima. En estos casos, es conveniente reajustar la orientación del panel hacia el Sureste o hacia el Suroeste, en el caso de que la instalación se encuentre en el Hemisferio Norte, con el fin de disipar las sombras proyectadas sobre su superficie hasta minorarlas lo máximo posible o hasta evitarlas por completo. Por eso, se ha diseñado un método de reajuste del ángulo de orientación de los paneles fotovoltaicos que se encuentren bajo la influencia de sombras proyectadas. Esto se llevará a cabo con el objetivo de reducir los efectos negativos que ejercen este tipo de situaciones sobre el rendimiento de una instalación solar fotovoltaica.

En primer lugar, hay que definir un coeficiente para cuantificar el potencial de generación fotovoltaico de un generador bajo el efecto de sombras proyectadas, en función del ángulo de orientación ajustado. Como ya se hiciera en el apartado anterior, se va a considerar la superficie del receptor fotovoltaico como una unidad estructural constituida por n unidades individuales más pequeñas, correspondientes a cada una de las células solares que componen el panel. De esta forma, el potencial de generación fotovoltaico será definido a partir de la cantidad de radiación solar localizada sobre la zona geográfica de la instalación, a la que se aplica un coeficiente de minoración por sombras.

Por otra parte, hay que definir el dominio que se va a considerar para definir la orientación del receptor solar. Dada la evolución dinámica de las trayectorias solares en el Hemisferio Norte, se deduce que un receptor solar, situado en dicho Hemisferio, debe estar orientado conforme a cualquier ángulo que se encuentre dentro del dominio descrito por la semicircunferencia que va desde el Este Geográfico hacia el Oeste Geográfico, pasando por el Sur, describiendo un barrido de 180° en sentido anti-horario desde el Este Geográfico. En concreto, se considerará una orientación de 0° cuando la superficie de captación esté dispuesta hacia el Sur Geográfico; una orientación de -90° cuando lo esté hacia el Este Geográfico y una orientación de $+90^\circ$ cuando lo esté hacia el Oeste Geográfico.

Para poder implementar de forma computacional el algoritmo que se va a utilizar, es necesario discretizar dicho dominio. Para ello, se divide el dominio de trabajo, correspondiente a los 180° anteriormente definidos, en diez partes iguales. De esta forma, quedaran cinco tramos a ambos lados de los 0° de orientación, desde -90° hasta 0° y desde 0° hasta $+90^\circ$, en intervalos de 18° . En definitiva, los ángulos iniciales de estudio serán los siguientes ángulos de orientación: $\{-90^\circ$ (hacia el Este Geográfico), -72° , -54° , -36° , -18° , 0° (hacia el Sur

Geográfico), $+18^\circ$, $+36^\circ$, $+54^\circ$, -72° , $+90^\circ$ (hacia el Oeste Geográfico)}. Estos ángulos constituirán la población inicial del problema.

A modo de ejemplo, en la Figura 5 puede observarse una estimación de los coeficientes de minoración por sombra en función del ángulo de orientación de un panel fotovoltaico situado en una zona geográfica determinada. En dicha Figura se distinguen dos curvas: la curva ideal, correspondiente al valor que tomarían los coeficientes de minoración considerando únicamente las sombras proyectadas originadas de forma natural por los ocasos; y la curva real, considerando que el panel fotovoltaico está expuesto a la proyección de sombras originadas por la orografía del terreno durante momentos puntuales del día. La curva ideal se correspondería con una situación en la que el panel solar estuviese dispuesto en una zona geográfica libre de sombras proyectadas por la orografía. En este caso, la orientación idónea de la superficie de captación sería hacia el Sur Geográfico, como se ha venido comentando anteriormente.

