

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Organización Industrial

Análisis de la localización de una central termosolar
en la región de Apulia (Italia) mediante un sistema
de información geográfica

Autor: Joaquín González Balas

Tutor: José Lázaro Amaro Mellado

Dpto. Ingeniería Gráfica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Organización Industrial

**Análisis de la localización de una central
termosolar en la región de Apulia (Italia)
mediante un sistema de información geográfica**

Autor:

Joaquín González Balas

Tutor:

José Lázaro Amaro Mellado

Profesor asociado

Dpto. de Ingeniería Gráfica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2020

Trabajo Fin de Grado: Análisis de la localización de una central termosolar en la central de Apulia
(Italia) mediante un sistema de información geográfica

Autor: Joaquín González Balas

Tutor: José Lázaro Amaro Mellado

El tribunal nombrado para juzgar el Trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

Agradecimientos

*A mi familia, que siempre
será un apoyo fundamental
en mi vida*

Resumen

En este trabajo estudiamos la posibilidad de localizar una central termosolar en la región sur de Italia. La idea surge a través de la gran multitud de centrales de este tipo que se encuentran posicionadas en nuestro país y la enorme cantidad de energía que nos proporciona de una forma limpia y ecológica.

Uno de los principales elementos que se estudiará en este trabajo es la radiación solar, la cual es similar en España e Italia, ya que la eficiencia de la central irá en función de la radiación que reciba la zona propuesta. Además, será primordial que toda la información que incluyamos aquí sea de carácter abierto, para poder acceder cómodamente a los datos.

Para finalizar, desarrollaremos este trabajo a través de una herramienta precisa y eficaz como son los sistemas de información geográfica. Gracias a esta herramienta podremos integrar y unificar toda la información de este proyecto.

Abstract

In this work, we study the possibility of locating a solar thermal power plant in the southern region of Italy. The idea arises through the great multitude of plants of this type that are positioned in our country and the enormous amount of energy that it provides us with in a clean and ecological way.

One of the main elements that will be studied in this work is the solar radiation, which is similar in Spain and Italy, as the plant efficiency will depend on the radiation the proposed area receives. Furthermore, it will be essential that all the information included here open, in order to work in a real way.

Finally, we will develop this work through a precise and effective tool such as geographical information systems. Thanks to this tool, we will be able to integrate and unify all the information about this project.

Aclaración

Este trabajo es un ejercicio metodológico del uso de los sistemas de información geográfica ante un problema concreto y no constituye por sí solo una herramienta práctica para la resolución del problema planteado. Para ello habría que realizar un análisis más riguroso y extenso, considerando más variables que por limitaciones temporales y de acceso no tienen cabida en un Trabajo Fin de Grado.

Índice

Agradecimientos	vii
Resumen	ix
Abstract	xi
Aclaración	xiii
Índice	xv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xviii
Notación	xx
1 Introducción	1
1.1 <i>Objetivos</i>	2
1.2 <i>Estructura del trabajo</i>	3
2 Central termosolar	4
2.1 <i>Definición central termosolar</i>	4
2.2 <i>¿Cómo funciona una central solar térmica?</i>	4
2.3 <i>¿Cuál es la eficiencia de una central termoeléctrica?</i>	4
2.4 <i>Efectos medioambientales que provocan las centrales solares térmicas</i>	5
2.5 <i>Colectores y tipos de conexión entre los colectores</i>	5
2.5.1. <i>Conexión de colectores solares en serie</i>	6
2.5.2. <i>Conexión de colectores solares en paralelo</i>	7
2.5.3. <i>Conexión mixta de colectores solares</i>	7
2.6 <i>Equilibrado de campo de captación</i>	7
3 Tipos de centrales termosolares	8
3.1 <i>Central termosolar de canales parabólicos</i>	9
3.2 <i>Central termosolar de Heliostatos con receptor central en torre</i>	9
3.3 <i>Central termosolar con reflectores lineales Fresnel</i>	10
3.4 <i>Central termosolar con discos parabólicos de Stirling.</i>	11
3.5 <i>Centrales Eléctricas Termosolares</i>	12
4 Radiación solar	13
4.1 <i>Qué es la radiación</i>	13
4.2 <i>Tipos de radiación</i>	13
4.3 <i>Radiación en la zona de interés</i>	19
5 Situación actual en España	22
5.1 <i>Listado centrales en España</i>	23
6 Legislación sobre centrales termosolares en Europa, España e Italia	26
6.1 <i>Europa</i>	26
6.1.1 <i>Objetivos de renovables y eficiencia energética para 2030</i>	26

6.1.2	Tres nuevas normativas	26
6.1.3	El autoconsumo con balance neto	27
6.1.4	Los biocombustibles de 1ª generación para el transporte no son energía renovable	27
6.1.5	La pobreza energética	27
6.2	<i>España</i>	27
6.3	<i>Italia</i>	29
6.3.1	UNI EN 12977-1:2018: Sistemas solares térmicos y sus componentes. Plantas ensambladas según especificaciones.	29
6.3.2	UNI EN 12977-2:2018: Sistemas solares térmicos y sus componentes. Plantas ensambladas según especificaciones.	30
6.3.3	UNI EN 12977-3:2018: Sistemas solares térmicos y sus componentes.	30
6.3.4	UNI EN 12977-4:2018: Sistemas solares térmicos y sus componentes - Sistemas ensamblados según especificaciones	31
6.3.5	UNI EN 12977-5:2018: Sistemas solares térmicos y sus componentes - Sistemas ensamblados según especificaciones	31
7	Condicionantes	32
7.1	<i>Dimensionamiento</i>	32
7.2	<i>Parámetros</i>	33
8	SIG y aplicación práctica	35
8.1	<i>Definición SIG</i>	35
8.2	<i>Funciones de los SIG</i>	35
8.3	<i>Caso práctico. Análisis multicriterio</i>	36
8.3.1	Radiación	37
8.3.2	Distancia a líneas eléctricas	38
8.3.3	Distancia a cauces fluviales	39
8.3.4	Pendiente del terreno	40
8.3.5	Áreas urbanas	41
8.3.6	Sitios protegidos	42
9	Resultados	43
10	Conclusiones	49
	Referencias	50

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Listado de las actuales centrales junto a la potencia producida	25
Tabla 2. Condicionantes para la ubicación de la central termosolar	37
Tabla 3. Puntuación relativa a las distancias a líneas eléctricas	38
Tabla 4. Puntuación relativa a las distancias a cauces fluviales	39

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Radiación en Italia	2
Figura 2 – Tipos de concentradores	8
Figura 3 - Central termosolar de canales parabólicos	9
Figura 4 - Central termosolar de Heliostatos con receptor central en torre	10
Figura 5 - Central termosolar con reflectores lineales Fresnel.	11
Figura 6 - Central termosolar con discos parabólicos de Stirling	11
Figura 7 - Centrales Eléctricas Termosolares	12
Figura 8 - Piranómetro de radiación difusa con banda de ocultación solar	15
Figura 9 - Piranómetro de radiación global	15
Figura 10. Tipos de radiaciones según su longitud de onda	15
Figura 11. Tipos de radiaciones infrarrojas según su longitud de onda	16
Figura 12 - Irradiancia espectral UV medida en Barcelona	17
Figura 13. Efectos de la radiación UV	18
Figura 14 – Variación del índice UVI a diferentes latitudes en junio	18
Figura 15 - Variación media anual del UVI a mediodía a diversas latitudes a lo largo del año	18
Figura 16 – Mínimos y máximos por día de datos sobre radiación de Apulia	19
Figura 17 – Irradiación directa de la región de Apulia	20
Figura 18 – Elevación del terreno en la región de Apulia	21
Figura 19 – Centrales Termosolares en España	22
Figura 20 - Esquema de la normativa vigente para los sistemas fotovoltaicos	28
Figura 21. Relación entre la potencia eléctrica en el punto de diseño y la potencia térmica del receptor	32
Figura 22. Relación entre la potencia térmica del receptor y el área reflectante del campo	33
Figura 23 – Radiación Normalizada	37
Figura 24 – Distancia a líneas eléctricas	38
Figura 25 – Distancia a cauces fluviales	39
Figura 26 – Pendiente del terreno	40
Figura 27 – Áreas Urbanas	41
Figura 28 – Sitios Protegidos	42
Figura 29- Zonas validas entre 0 y 1	43
Figura 30 – Zonas no validas entre 0 y 1	44
Figura 31 – Zonas válidas y no válidas	45

Figura 32 – Zonas más indicadas	46
Figura 33 – Solución final	47
Figura 34 – Solución final sobre cartografía base	48

Notación

CP	Canales Parabólicos
RC	Receptor Central
DP	Discos Parabólicos
CLF	Concentradores Lineales Fresnel
CIEMAT	Plataforma Solar Almería
CTAER	Centro Tecnológico Avanzado Energías Renovables
CENER	Centro Nacional de Energías Renovables
UVA	Radiación ultravioleta tipo A
UVB	Radiación ultravioleta tipo B
UVC	Radiación ultravioleta tipo C
VIS	Visible
NIR	Infrarrojo
Nm	Nanómetro
HTF	Fluido Térmico Caloportador
SIG	Sistema Información Geográfica
ICS	Sistemas integrados de acumulación de colectores
TCS	Tecnología de Concentración Solar
CCP	Centrales de Concentradores Parabólicos
PPA	Acuerdos corporativos de compra de energía renovable
REBT	Reglamento Electrotérmico de Baja Tensión
IPCC	Panel Intergubernamental de Cambio Climático de Naciones Unidas
MTD	Memoria Técnica de Diseño
CI	Certificado de Instalación
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red
ISCC	Centrales Solares Integradas de Ciclo Combinado

1 INTRODUCCIÓN

En esta introducción al trabajo fin de grado se establece el marco del trabajo, así como se fijan los objetivos y la estructura de este.

Según (Grandal Vivero, Gutiérrez Llorena, & Stocks Godínez, 2015), a lo largo de la historia de la humanidad, el objetivo que siempre ha tenido el hombre ha sido el de sobrevivir a largo plazo utilizando la menor cantidad de recursos limitados posibles. Desde el descubrimiento del fuego hasta hoy en día, se ha intentado optimizar toda la energía que nos brinda la naturaleza para convertirla en recursos para nuestro bien.

Sin embargo, a medida que ha ido pasando el tiempo se han ido dificultando algunos procesos y por eso es necesario aplicar nuevas técnicas que produzcan menos cantidad de elementos nocivos para la naturaleza. Uno de ellos, sin duda, es la energía termosolar.

Las centrales termosolares son las encargadas de aprovechar la radiación solar para producir la energía necesaria mediante la concentración de haces de luz en un espacio reducido (llamado núcleo de la instalación). Existen diversas formas de conseguirlo pero la más novedosa y efectiva es mediante un sistema de espejos que reflejan la radiación solar para concentrarla en una torre que absorba toda esta energía. Aquí se almacenará la energía en forma de calor mediante sales fundidas que inician un ciclo de calentamiento de vapor, que hace funcionar las turbinas de instalación. Estas son capaces de mover el alternador que proporcionará nuestra energía.