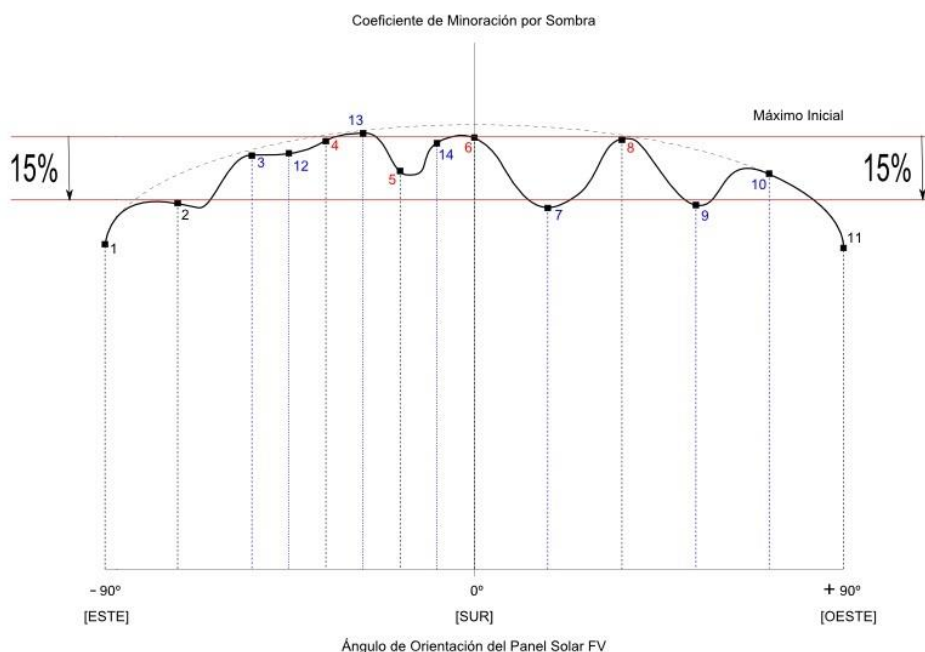


Figura 5. Localización de los ángulos intermedios entre los seleccionados en la gráfica anterior

4.1.1 Baterías

La llegada de la energía solar a los módulos fotovoltaicos no se produce de manera uniforme, sino que presenta variaciones por diferentes motivos. Algunas de estas variaciones son predecibles, como la duración de la noche o las estaciones del año, pero existen otras muchas causas que pueden producir alteraciones de forma aleatoria en la energía recibida, como puede ocurrir con un aumento de la nubosidad en un determinado instante. Este hecho hace necesario utilizar algún sistema de almacenamiento de energía para aquellos momentos en que la radiación recibida sobre el generador fotovoltaico no sea capaz de hacer que la instalación funcione en los valores diseñados. Por ello habrán de utilizarse las baterías o acumuladores.

Las baterías son dispositivos capaces de transformar la energía química en eléctrica. Son recargadas desde la electricidad producida por los módulos solares, a través de un regulador de carga, y pueden entregar su energía a la salida de la instalación, donde será consumida. Las baterías tienen tres objetivos fundamentales en las instalaciones fotovoltaicas: Almacenar energía durante un determinado número de días, proporcionar una potencia instantánea elevada y fijar la tensión de trabajo de la instalación.

Uno de los parámetros más importantes a tener en cuenta a la hora de elegir un acumulador es la capacidad, definida como la cantidad de electricidad que puede lograrse en una descarga completa del acumulador partiendo de un estado de carga total del mismo. Se mide en amperios hora (Ah) y se calcula como el producto de la intensidad de descarga del acumulador durante el tiempo en el que está actuando.

Además de la capacidad, hay que considerar otros parámetros en los acumuladores destinados a las aplicaciones fotovoltaicas [4]:

- Eficiencia de carga: Relación entre la energía empleada para recargar la batería y la energía realmente almacenada. Interesa que sea un valor lo más alto posible (próximo al 100 %), lo que indicaría que toda la energía utilizada para la recarga es factible de ser empleada en la salida de la instalación. Si la eficiencia es baja, será necesario aumentar el número de paneles solares para obtener los resultados deseados.
- Auto-descarga: Proceso mediante el cual el acumulador, sin estar en uso, tiende a descargarse.
- Profundidad de descarga: Cantidad de energía, en tanto por ciento, que se obtiene de la batería durante una determinada descarga, partiendo del acumulador totalmente cargado. Está relacionada con la duración o vida útil del acumulador. Si los ciclos de descarga son cortos (en torno al 20 %), la duración del acumulador será mayor que si se les somete a descargas profundas (por ejemplo, del 80%).

Además de los parámetros anteriores, las baterías utilizadas en una instalación fotovoltaica han de tener las siguientes características: Buena resistencia al ciclado (proceso de carga-descarga), bajo coste de mantenimiento, buen funcionamiento con corrientes pequeñas, amplia reserva de electrolito, la inclusión de un depósito para materiales desprendidos y el uso de vasos transparentes.

4.1.2 Pérdidas energéticas de una instalación fotovoltaica

Existen multitud de métodos y modelos de simulación para la estimación de la energía eléctrica generada por los sistemas fotovoltaicos. No obstante, cuando se lleva a cabo dicha evaluación existe cierta discrepancia entre las predicciones realizadas a partir de los modelos y las medidas físicas de la energía generada. Cuanto mejor sea el modelo más parecidos serán los resultados teóricos con las mediciones físicas.

La energía producida por una instalación fotovoltaica es directamente proporcional a la radiación que incide sobre el plano del generador. No obstante, existen distintos tipos de pérdidas durante el proceso de generación. Estas pérdidas se pueden clasificar en pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal, pérdidas de “mismatch” o de conexiónado, pérdidas por polvo y suciedad, pérdidas angulares y espectrales, pérdidas por caídas óhmicas en el cableado, pérdidas por temperatura, pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor, pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencial del generador FV, pérdidas por sombra y pérdidas por degradación fotónica [5].

Las pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal derivan del hecho de que los módulos FV no son todos idénticos, sino que su potencia nominal (referida a las condiciones estándar de medida, STC) presenta una determinada dispersión. En general, la potencia de cada uno de los módulos FV se sitúa dentro de la banda inferior de potencias garantizadas por el fabricante. Esto trae consigo que al poner los módulos en serie se produzcan pérdidas de potencia. En concreto, la intensidad de paso de una cadena en serie de paneles será la menor de todos los paneles que componen la serie. Para minimizar este efecto, los módulos se clasifican por su intensidad, lo cual viene indicado con una letra grabada en un adhesivo adherido al marco de un

panel. De esta forma, se pueden seleccionar paneles similares a la hora de montar la instalación fotovoltaica para minimizar las pérdidas energéticas.

Las pérdidas de “mismatch” (o de conexionado) son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto tiene su origen en que, si se conectan dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor intensidad limitará la corriente en serie. De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. De esta forma, la potencia de un generador FV es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de las potencias de cada uno de los módulos FV que lo componen. Las pérdidas de “mismatch” se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias (o en corrientes en el punto de máxima potencia) de los módulos FV, así como la utilización de diodos “bypass”.

Las pérdidas por polvo y suciedad tienen su origen en la disminución de la potencia de un generador FV por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos FV. Cabría destacar dos aspectos, por un lado, la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador FV y por otro lado la presencia de suciedades localizadas da lugar a un aumento de las pérdidas de “mismatch” y a las pérdidas por formación de puntos calientes. Normalmente, en condiciones normales de operación y realizando las correspondientes tareas de mantenimiento y limpieza, no tienen por qué ser superiores al 3%.

La potencia nominal de un módulo FV suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, STC, que, además de unas condiciones de 1000 W/m² y 25 °C, implican una incidencia solar normal a la superficie fotovoltaica y un espectro estándar AM1.5G. No obstante, en la operación habitual de un módulo FV, ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación. El que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo FV con un ángulo diferente de 90° implica unas pérdidas adicionales (que aumentarán cuanto menos perpendicular sea el ángulo de incidencia). Las pérdidas angulares surgen debido a este fenómeno y se incrementan con el grado de suciedad. Para evaluar las pérdidas angulares se puede recurrir a un software de cálculo. En concreto, el programa PVSyst, desarrollado por la Universidad de Ginebra, ofrece una estimación de pérdidas energéticas angulares partiendo de la estimación de la producción de electricidad fotovoltaica para la zona de estudio y la inclinación óptima de los módulos FV. Por otro lado, los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Esto es, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células FV dando lugar a ganancias o pérdidas genéricas.

Por otra parte, tanto en la parte DC como en la parte AC (desde la salida de los inversores hasta los contadores de energía) de la instalación, se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.

Además, los módulos FV presentan unas pérdidas de potencia del orden de un 4 % por cada 10 °C de aumento de su temperatura de operación (este porcentaje varía ligeramente en función de cada tecnología). La temperatura de operación de los módulos FV depende de los factores ambientales de radiación, temperatura ambiente y velocidad del viento y de la posición de los módulos o aireación por la parte posterior. El rendimiento de los módulos disminuye con el incremento de la temperatura de trabajo a la que están sometidos. Al tratarse de elementos expuestos a la radiación solar de manera continuada, es necesario que exista una buena ventilación tanto por la superficie expuesta a la luz solar como por la parte posterior.