El principal condicionante para un funcionamiento eficiente de este tipo de energía es la radiación solar incidente en la central. En una parte significativa del sur de Europa, esta alcanza unos valores muy elevados. Países como España, Portugal, Italia o Grecia poseen una ubicación privilegiada para sacar partido de esta fuente de energía. Además, dentro de estos países, por lo general, cuanto más al sur, mayor será la cantidad de radiación recibida. Como ejemplo, la Figura 1 muestra la radiación solar anual en Italia.

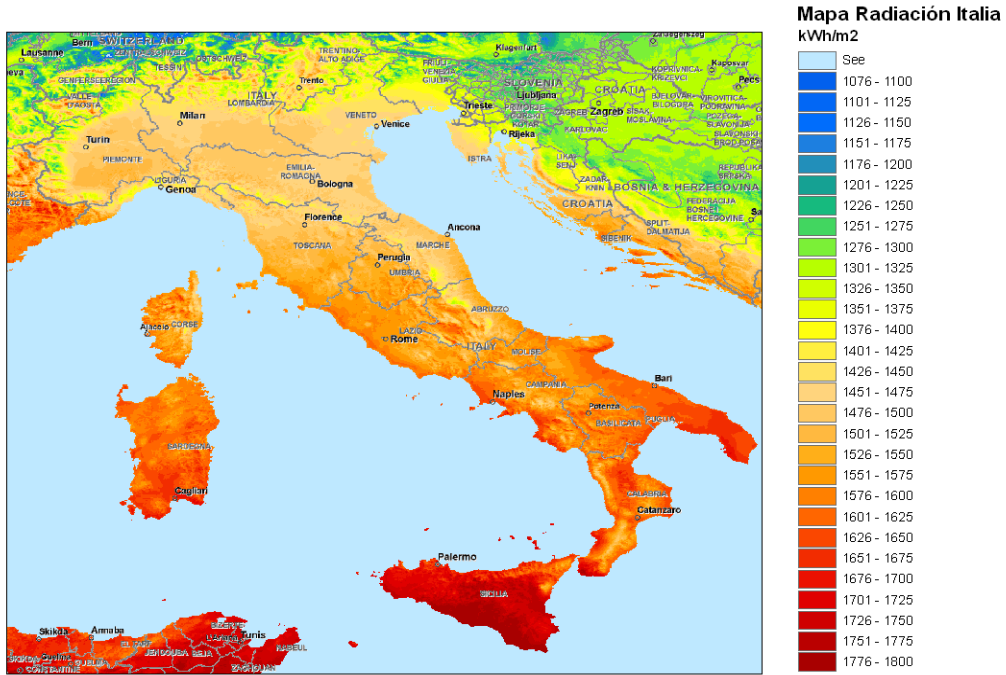


Figura 1 – Radiación en Italia
(Diario de V, 2014)

1.1 Objetivos

El objetivo principal de este trabajo es encontrar la mejor localización de una central termosolar de tipo canales parabólicos, campo solar Norte, con una potencia de 50MW en la región del sureste de Italia, Apulia (*Puglia*)

Como veremos más adelante, se utilizarán una serie de restricciones y herramientas para poder conseguir este objetivo. Entre ellas utilizaremos los sistemas de información geográfica (SIG) para la integración, gestión, representación y análisis de datos.

1.2 Estructura del trabajo

- **Introducción (capítulo 1)**

En este primer apartado realizamos una pequeña introducción al tema del trabajo a realizar, además señalamos el objetivo y estructura de este.

- **Centrales termosolares (capítulos 2 y 3)**

En estos apartados recogemos la definición de central termosolar, sus elementos, el funcionamiento de esta y los posibles efectos medioambientales que pueden provocar. Además, incluimos los distintos tipos de centrales que existen y las posibles conexiones que hay entre los heliostatos.

- **Radiación (capítulo 4)**

En esta parte explicamos qué es la radiación solar y por qué es tan determinante en este trabajo. Además, incluimos los diferentes tipos de radiación que existen y los efectos que provocan. Finalmente explicamos la radiación que recibe la zona de interés de estudio.

- **Situación y legislación (capítulos 5 y 6)**

En este apartado conocemos la situación con respecto a centrales termosolares se refiere en nuestro país, España.

Igualmente, añadimos el marco legal existente en España, Italia y Europa.

- **Restricciones, SIG y resultados (capítulos 7, 8 y 9)**

En esta parte del trabajo, definimos las restricciones y parámetros que utilizaremos para definir la localización de la central. Además, daremos una breve introducción de la herramienta de los sistemas de información y en nuestro caso, el programa que utilizaremos para solucionar el problema propuesto. Concluiremos con las soluciones propuestas y las interpretaciones que conllevan estas soluciones para la posible localización de la central.

- **Conclusiones (capítulo 10)**

Finalmente, en esta parte final del trabajo, estableceremos las conclusiones del mismo.

2 CENTRAL TERMOSOLAR

En este capítulo haremos una introducción a las centrales termosolares, considerando información principalmente de (Planas, Energía Solar, 2020)

2.1 Definición central termosolar

Una central térmica solar o central termosolar es una instalación industrial en la que se aprovecha la radiación solar para generar electricidad. Esta, se utiliza para calentar un fluido que gracias a las leyes termodinámicas, puede generar vapor. Gracias a este vapor se acciona una turbina de vapor que, conectada a un generador, nos proporcionará nuestra energía requerida.

Este funcionamiento es similar al de las centrales térmicas o centrales nucleares. La principal diferencia, es la fuente que utiliza de calor. En las termosolares la fuente de calor es el sol mientras que en las otras son los combustibles fósiles y el uranio respectivamente.

2.2 ¿Cómo funciona una central solar térmica?

Como hemos explicado con anterioridad, el funcionamiento de una central con estas características se basa en la obtención de calor mediante la radiación solar. Esta se transfiere a un medio portador de calor, generalmente agua que será necesario calentar, y para ello la radiación solar deberá alcanzar una temperatura de entre 300 °C a 1000 °C. Para alcanzar esta temperatura la radiación solar deberá concentrarse de forma máxima en un punto. A medida que la temperatura sea mayor, el rendimiento termodinámico será mayor.

Para captar y concentrar los rayos solares, se utilizarán espejos con orientación automática que estarán apuntando a una torre central donde se calienta el fluido. También es común utilizar mecanismos más pequeños de geometría parabólica. Al conjunto de la superficie reflectante y el dispositivo de orientación se le denomina heliostato.

Existen diversos flujos y ciclos termodinámicos que se utilizan en las configuraciones experimentales, tales como el ciclo Rankine (utilizados en centrales nucleares y centrales térmicas de carbón) hasta el ciclo Brayton (centrales de gas natural)

También se utiliza el motor de Stirling, el cual estudiaremos más adelante. Los más utilizados, son los que combinan energía termosolar con gas natural.

2.3 ¿Cuál es la eficiencia de una central termoeléctrica?

La eficiencia de un sistema de concentración de energía solar dependerá de los siguientes factores:

- La tecnología que se utilizará para convertir energía solar en eléctrica
- Temperatura de funcionamiento del receptor y rechazo de calor.
- Pérdidas térmicas del sistema
- Presencia o ausencia de otras pérdidas del sistema.

Además, el sistema óptico que concentra la luz solar experimentará también pérdidas adicionales.

Realmente, los sistemas afirman una eficiencia de conversión máxima entre el 23 % y el 35 % para los sistemas de tipo torre de energía, que funcionan entre temperaturas de 250 °C y 565 °C. Aunque, con una turbina de ciclo combinada, la eficiencia es superior.

Los motores Stirling, que operan entre temperaturas de 550 °C y 750 °C, afirman una eficiencia cercana al 30%.

Debido a que la variación existente en la incidencia del sol durante el día, la eficacia de conversión media que se alcanza no es la misma a estas eficiencias máximas. Las eficiencias netas anuales de energía solar a electricidad se encuentran entre el 7 y 20 % para los sistemas de torres de energía y del 12 al 25% para sistemas Stirling a escala de demostración.

2.4 Efectos medioambientales que provocan las centrales solares térmicas

Las centrales solares térmicas afectan a una serie de aspectos ambientales, concretamente en:

- Alto uso del agua.
- Las superficies ocupadas.
- La utilización de materiales peligrosos.
- Efectos sobre animales.

El agua se utiliza frecuentemente para enfriar y limpiar los espejos. Además se utilizan agentes de limpieza como ácido clorhídrico, ácido sulfúrico, ácido nítrico, fluoruro de hidrógeno, acetona y otros.

Ahora, algunos proyectos se centran en buscar enfoques distintos para reducir el uso de agua y agentes de limpieza, incluyendo el uso de barreras, recubrimientos antiadherentes en espejos, sistemas de nebulización de agua y otros.

El efecto que produce sobre los animales deriva del hecho de que los insectos que son cazados por las aves se sienten atraídos por la luz brillante que causa la tecnología solar concentrada, y como resultado las aves pueden ser quemadas, incluyendo a las aves rapaces que cazan a estas otras aves.

2.5 Colectores y tipos de conexión entre los colectores

Ya hemos hablado de la central térmica solar, su eficiencia y los efectos que producen en el medioambiente. Ahora hablaremos del encargado de captar la energía solar y de las formas que pueden agruparse, tomando como referencia (Planas, Energía Solar, 2019).

Un colector solar térmico, también llamado como captador solar térmico, es un componente de la instalación solar térmica. Un colector solar es un panel solar que se encarga de captar la radiación solar y transformarla en energía térmica. Por este motivo, a esta fuente de energía renovable se le denomina energía solar térmica.

Como detallamos, el objeto de este panel solar es realizar una transformación energética. La irradiación solar que experimentan los módulos solares se transforma en energía térmica. Existen instalaciones solares térmicas que utilizan este calor para generar vapor y así, obtener electricidad pero, realmente no es la función del colector.

Por otra parte, los paneles fotovoltaicos tienen capacidad de producir electricidad directamente en forma de corriente continua. Estos, son un elemento indispensable de las instalaciones de energía solar fotovoltaica.

Desde el aspecto físico, los captadores solares térmicos hacen uso de la termodinámica para realizar transformaciones energéticas. De forma contraria, los paneles fotovoltaicos no utilizan estas leyes para convertir la energía solar, es más bien un proceso eléctrico.

Hay muchas variedades de colectores solares, ya que depende de la utilización que se le va a dar. Por ejemplo si queremos calentar una piscina a una temperatura entre 25°C y 28 °C, en primavera, necesitamos un captador solar simple ya que obtendremos esta temperatura de forma sencilla gracias a la temperatura ambiente. Sin embargo, si queremos calentar un fluido hasta una temperatura de 200 °C, necesitaremos colectores solares que concentren la radiación solar y la transfieran a un pequeño fluido.