También hay que tener en cuenta las pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor. El inversor fotovoltaico se puede caracterizar por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación. Es importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales

de operación y también es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador FV.

Las pérdidas por rendimiento del punto de máxima potencia del generador surgen debido a que el inversor fotovoltaico de conexión a red opera directamente conectado al generador FV, y tiene un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV (este punto cambia según la radiación y la temperatura) cuyos algoritmos de control pueden variar entre diferentes modelos y fabricantes. Se puede caracterizar al inversor por una curva de rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia, definida como el cociente entre la energía que el inversor es capaz de extraer del generador FV y la energía que se extraería en un seguimiento ideal. Un problema adicional puede surgir cuando hay sombras sobre el generador FV. En este caso puede haber escalones en la curva J-V y el inversor operar en un punto que no es el de máxima potencia.

Los sistemas FV de conexión a red se suelen instalar en entornos urbanos en los que en muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador FV que conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas en primer lugar por la disminución de captación de irradiación solar y por los posibles efectos de “mismatch” a las que puedan dar lugar. También pueden producirse sombras importantes de unos campos fotovoltaicos sobre otros.

Por último, las pérdidas por degradación fotónica se deben al proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al Sol por primera vez al panel fotovoltaico. Las pérdidas energéticas debidas a este fenómeno no superarán el 1% en ningún caso.

Además de las pérdidas consideradas anteriormente puede haber otras específicas para cada instalación, como pueden ser: los tiempos de paradas del inversor por mantenimiento, averías o mal funcionamiento; los efectos de la disminución del rendimiento de los módulos fotovoltaicos a bajas radiaciones; etc.

5 MODELO DE VIAS FERROVIARIAS

Una vez elaborado el mapa que cuantifica la radiación solar hay que generar un mapa de la red de ferrocarriles y líneas de alta velocidad que transcurren sobre su dominio geográfico. De esta forma, los puntos y tramos de vía favorables para la explotación fotovoltaica serán aquellos que intercedan con las zonas de máxima radiación.

En una herramienta GIS se pueden cargar dos tipos de formato: ráster y vectorial. El formato ráster se utiliza para generar mapas de gran extensión, en los que la información geográfica se representa mediante la unión de celdillas de atributos. Por el contrario, el formato vectorial se utiliza para la elaboración de mapas a partir de la construcción de puntos, líneas y polígonos en los que la información geográfica se ajusta mejor a la realidad que representa. Este formato se utiliza para la representación de poblaciones, infraestructuras del transporte, ríos, parcelas, etc.

Para representar la Red Nacional de ferrocarriles y líneas de alta velocidad del término peninsular de España se utiliza una capa vectorial de líneas, obtenida a través de la base de datos del Instituto Geográfico Nacional. Esta información tiene una resolución espacial de 200 metros (al igual que la de los mapas altimétricos utilizados para generar el mapa de radiación solar) y su formato es ESRI shapefile (.shp).

6 PLATAFORMA, INTERFAZ DE USUARIO Y RESULTADOS

La plataforma tiene las siguientes funcionalidades que se esquematizan en los siguientes puntos:

1. Sobre una herramienta GIS, cargar el modelo de potencial fotovoltaico (mapa de radiación solar) y la capa vectorial de la red de ferrocarriles inscritas en su dominio. En este caso, dicho dominio está referido al término peninsular de España y a las vías de ferrocarriles de la Red del Estado.
2. De entre todas las líneas de ferrocarriles que componen la red, seleccionar únicamente la carretera de estudio una vez que el usuario introduzca su nombre en un cuadro de texto, ver Figura 6.
3. Convertir la línea de ferrocarril en estudio en una capa vectorial de puntos que transcurra sobre su trazado. Se generará como mínimo un punto por cada 100 metros de vía. Se establece esta distancia al ser la mitad de la resolución del ráster de radiación para asegurar que, como mínimo, habrá un punto dentro de cada píxel del ráster.
4. Añadir a cada punto generado un nuevo atributo que guarde la información relativa al nivel de radiación solar que incide sobre la superficie terrestre en esa zona geográfica. Este atributo se obtiene a partir de la capa ráster de radiación solar.
5. Añadir a cada punto generado un nuevo atributo que guarde la información relativa a sus coordenadas geográficas (latitud y longitud) considerando la proyección UTM de huso 30.
6. Añadir a cada punto generado un nuevo atributo que guarde la información relativa al ángulo de inclinación que tiene que tener un módulo FV para maximizar la captación solar.
7. Añadir a cada punto generado un nuevo atributo que guarde la información relativa al ángulo de orientación que tiene que tener un módulo FV para maximizar la captación solar. Por defecto, se considera que el punto se encuentra en el Hemisferio Norte y que la máxima captación solar se consigue con el módulo FV orientado hacia el Sur Geográfico.
8. Calcular la radiación global que incide sobre un módulo fotovoltaico instalado en el punto de estudio con los ángulos de inclinación y orientación calculados en 6 y 7, respectivamente.



Figura 6. Interfaz de usuario para selección de la línea de ferrocarriles.

9. Aplicar un método de ajuste heurístico para reajustar los ángulos de inclinación y orientación por si fuera posible incrementar la radiación que incide sobre el módulo fotovoltaico. Este método consiste en ajustar en primer lugar el ángulo de orientación con respecto al Sur Geográfico para, posteriormente, ajustar el ángulo de inclinación.
10. Añadir a cada punto generado un nuevo atributo que guarde la información relativa a la energía generada por un módulo FV.

11. Implementar un algoritmo de optimización lineal cuya función objetivo consiste en minimizar el coste, tanto energético como económico, de la instalación fotovoltaica. Se parte de uno o varios tramos de una carretera en los que existe una demanda de energía determinada.
12. Tras resolver la optimización de los parámetros de diseño de la instalación fotovoltaica sobre la línea de ferrocarriles en estudio se genera una capa de puntos que transcurren sobre su trazado. Esta capa está constituida por un número N de puntos que, entre otros parámetros, guardan información sobre la máxima cantidad de energía que puede generar un módulo fotovoltaico en función de su potencia nominal. Ver Figura 7 que resulta de la línea de ave entre Sevilla-Madrid.

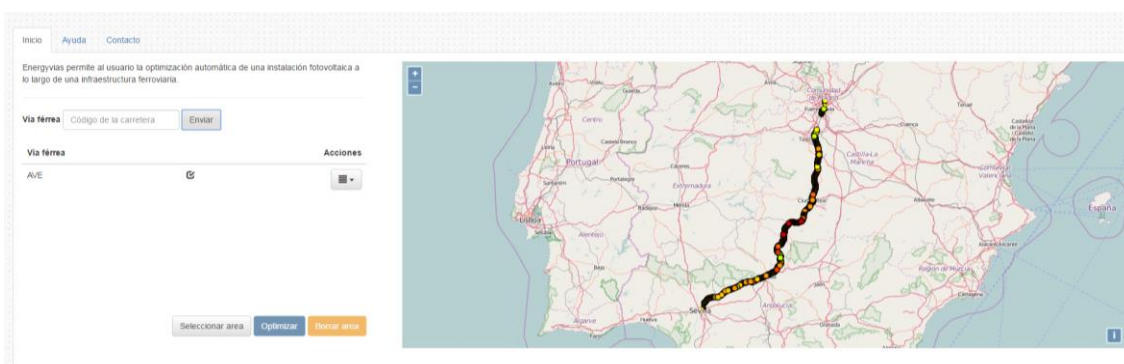


Figura 7. Resultados de la optimización sobre la línea de alta velocidad del ave Sevilla-Madrid

Referencias

- [1] Ångström, A.; 1924, “Solar and terrestrial radiation”, Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, vol. 50, núm. 210, págs. 121-126.
- [2] Muneer, T.; Gueymard, C.; Kambezidis, H., 1997, “Solar radiation and daylight models”, Elsevier Butterworth Heinemann, Oxford, págs. 250-269.
- [3] Sancho, J.M.; Riesco, J.; Jiménez, C.; Sánchez, M.C.; Montero, J.; López, M.; 2006, “Atlas de radiación solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT”, Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, Gobierno de España.
- [4] Díaz, T., 2010, “Instalaciones solares fotovoltaicas”, McGraw Hill, España.
- [5] Abella, M.A. y Chenlo, F., 2006, “Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: Estimación de la energía generada”, Era Solar, núm. 131.