Para nuestro trabajo, nos centraremos en estos últimos, estudiando los elementos que lo componen:

- Cubierta L: la cubierta de un colector solar es transparente, y puede estar o no. Por lo general, el material es vidrio, aunque se puede utilizar también plástico ya que es más económico y manejable pero deberá ser un plástico especial. La función principal de la cubierta es minimizar las pérdidas por convección y radiación y es por eso por lo que deberá tener una transmitancia solar muy alta. Además, la cubierta mejorará el rendimiento termodinámico del panel solar.
- Placa absorbente: es el elemento encargado de absorber la energía solar y transmitir el líquido que circula por las tuberías. La principal característica de la placa que debe tener es una gran absorción solar y una emisión térmica reducida. Como los materiales comunes no cumplen con este requisito, se usan materiales combinados para obtener mejor relación absorción / emisión.
- Canal de aire: es un espacio, que podrá ser vacío o no, que separa la cubierta de la placa absorbente. El espesor de este se calculará con el fin de equilibrar las pérdidas por convección y las altas temperaturas que pueden producirse si es demasiado estrecho.
- Tubos o conductos: los tubos, en algunos casos soldados, están tocando la placa absorbente con el fin de maximizar el intercambio de energía. Por los tubos circulará el líquido que se calentará e irá hacia el tanque de acumulación.
- Capa aislante: el objetivo de esta capa aislante es recubrir el sistema para evitar y minimizar pérdidas. Para esto, el material aislante deberá tener una baja conductividad térmica con el fin de reducir la transferencia termodinámica de calor con el exterior.
- Acumulador: este es un elemento opcional. En los casos en los que es una parte integral del panel solar y está a la vista por encima o en las inmediaciones. En la mayoría de los casos no es parte del panel solar sino del sistema térmico.

Los colectores solares utilizados para la generación de electricidad requieren que el intercambiador de calor se caliente hasta hervir. Una vez que el líquido ha completado el cambio de fase termodinámico, se envía a una turbina termoeléctrica que convertirá el movimiento del vapor de agua en energía eléctrica. Este tipo de sistema se llama termodinámica solar y requiere grandes espacios para la instalación de los paneles y una presencia continua de radiación solar.

Existen dos opciones o tipologías básicas para agrupar dos o más colectores: en serie y paralelo. Además, es posible configurar un campo de captación combinando ambas, que es lo que se denomina como agrupaciones o circuito mixtos.

2.5.1. Conexión de colectores solares en serie

En la conexión en serie, la salida del primer colector solar se conecta directamente con la entrada del siguiente, y así de forma consecutiva. A medida que el fluido pasa por cada colector, la temperatura va aumentando por lo que a la salida de un grupo de colector podemos obtener temperaturas más altas que si trabajamos con el salto térmico de un solo colector. Sin embargo, este tipo de conexión tiene el inconveniente de que el rendimiento de los captadores va disminuyendo de forma proporcional con el aumento de la temperatura de trabajo; por lo tanto, esta tipología de conexión, únicamente se utiliza en aplicaciones muy particulares y, con un máximo de entre 6 y 10 m² de captadores solares térmicos conectados en serie, según la zona climática.

En cuanto al comportamiento hidráulico se refiere de esta configuración, el caudal total del grupo de paneles solares será el equivalente al caudal de un solo panel y, por el contrario, la pérdida de carga provocada por el grupo será el equivalente a la suma de la pérdida de carga de todos los colectores solares.

2.5.2. Conexión de colectores solares en paralelo

Cuando hablamos de la conexión de colectores en paralelo, su característica fundamental es que tanto la salida como la entrada de los captadores están enlazadas a puntos de entrada y salida comunes al resto de captadores.

Gracias a esta configuración, la temperatura del fluido a la entrada es la misma en todos los colectores, y ocurrirá lo mismo con las temperaturas de salida, de forma que a la salida del grupo de captadores obtenemos la temperatura como si trabajáramos con el salto térmico de un solo colector.

Por lo tanto, todos los captadores trabajan en el mismo punto de la curva de rendimiento. Esta conexión es la más habitual en las instalaciones solares térmicas de baja temperatura.

Hidráulicamente, esta configuración nos presenta un caudal total del grupo, que equivale a la suma de los caudales parciales de cada colector, mientras que la pérdida de carga del grupo será el equivalente a la de un solo colector solar térmico.

2.5.3. Conexión mixta de colectores solares

En algunas ocasiones, el volumen de los colectores y/o la necesidad de temperaturas más altas da como resultado instalaciones que combinan las dos disposiciones anteriormente explicadas. A esta tipología de conexión de paneles solares se le conoce como conexión mixta.

2.6 Equilibrado de campo de captación

Básicamente, hay dos metodologías para conseguir equilibrar el caudal de fluido transportador de calor en un campo de captadores solares térmicos:

- a) Igualando la longitud de los circuitos. Esto se consigue con el que se denomina retorno invertido. Es decir, igualar la longitud de tuberías de conexión de todos los captadores solares para que el fluido tenga la misma pérdida de carga.

- b) Insertando pérdidas de carga mediante la disposición de válvulas de equilibrado a la entrada de las baterías de colectores. Así, a menor longitud de circuito aplica más pérdida de carga con la válvula correspondiente.

3 TIPOS DE CENTRALES TERMOSOLARES

De acuerdo con (Espejo, 2010), dentro de la energía de origen solar podemos trabajar en dos sistemas: los fotovoltaicos y los térmicos. En estos últimos podemos distinguir dos tipologías: los campos solares y la tecnología de disco Stirling. Los sistemas termosolares de concentración son el conjunto de elementos que utilizan la tecnología que se basa en la transformación de la radiación solar en energía térmica a alta temperatura. Esta, a su vez, en electricidad bien para su inmediata utilización o bien para almacenarla en forma de calor o química. En ambos casos, se utilizan concentradores basados en espejos o lentes. En la actualidad hay cuatro tecnologías principales de sistemas termosolares de concentración (Figura 2), que destacan por su elevado nivel de desarrollo.

La más utilizada de todas es la correspondiente a los canales parabólicos (CP o CSP, siglas de su nombre utilizado en inglés) que concentran la radiación una línea situada en el absorbedor. El siguiente más extendido son los sistemas de receptor central (RC) en los que la radiación concentrada incide sobre un punto en el que en sus proximidades es colocado el absorbedor, el denominado receptor central y que, en la actualidad todos los casos prácticos, es situado en la parte alta de una torre. Es por ello que también se le puede denominar “de torre”.

La tercera tecnología de la que hablaremos a continuación es la de discos parabólicos (DP) que de forma similar a la metodología que el receptor central, concentra la radiación en un punto donde se sitúa de forma cercana el absorbedor o receptor, por ahora un motor Stirling.

Por último, nos encontramos con los reflectores o concentradores lineales de Fresnel (CLF), que utiliza el mismo mecanismo que los canales parabólicos y concentra la radiación en una línea donde es colocado el absorbedor.

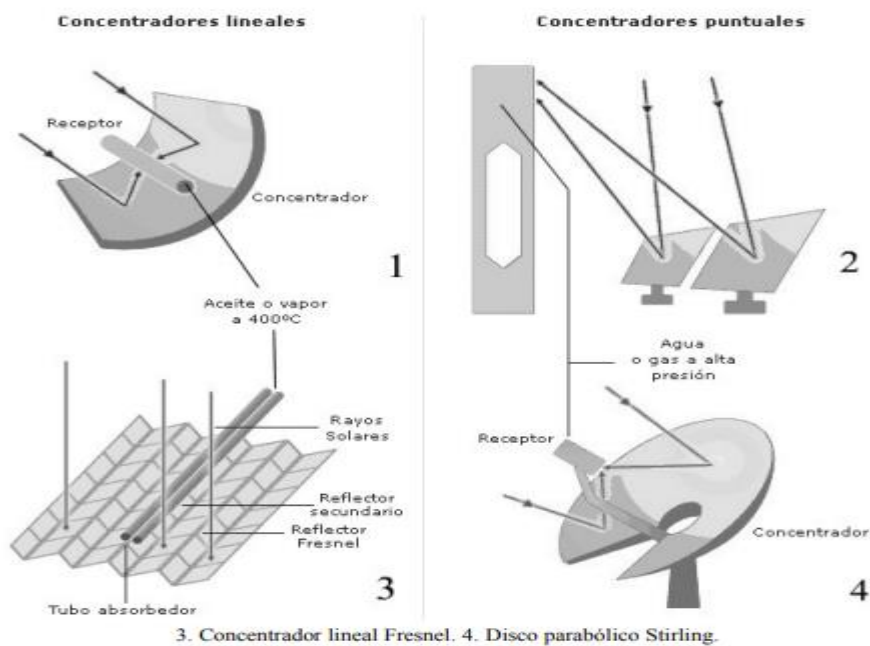


Figura 2 – Tipos de concentradores

Fuente: (Espejo, 2010)

3.1 Central termosolar de canales parabólicos

De acuerdo a (TECPA, 2019), esta tecnología usa espejos cóncavos, los cuales están montados en forma de canal con la finalidad de dirigir los rayos del sol hacia el fluido. Los espejos concentran los rayos del sol y estos son recibidos por una tubería por la cual circula el fluido caloportador. Este es transportado a un intercambiador en el que cederá la energía térmica para la transformación. Como hemos detallado con anterioridad, se utilizará para la generación de energía eléctrica o se almacenará para su uso posterior. Ambos procesos forman parte de este tipo de centrales termosolares.

A los espejos cóncavos se les denomina colectores cilíndricos parabólicos, y se montan sobre una estructura que es capaz de girarlo con el fin de poder seguir la trayectoria del sol el máximo número de horas solares posibles.

La complejidad de este tipo de centrales reside en conseguir la concavidad óptima de los canales. Esto es determinante ya que a mayor concentración solar, mayor será la eficacia de la central.

La Figura 3 presenta esta solución.



Figura 3 - Central termosolar de canales parabólicos

Fuente: (TECPA, 2019)

3.2 Central termosolar de Heliostatos con receptor central en torre

Según (TECPA, 2019), uno de los principales inconvenientes de este tipo de centrales, es que requieren de una gran superficie para su instalación. En esta, se colocan distribuidos los heliostatos.

Estos tienen capacidad de girar tanto horizontal como verticalmente. La finalidad de esta capacidad es conseguir captar la mayor parte de los rayos solares siguiendo la trayectoria solar y reflejando estos en un punto en concreto que por lo general, va a una a un punto situado en lo alto de una torre central. Aquí se acumularán todos los rayos reflejados por todos los heliostatos de la instalación.

Debido a este fenómeno se concentrará una alta temperatura. Esto se consigue mediante un control de movimiento de las bases de los heliostatos. Para ello, se emplean modernos sistemas de automatización, los cuales requieren complejos cálculos de trayectorias y posicionamiento guiado por ordenador

Para controlar el movimiento de las bases de los heliostatos se utilizarán modernos sistemas de automatización, que requerirán de complejos cálculos de trayectorias y posicionamiento guiado por ordenador. Gracias a este sistema se acumulará una alta temperatura.

Esta tecnología presenta una gran dificultad debido a que cada heliostato deberá tener una ubicación diferente respecto al foco de la torre y por lo tanto una regulación única de sus ejes (Figura 4).

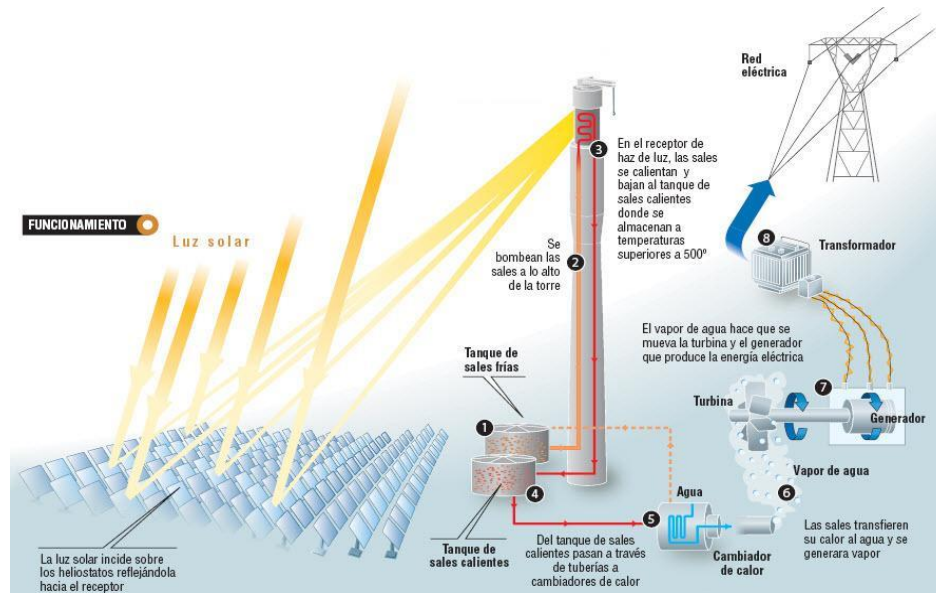


Figura 4 - Central termosolar de Heliostatos con receptor central en torre

(Gobierno_de_Canarias, 2017)

3.3 Central termosolar con reflectores lineales Fresnel

Basándonos en (Fresnel_termosolar, 2019), podemos afirmar que las centrales termosolares con reflectores lineales Fresnel (Figura 5) son instalaciones encargadas de captar la radiación solar a través de los colectores que se mueven de acuerdo a la posición de sol siguiendo su trayectoria a lo largo del día. La orientación más común e utilizada es la de Norte-Sur ya que maximiza la producción anual.

Este tipo de instalaciones cuenta con un almacenamiento térmico para que se genere electricidad en horas de la noche o cuando la radiación es baja.

La planta de energía Fresnel más grande del mundo, está ubicada en Calasparra, municipio de Murcia. Esta planta es capaz de generar 50 millones de kWh al año, produciendo la energía eléctrica de aproximadamente 12.000 beneficiarios, reduciendo así emisiones de CO₂ en 16.000 toneladas.

Existe una diferencia clara entre Fresnel y concentrador cilindro parabólico y es que la curva de los espejos de cilindros parabólicos permite que su eficiencia alcance un 15 % más que los espejos Fresnel, obteniendo ahorro en costes y materia.

Sin embargo, los Fresnel tienden a utilizar una distancia focal mayor, por lo que están capacitados para reemplazar a los grandes concentradores parabólicos por segmentos de espejos planos que captan los rayos solares en receptores elevados y fijos con el objetivo de que la estructura sea más ligera y que espejos, cimientos y las uniones al circuito hidráulico en general sean más simples y económicas.

En España hay centros como la Plataforma Solar de Almería del CIEMAT, el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) o el Centro Tecnológico Avanzado de Energías Renovables (CTAER), entre otros, están trabajando en el desarrollo de estas líneas de investigación.

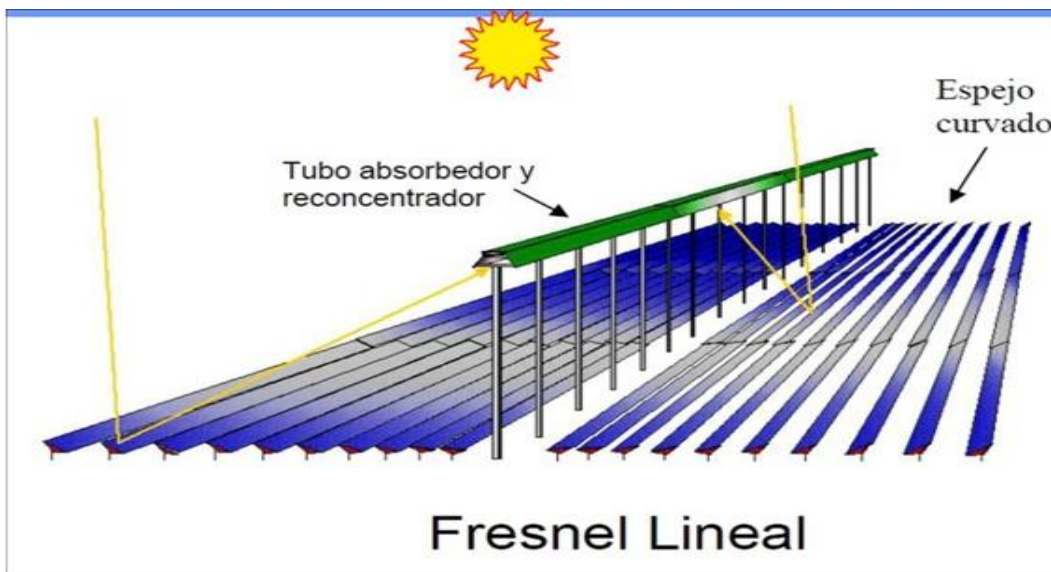


Figura 5 - Central termosolar con reflectores lineales Fresnel.

Fuente: (Ecoticias, 2017)

3.4 Central termosolar con discos parabólicos de Stirling.

Una central termosolar con discos parabólicos de Stirling (Figura 6) está formada por concentradores parabólicos independientes. En el foco se sitúa un motor térmico de combustión externa, el cual transforma la energía térmica en un giro mecánico. El motor Stirling lleva acoplado un generador eléctrico. Con esta distribución, cada unidad independiente produce por sí sola energía eléctrica. Este tipo de central canaliza toda la energía eléctrica producida para adaptarla a la tensión adecuada para su conexión a la red. Esta tecnología continúa en investigación, y mantiene un potencial amplio de mejora.



Figura 6 - Central termosolar con discos parabólicos de Stirling
(LACYQS, 2015)

3.5 Centrales Eléctricas Termosolares

(Espejo, 2010) afirma que los campos de aplicación de esta tecnología son muy amplios y diversos, aunque todos emplean calor y/o electricidad. La distribución idónea desde el punto de vista termodinámico sería que las instalaciones fueran de cogeneración y no únicamente de generación de electricidad.

Sin embargo, hoy día se impone estas últimas que suponen la mayor contribución potencial a la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero y a su vez a la disminución de la dependencia de los combustibles fósiles en el sistema eléctrico. Estas son conocidas como centrales eléctricas termosolares.

Una central eléctrica termosolar se compone de varios elementos: un sistema captador, un sistema absorbedor, un sistema de conversión de potencia y, en ocasiones también puede incluir un sistema de almacenamiento térmico y otro de combustibles (fósiles o renovables) (Figura 7).

El sistema captador es el encargado de recibir la radiación solar y la redirige y concentra sobre el absorbedor (receptor), donde se produce la transformación en energía térmica, en su mayor parte en forma de aumento de la entalpía (cantidad de energía que un sistema puede intercambiar con su entorno) de un fluido.

En circunstancias habituales, la entalpía conseguida con el absorbedor se transfiere a un ciclo de potencia –por ahora de vapor, en la mayor parte de los casos– en el que obtiene el trabajo que luego se transforma en electricidad y/o calor para alimentar algún proceso consumidor de esta forma energética.

Los sistemas de almacenamiento y los sistemas de aporte de calor con combustible adicional son capaces de aportar energía en el ciclo de potencia durante momentos en los que no hay poca radiación o ninguna, por lo que este tipo de plantas permiten generar electricidad en función de la demanda que exista, con los consecuentes beneficios para el conjunto del sistema eléctrico.

La “parte solar” se refiere a sistemas de captación y de absorción, mientras que el resto se basa en el sistema convencional de potencia. Existen también elementos de transición energética entre una parte y otra, usualmente, intercambiadores de calor.

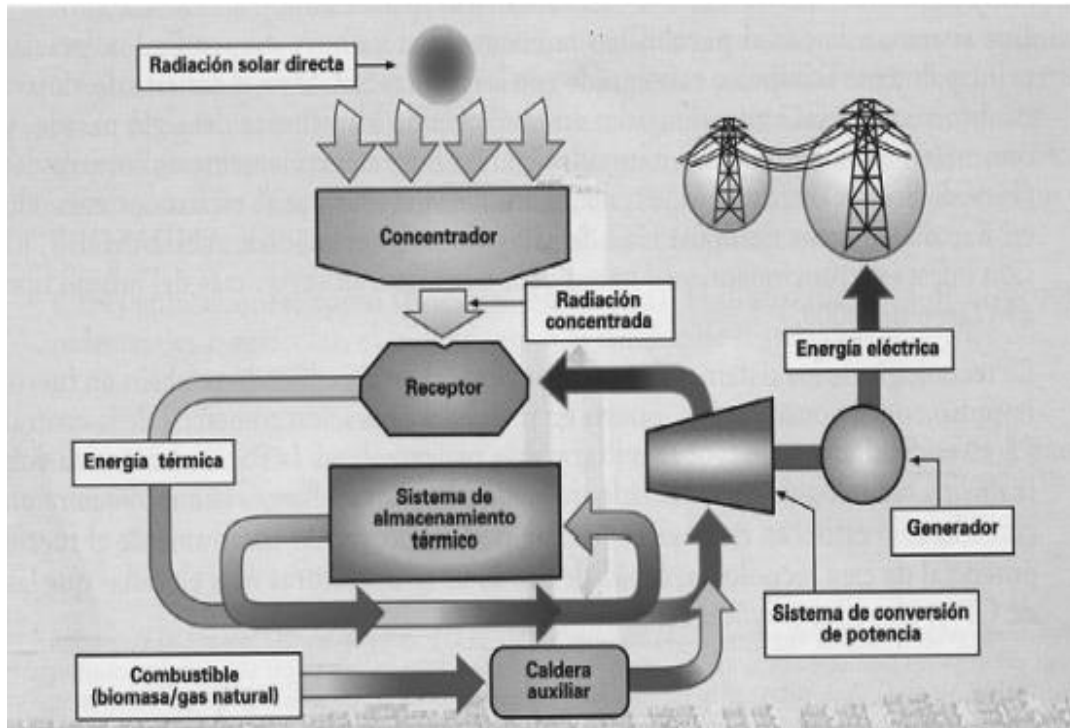


Figura 7 - Centrales Eléctricas Termosolares

Fuente: (Espejo, 2010)

4 RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar es uno de los factores más importantes y decisivos a la hora de posicionar la central, ya que mientras mayor sea la radiación de la zona, mayor será la eficiencia de la central. En este punto desarrollaremos qué es, los tipos de radiación que existen, etc.

4.1 Qué es la radiación

En (Planas, Energía Solar, 2020) se recoge que la radiación solar es la energía radiante emitida en el espacio interplanetario del sol. Se produce a partir de las reacciones nucleares de fusión, que son producidas en el núcleo solar. Las radiaciones nucleas generan radiación electromagnética en varias frecuencias o longitudes de onda. La radiación electromagnética se propaga en el espacio a la velocidad de la luz.

La energía solar es la principal fuente de energía que disponemos y es el motor que mueve nuestro medio ambiente. La radiación solar que recibimos es responsable de forma directa e indirecta de factores tan importantes como la fotosíntesis de las plantas, el mantenimiento de una temperatura del planeta compatible con la vida y del viento.

La energía solar que llega a la superficie terrestre es 10.000 veces mayor que la energía consumida actualmente por toda la humanidad.

Podemos definir radiación como transferencia de energía por ondas electromagnéticas. Se produce directamente desde la fuente hacia fuera en todas direcciones. Estas ondas no necesitan un medio material por el cual propagarse ya que pueden atravesar el espacio y llegar directamente a la tierra. La longitud de onda y frecuencia de las ondas electromagnéticas, son importantes para conocer la energía, visibilidad y poder de penetración.

4.2 Tipos de radiación

La radiación solar se distribuye en un amplio espectro de amplitud no uniforme con la forma de una campana, como es normal del espectro de un cuerpo negro con el que se modela la fuente solar. Con lo cual, no se concentra en una única frecuencia.

La banda de radiación fotosintéticamente activa varía entre 400 y 700 nm y corresponde a la radiación visible. Equivale al 41 % de la radiación total. Podemos diferenciar entre:

- Azul-violeta (400-490 nm)
- Verde (490-560 nm)
- Amarillo (560-590 nm)
- Rojo anaranjado (590-700 nm)

Como veremos más adelante, al cruzar la atmósfera la radiación sufre diversos fenómenos tales como reflexión, refracción, absorción y difusión debido a los gases atmosféricos en un grado variable en función de la frecuencia.

A continuación, exponemos los diferentes tipos de radiación que podemos encontrar (Planas, Energía Solar, 2020):

Radiación Solar Difusa

La radiación solar difusa también recibe el nombre de radiación indirecta y representa la porción de radiación solar que ha golpeado al menos una partícula de gases atmosféricos al cambiar el ángulo de incidencia y que, aun así, alcanza el suelo porque simplemente, estaba dirigida hacia él. Es proporcional a la cantidad de cielos nublados, en particular, la dispersión de Rayleigh del componente azul de la radiación solar es la consecuencia del color azul del cielo. Una parte de este tipo de radiación se encuentra hacia atrás, en el espacio.

Radiación solar incidente

Es la radiación que ha encontrado obstáculo alguno y le ha entregado toda o parte de su energía. La energía que no llega a la superficie de la tierra se le denomina extinta y está formada por la radiación reemitida, reflejada y retro dispersada hacia el espacio.

Según la ley de Lambert, la cantidad de radiación que golpea la unidad de superficie es proporcional al coseno del ángulo de incidencia.

La máxima cantidad de radiación solar incidente se obtiene con una incidencia perpendicular, ya que el ángulo aumenta, la superficie afectada por la radiación como el grosor de la atmosfera atravesada por estos, aumenta. Es así como se genera variaciones diarias, anuales y latitudinales en la irradiación.

Radiación solar reflejada

Es la parte de la radiación solar incidente reflejada desde la superficie de la tierra, en relación al efecto albedo. El albedo es el coeficiente de reflexión (ρ). Sus valores están entre 0 y 1, y se da por la relación existente entre la energía radiante reflejada desde una superficie con respecto a la incidente. La tierra tiene un valor promedio de 40 %, es decir, ρ es aproximadamente 0,4.

Radiación solar absorbida

Es aquella radiación que, finalmente, después de deducir todas las pérdidas de reflexión y retrodispersión de la atmósfera y la superficie de la tierra, es absorbida por la Tierra y por lo tanto contribuye a su calentamiento de forma variable dependiendo de la latitud y el tipo de superficie.

Una vez hemos distinguido los distintos tipos de radiación existentes, nos centraremos en esa pequeña parte de la energía radiada por el sol que es interceptada por la Tierra. La irradiancia solar es la magnitud encargada de medir el valor de la radiación incidente en una superficie.

Según (Lorente, 2017), en caso del sol, se define como la energía solar recibida por cada m^2 en un segundo. Para un día claro de verano al mediodía en Italia se reciben una media del orden de 800 W sobre m^2 de una superficie horizontal.

Una parte de la irradiancia solar que incide en el suelo proviene directamente del disco solar, esto es a lo que llamamos irradiancia solar directa, y otra del cielo y de las nubes a la cual llamamos irradiancia solar difusa.

Para cielos despejados, claramente predominará la irradiancia directa en las horas centrales del día y varía con el coseno del ángulo cenital del sol. Cuando el sol está oculto por las nubes, la mayoría es irradiancia difusa.

El conjunto de estas dos, se denomina irradiancia solar global y suele medirse con piranómetros en los observatorios meteorológicos, tanto de radiación difusa (Figura 8), como de radiación global (Figura 9)



Figura 8 - Piranómetro de radiación difusa con banda de ocultación solar

Fuente: (Lorente, 2017)



Figura 9 - Piranómetro de radiación global

Fuente: (Lorente, 2017)

Otro aspecto interesante para tener en cuenta a la hora de estudiar la radiación y sus efectos es su longitud de onda o intervalo espectral. El sol emite en un amplio espectro de radiaciones, desde rayos gamma hasta longitudes de onda largas (Figura 10), como el infrarrojo (Figura 11).

Clase de radiación	Longitud de onda
Rayos gamma	< 0,1 nm
Rayos X	0,1– 100 nm
Ultravioleta C (UVC)	100– 280 nm
Ultravioleta B (UVB)	280– 320 nm
Ultravioleta A (UVA)	320– 400 nm
Visible	400– 700 nm
Infrarrojo A (IRA)	700 nm– 1,4 μ m
Infrarrojo B (IRB)	1,4– 3,0 μ m
Infrarrojo C (IRC)	3,0 μ m– 1 mm

Figura 10. Tipos de radiaciones según su longitud de onda

Fuente: (Lorente, 2017)

Clase de radiación	Longitud de onda
Infrarrojo cercano (NIR/IRA)	700 nm – 1,4 μm
Infrarrojo de onda corta	1 – 3 μm
Infrarrojo medio	3 – 5 μm
Infrarrojo de onda larga	5 – 14 μm
Infrarrojo térmico	8 – 15 μm
Infrarrojo de onda muy larga	12 – 30 μm
Infrarrojo lejano	15 μm – 1 mm

Figura 11. Tipos de radiaciones infrarrojas según su longitud de onda

Fuente: (Lorente, 2017)

La curva espectral es parecida a la de un cuerpo negro teórico (emisor y receptor perfecto), a una temperatura de 6.000 K. Las radiaciones solares más cortas se atenúan completamente en la alta atmósfera, de forma que a nivel de la superficie terrestre solamente llega una parte. Son las siguientes: ultravioleta A (UVA) que atraviesan fácilmente la atmósfera, alcanzando toda la superficie terrestre, ultravioleta B (UVB) que es una longitud de onda corta y tiene mayor dificultad para atravesar la atmósfera, siendo cierto que llega con más facilidad a la zona ecuatorial que en latitudes elevadas, ultravioleta C (UVC) la cual no atraviesa la atmósfera y es absorbida por la capa, visible (VIS) e infrarrojo cercano (NIR).

Antes de entrar en contacto con la atmósfera de la Tierra, la irradiancia solar contiene aproximadamente un 10 % de radiación UV, un 40 % de radiación visible y un 50 % que corresponde al IR próximo.

Gracias a la capa de ozono, la radiación UVC no traspasa hacia la Tierra. Sin embargo, esta radiación puede surgir de lámparas especiales o de un rayo láser y es utilizada para eliminar gérmenes o para ayudar a cicatrizar heridas. Además, se utiliza para tratar ciertas afecciones de la piel como la psoriasis, el vitíligo y los nódulos en la piel que causan el linfoma cutáneo de células T.

Estos porcentajes varían una vez se atraviesa la atmósfera, ya que la atenuación de esta depende en grandes cantidades de la longitud de onda.

A continuación, exponemos un ejemplo de irradiancia espectral UV medida en Barcelona con un espectro radiómetro de gran resolución (Figura 12):

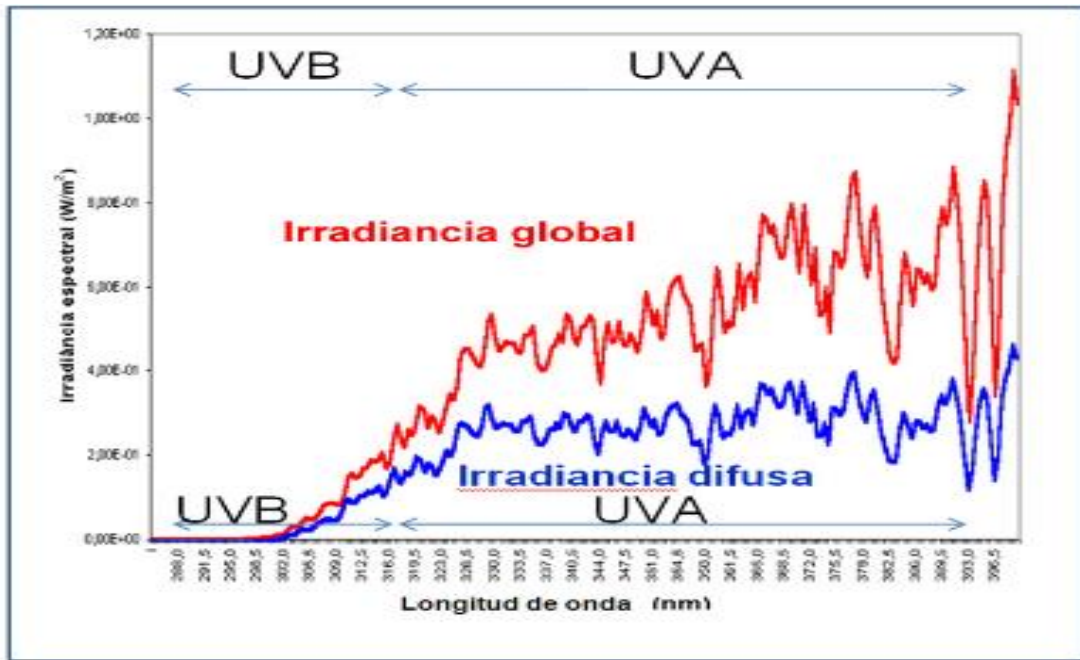


Figura 12 - Irradiancia espectral UV medida en Barcelona

Fuente: (Lorente, 2017)

La radiación UV se divide en tres intervalos:

- UVA: longitud de onda de 320 a 400 nm
- UVB: longitud de onda de 280 a 320 nm
- UVC: longitud de onda de 100 a 280 nm

La radiación UVA alcanza el suelo con valores del orden de $50 W/m^2$ al mediodía en verano. Produce diferentes efectos biológicos, como el bronceado y las cataratas oculares.

La radiación UVB, que produce la quemadura solar, alcanza el suelo con valores energéticos pequeños (inferiores en general a $2 W/m^2$) pero de efectos biológicos importantes. Se atenúa parcialmente por la capa de ozono.

La radiación UVC, muy perjudicial para los seres vivos, no alcanza nunca la superficie terrestre, se atenúa en la alta atmósfera gracias a la capa de ozono.

El índice de radiación UV es el encargado de representar una estimación promediada de la radiación ultravioleta solar máxima en la superficie de la Tierra.

El cálculo de este índice permite valorar el grado de nocividad para la piel según las distintas longitudes de onda UV y promedia las variaciones de la radiación por periodos entre 10 y 30 minutos.

Los valores que adopta este índice varían desde cero en adelante y, cuanto mayor es el índice mayor será la probabilidad de que la exposición a los rayos UV dañe la piel y los ojos y menor el tiempo que tarde en suceder.

El índice UV (UVI) se clasifica en cinco clases de acuerdo con el valor y los efectos de la radiación UV (Figura 13).

UVI	Grado	Irradiancia (Ibe) (W/m ²)
0-2	Bajo	< 0,075
3-5	Moderado	0,075- 0,138
6-7	Alto	0,139- 0,187
8-10	Muy alto	0,188- 0,262
> 10	Extremo	> 0,262

Figura 13. Efectos de la radiación UV

Fuente: (Lorente, 2017)

A continuación, mostramos una variación diaria de este índice a diferentes latitudes en junio (Figura 14) y una variación media a mediodía en diversas latitudes a lo largo del año (Figura 15).

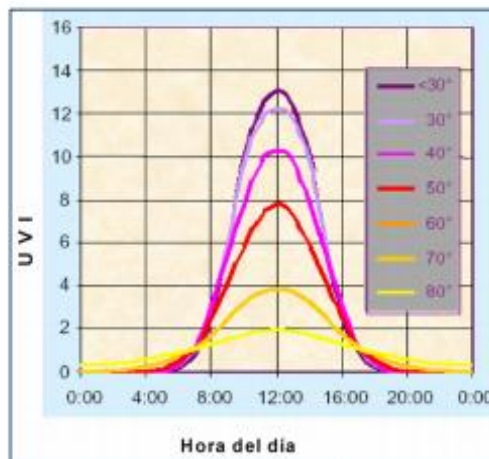


Figura 14 – Variación del índice UVI a diferentes latitudes en junio

Fuente: (Lorente, 2017)

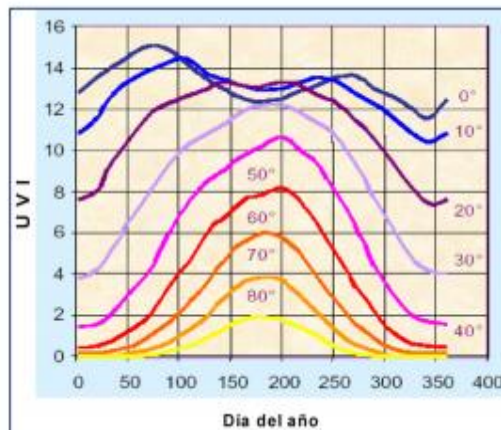


Figura 15 - Variación media anual del UVI a mediodía a diversas latitudes a lo largo del año

Fuente: (Lorente, 2017)

4.3 Radiación en la zona de interés

Se ha realizado una investigación a través de los datos que nos brinda la empresa *World Bank Group*, *ESMAP* y *Solargis* (Atlas, 2020). A partir de un análisis realizado podemos detallar mínimos y máximos por día de irradiación directa, temperatura del aire, etc. (Figura 16).

AREA INFO				
Map data (min-max range)				Per day
Specific photovoltaic power output	PVOUT	3.93	4.21	kWh/kWp
Direct normal irradiation	DNI	4.16	4.65	kWh/m ²
Global horizontal irradiation	GHI	4.16	4.50	kWh/m ²
Diffuse horizontal irradiation	DIF	1.66	1.74	kWh/m ²
Global tilted irradiation	GTI	4.77	5.17	kWh/m ²
Optimum tilt of PV modules	OPTA	32	34	°
Air temperature	TEMP	11.9	17.7	°C
Terrain elevation	ELE	-32768	557	m

Figura 16 – Mínimos y máximos por día de datos sobre radiación de Apulia

Fuente: (Atlas, 2020)

Aquí nos detalla datos tales como la energía fotovoltaica específica, la irradiación directa, la irradiación global, la irradiación difusa, la irradiación global inclinada, inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos, la temperatura del aire o la elevación de la tierra. Sin embargo, los datos que más nos interesan son tan solo la irradiación directa y la elevación de la tierra en los que detallaremos más adelante.

A continuación, detallamos un análisis de la irradiación directa (DNI, por sus siglas en inglés) (Figura 17).

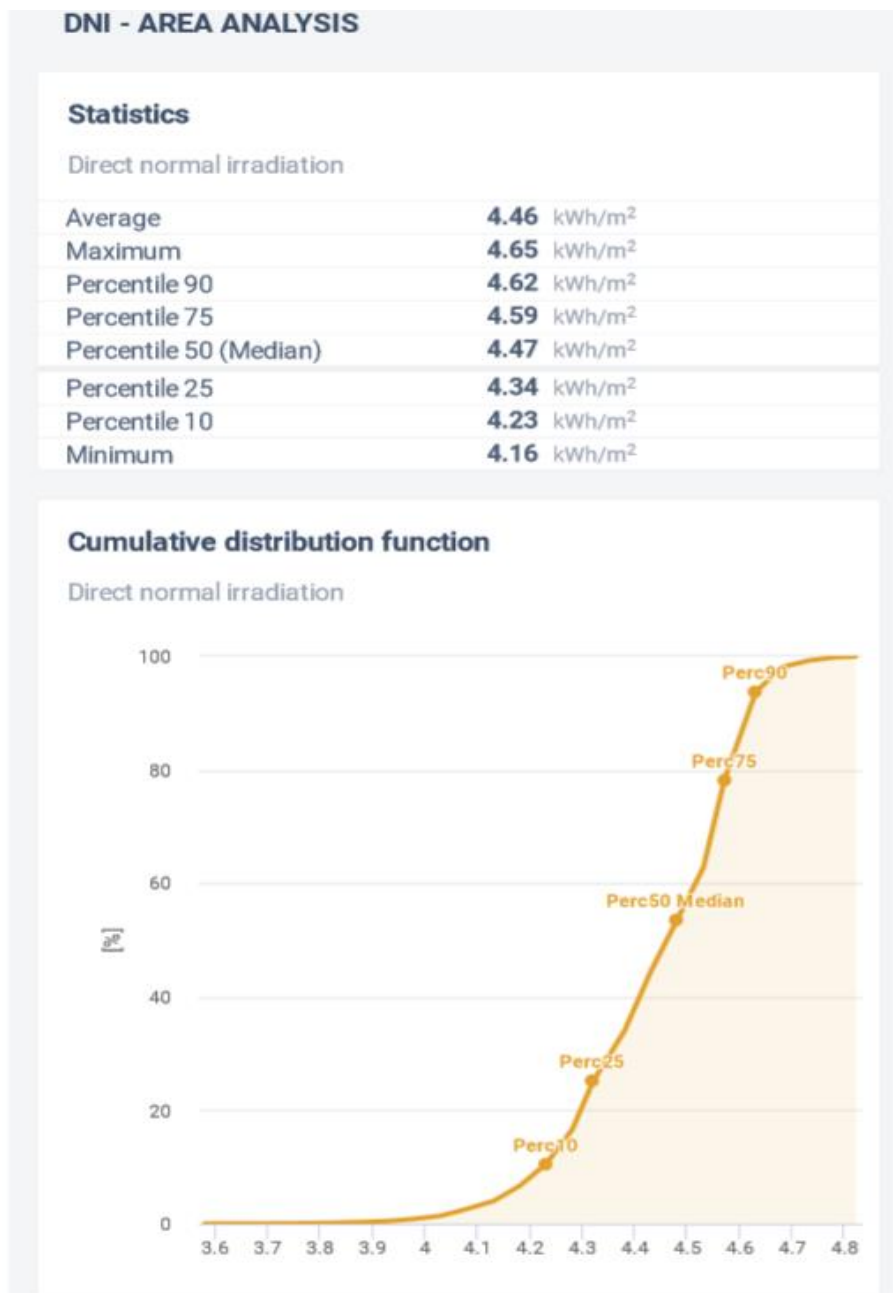


Figura 17 – Irradiación directa de la región de Apulia

Fuente: (Atlas, 2020)

Otro aspecto que nos interesaría es la elevación del terreno (Figura 18):

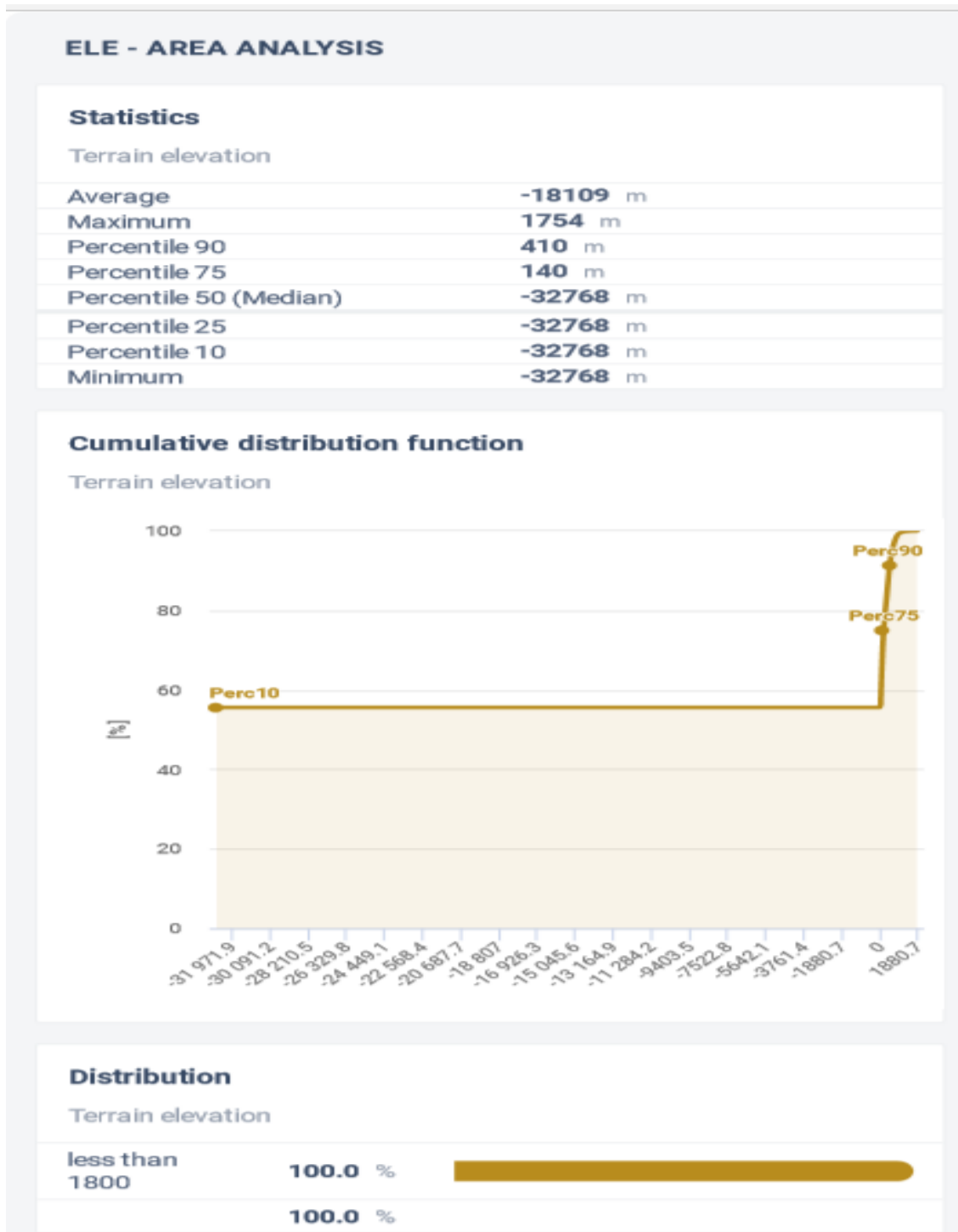


Figura 18 – Elevación del terreno en la región de Apulia

Fuente: (Atlas, 2020)

5 SITUACIÓN ACTUAL EN ESPAÑA

La información que se desprende de (Crespo, 2019), nos lleva a afirmar que, actualmente, la situación en España, en cuanto a energía termosolar se refiere, está más que desarrollada dada su ubicación y a la radiación que recibe. Así, tiene localizadas un total de cincuenta centrales termosolares repartidas mayoritariamente en la zona sur de España.

Sevilla y Badajoz son las que más radiación reciben radiación y consecuentemente tienen más centrales implantadas, como podemos ver en el siguiente mapa donde de menor a mayor potencia se sitúan las centrales que utilizan este tipo de energía (Figura 19).

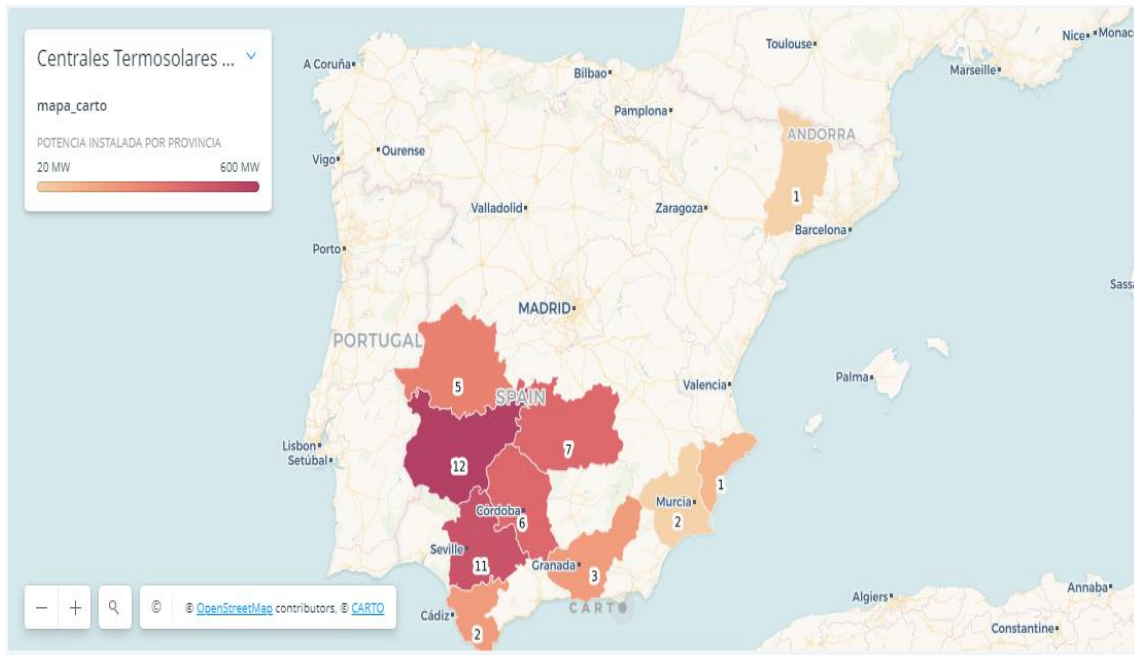


Figura 19 – Centrales Termosolares en España

Fuente: (Crespo, 2019)

5.1 Listado centrales en España

La Tabla 1 recoge las centrales termosolares según (Crespo, 2019):

Propietario	Nombre	Población	Provincia	Potencia (MW)	Tecnología	Almacenamiento (nº de horas a potencia nominal)
Atlántica Yield	PS10	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	10	Torre con Vapor Saturado	1
Cubico Sustainable Investments Limited	Andasol 1	Aldeire	Granada	50	CCP	7,5
Novatec	Puerto Errado I	Calasparra	Murcia	1,4	Fresnel	0,5
Atlántica Yield	PS20	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	20	Torre con Vapor Saturado	1
Ence Energía / IDAE	Ibersol Puertollano	Puertollano	Ciudad Real	50	CCP	n/a
Cubico Sustainable Investments Limited	Andasol 2	Aldeire/la Calahorra	Granada	50	CCP	7,5
Contour Global	La Risca	Alvarado	Badajoz	50	CCP	n/a
Saeta Yield	Extresol-1	Torre de Miguel Sesmero	Badajoz	50	CCP	7,5
Saeta Yield	Extresol-2	Torre de Miguel Sesmero	Badajoz	50	CCP	7,5
Atlántica Yield	Solnova 1	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	50	CCP	n/a
Atlántica Yield	Solnova 3	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	50	CCP	n/a
Renovables SAMCA, S.A.	La Florida	Badajoz	Badajoz	50	CCP	7,5
Atlántica Yield	Solnova 4	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	50	CCP	n/a

Contour Global	Majadas	Majadas	Cáceres	50	CCP	n/a
Renovables SAMCA, S.A.	La Dehesa	La Garrovilla	Badajoz	50	CCP	7,5
Contour Global	Palma del Río II	Palma del Río	Córdoba	50	CCP	n/a
COBRA	Manchasol-1	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	50	CCP	7,5
Torresol Energy	Gemasolar	Fuentes de Andalucía	Sevilla	20	Torre sales con	15
Saeta Yield	Manchasol-2	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	50	CCP	7,5
Contour Global	Palma del Río I	Palma del Río	Córdoba	50	CCP	n/a
Plenium Partners	Lebrija 1	Lebrija	Sevilla	50	CCP	n/a
SWM / Ferrostaal / Innogy / Rhein E	Andasol 3	Aldeire/la Calahorra	Granada	50	CCP	7,5
Atlántica Yield	Helioenergy 1	Écija	Sevilla	50	CCP	n/a
Torresol Energy	Arcosol 50	San José del Valle	Cádiz	50	CCP	7,5
Elecnor/Eiser/Aries	Astexol II	Badajoz	Badajoz	50	CCP	n/a
Torresol Energy	Termesol-50	San José del Valle	Cádiz	50	CCP	7,5
EBL	Puerto Errado II	Calasparra	Murcia	30	Fresnel	0,5
Atlántica Yield	Helioenergy 2	Écija	Sevilla	50	CCP	n/a
Elecnor/Eiser/Aries	Aste 1A	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	50	CCP	n/a
Elecnor/Eiser/Aries	Aste 1B	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	50	CCP	n/a
Atlántica Yield/JGC Corporation	Solacor 1	El Carpio	Córdoba	50	CCP	n/a
Atlántica Yield/JGC Corporation	Solacor 2	El Carpio	Córdoba	50	CCP	n/a

Análisis de la localización de una central termosolar en la región de Apulia (Italia) mediante un sistema de información geográfica

T-Solar	Morón	Morón de la Frontera	Sevilla	50	CCP	n/a
Atlántica Yield	Helios 1	Puerto Lapice	Ciudad Real	50	CCP	n/a
Atlántica Yield/ITOCHE	Solaben 3	Logrosán	Cáceres	50	CCP	n/a
Plenium/FCC/Mitsui	Guzmán	Palma del Rio	Córdoba	50	CCP	n/a
T-Solar	Olivenza 1	Olivenza	Badajoz	50	CCP	n/a
Grupo Ortiz – Grupo TSK – Magtel	La Africana	Fuente Palmera	Córdoba	50	CCP	7,5
Contour Global	Orellana	Orellana	Badajoz	50	CCP	n/a
Atlántica Yield	Helios 2	Puerto Lapice	Ciudad Real	50	CCP	n/a
Saeta Yield	Extresol-3	Torre de Miguel Sesmero	Badajoz	50	CCP	7,5
Atlántica Yield/ITOCHE	Solaben 2	Logrosán	Cáceres	50	CCP	n/a
Abantia /Comsa EMTE	Termosolar Borges	Borges Blanques	Lleida	22,5	CCP + Hibridación con Biomasa	n/a
Atlántica Yield	Solaben 1	Logrosán	Cáceres	50	CCP	n/a
Nextera-FPL	Termosol 1	Navalvillar de Pela	Badajoz	50	CCP	9
Plenium/FCC/Mitsui	Enerstar	Villena	Alicante	50	CCP	n/a
Saeta Yield	Casablanca	Talarrubias	Badajoz	50	CCP	7,5
Nextera-FPL	Termosol 2	Navalvillar de Pela	Badajoz	50	CCP	9
Atlántica Yield	Solaben 6	Logrosán	Cáceres	50	CCP	n/a
RREEF/STEAG/OHL	Arenales	Morón de la Frontera	Sevilla	50	CCP	7

Tabla 1. Listado de las actuales centrales junto a la potencia producida

Fuente: (Crespo, 2019)

Podemos finalizar este apartado incluyendo que no se realiza un apartado con las centrales termosolares en Italia debido a su escasez.

6 LEGISLACIÓN SOBRE CENTRALES TERMOSOLARES EN EUROPA, ESPAÑA E ITALIA

En este capítulo se hablará sobre la legislación referente a centrales termosolares tanto a nivel europeo, como a nivel nacional (en España e Italia).

Comenzaremos por la normativa europea, como queda recogida en (Yuste, 2018).

6.1 Europa

6.1.1 Objetivos de renovables y eficiencia energética para 2030

Celebrado el debate el día 12 de noviembre de 2018, el martes día 13 se celebró la votación. El acuerdo fue en primera lectura mediante el procedimiento legislativo ordinario. El texto aprobado incluye los objetivos de renovables y eficiencia energética para 2030 en la Unión Europea:

- 32 % de energía procedente de renovables.
- 32,5 % de aumento de la eficiencia energética.

Estos objetivos serán revisados en un plazo de 5 años, es decir, en 2023. En ese momento la cuota deberá de ser revisada al alza. No se podrán rebajar.

Por otro lado, cada país deberá elaborar sus propios planes de energía y clima. En ellos se deberá especificar los objetivos nacionales. Estos deberán de ser como mínimo los objetivos de renovables y eficiencia energética establecidos para toda la Unión Europea. El primer plan se elaboró antes de fin de año de 2019 (31-12-19). El siguiente en 2029 y así cada 10 años.

6.1.2 Tres nuevas normativas

El acuerdo aprobado fue propuesto por la Comisión Europea en 2016. Se acuerda tres normativas europeas:

1. De energías renovables.
2. De eficiencia energética.
3. De gobernanza energética (planes nacionales)

El procedimiento continúa. Una vez sean aprobadas por el Consejo Europeo serán publicadas en el Diario Oficial de la Unión Europea. La normativa tercera se deberá de aplicar a los 20 días de su publicación. Las dos primeras deberán de ser transpuestas por cada país en un plazo máximo de año y medio.

6.1.3 El autoconsumo con balance neto

La norma europea también incluye que los ciudadanos puedan generar su propia energía. Primero para autoconsumo y segundo para verter a la red el excedente y recibir una contraprestación por ello. También se podrá almacenar la energía generada.

Parece que por el momento no habrá un nuevo impuesto al sol. El Parlamento Europeo tiene claro prohibir cualquier tipo de gravamen al autoconsumo, al menos hasta diciembre de 2026. De esta manera se refuerza la idea del autoconsumo y la producción de energía limpia, como un derecho de los ciudadanos.

6.1.4 Los biocombustibles de 1ª generación para el transporte no son energía renovable

No solo se revisan los objetivos de renovables y eficiencia energética. También se establece para 2030, que el 14 % del combustible total consumido para transporte proceda de fuentes renovables. No contarán los biocombustibles de primera generación. Pero sí contarán los biocombustibles de segunda. Es decir, los producidos a partir de residuos de cultivos (tallos, cáscaras o cascarillas del grano, hojas, etc.), o de subproductos de la industria forestal o de la alimentación.

Además, se tiene previsto la desaparición de algunos biocombustibles de primera generación. Estos son elaborados a partir de alimentos para población humana y animales. El motivo consiste en que este tipo de combustible tiene un alto riesgo de “cambio indirecto en el uso de la tierra”. El ILUC (*Indirect Land Use Change*) se produce cuando se pasa de un uso no agrícola de la tierra a la producción de alimentos. Por ejemplo transformando bosques o tierras de pasto en tierras de cultivo de alimentos para la producción de biocarburantes. Este cambio implica un aumento de las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

6.1.5 La pobreza energética

Los objetivos de renovables y eficiencia energética tendrán como fin reducir la dependencia energética del país, descarbonizar la economía y por lo tanto mejorar la calidad del aire protegiendo el medio ambiente y la salud de las personas. Pero también abaratar el precio de la electricidad, reduciendo así la factura energética. Un factor clave para reducir la pobreza energética que afecta a 5,1 millones de ciudadanos en España. Un 11 % de los hogares españoles según datos de la Asociación de Ciencias Ambientales ACA. El autoconsumo será clave.

6.2 España

Como se expone en (Soria, 2019), la legislación existente en España en relación a la producción de energía utilizando energías renovables es extensa, en concreto a la instalación fotovoltaica es amplia y compleja.

Dependiendo de si la instalación está conectada a la red eléctrica o no, la normativa vigente impone una serie de derechos y obligaciones diferentes.

Como se puede ver en el esquema de la Figura 20, si la instalación es un sistema fotovoltaico aislado de la red (SFA), esta se considera como una instalación generadora aislada de baja tensión.

Podríamos afirmar entonces que los SFA deben cumplir simplemente con el RD 842/2002 donde se

aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). Según el REBT, para la legislación de los SFA de potencia no superior a 10 kW es necesario que un electricista acreditado realice una Memoria Técnica de Diseño (MTD) que deberá enviarse, adjunta al Certificado de Instalación (CI), al organismo o registro competente de la Comunidad Autónoma en cuestión.

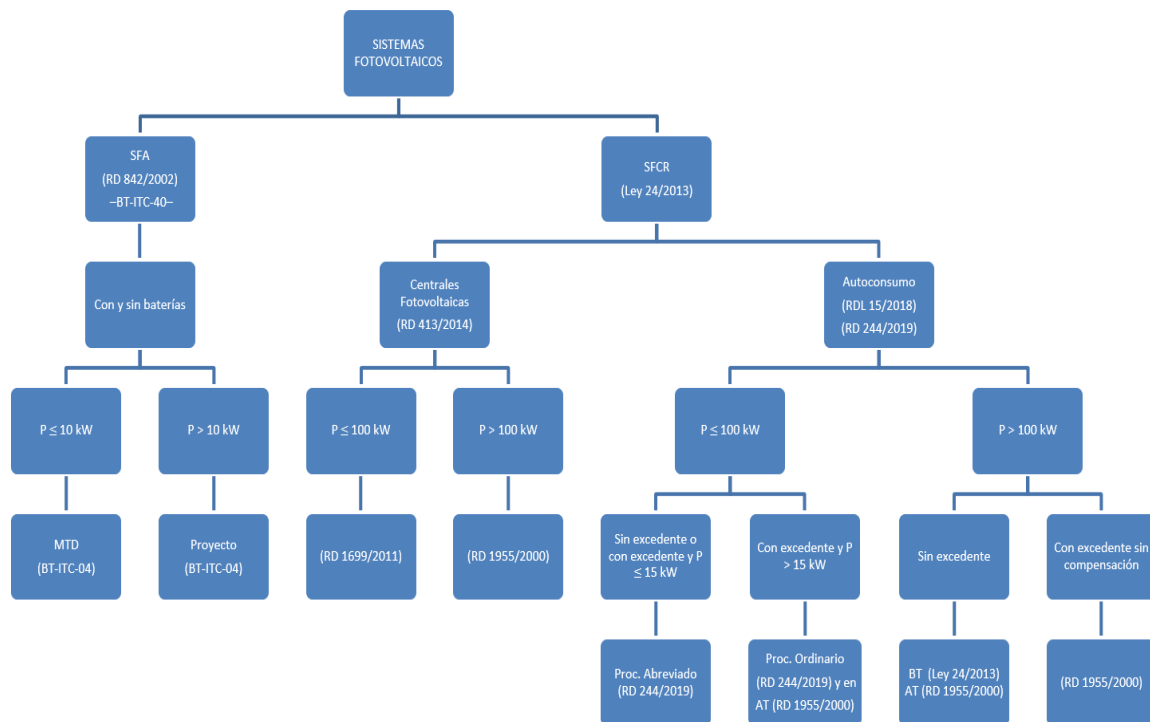


Figura 20 - Esquema de la normativa vigente para los sistemas fotovoltaicos

Fuente: (Soria, 2019)

En cuanto a los sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCR), la legislación aplicable es bastante más complicada que las de los SFA y clasifica la instalación dependiendo de si tienen consumos eléctricos asociados y se ubican próximos a estos (autoconsumo) o si están diseñadas exclusivamente para inyectar energía eléctrica a la red (centrales fotovoltaicas)

Las normas de aplicación para los sistemas de autoconsumo son el RDL 15/2018 (que derogó la casi totalidad del RD 900/2015, famoso por instaurar el llamado “impuesto al sol”) y su desarrollo normativo, el RD 244/2019. Estas normas dividen las instalaciones de autoconsumo en dos modalidades: autoconsumo sin excedentes y autoconsumo con excedentes.

Las instalaciones sin excedentes son aquellas instalaciones próximas que pertenezcan a la red interior o a través de la red. Este tipo de sistemas deberán contar con algún tipo de mecanismo antivertido para evitar inyectar la energía eléctrica sobrante generada en la red de distribución eléctrica.

Por otro lado, las instalaciones con excedentes se dividen en dos: sin derecho a compensación y con derecho a compensación. Estas últimas deberán cumplir con la condición de proximidad y, además, no superar los 100 kW de potencia nominal. En el caso de que la instalación sea de proximidad, pero supere este límite perderá el derecho a la compensación y se regirá principalmente por el RD 1955/2000.

La norma de aplicación en las centrales fotovoltaicas, es decir, en los SFCR —comúnmente denominados “huertos solares”— que no son de proximidad, es el RD 413/2014. Esta norma además de regir las condiciones de retribución de las centrales fotovoltaicas instaladas antes de su publicación en el BOE marca las de las nuevas. En ese sentido, el RD 413/2014 impone unas condiciones económicas diferentes según sea la instalación de un tipo u otro. Así, las instalaciones antiguas pasan al régimen

retributivo específico, mientras que las nuevas, esto quiere decir, aquellas construidas posteriormente al Real Decreto, recibirán una retribución según marque el pool eléctrico, igual que el resto de los generadores eléctricos existentes.

La gran mayoría de centrales fotovoltaicas recientes tienen una potencia de más de 100 kW, por lo que además de lo recogido en el RD 413/2014 son de aplicación las condiciones técnicas que impone el RD 1955/2000. Para instalaciones de menor potencia sería de aplicación, en lo referido a las condiciones de conexión, el RD 1699/2011, aunque en la actualidad es normalmente más interesante enmarcar estos proyectos de poca potencia como sistemas de autoconsumo a partir del RD 244/2019.

La Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR) ha lanzado una norma, la UNE 206010 Ensayos, que define el procedimiento para verificar las principales prestaciones de las centrales termosolares que usan esta tecnología (Sánchez, 2015).

Se trata de la primera norma española para centrales termosolares con tecnología de captadores cilindros parabólicos, que son actualmente la gran mayoría (45 de 50 utilizan esta tecnología actualmente).

En concreto, esta norma hace referencia a las siguientes prestaciones:

- Energía solar radiante disponible
- Consumos de electricidad
- Producción eléctrica neta
- Aporte de energía no solar
- Rendimiento neto de las centrales termosolares.

El procedimiento de verificación establecido en la UNE 206010 permitirá no solo verificar las prestaciones de nuevas centrales, lo que supone una valiosa ayuda para las pruebas de aceptación de estas, sino que también permite verificar el funcionamiento de centrales ya operativas, lo que ayudará a detectar posibles problemas de funcionamiento que estén afectando su rendimiento.

De este modo se puede hacer un seguimiento de las prestaciones de la Central a lo largo de su vida útil. Además, ayudará a aquellas que están en fase de construcción en otros países, como EE. UU, Marruecos o Sudáfrica.

La Norma *UNE 206010* se aplica a centrales termosolares de cualquier tamaño. Su contenido aporta las directrices generales para la realización de los ensayos, información sobre instrumentación y métodos de medición, cálculo de los parámetros de funcionamiento e indicaciones para elaborar el informe de resultados.

6.3 Italia

La norma italiana en cuanto a centrales termosolares se refiere se puede dividir en varios subapartados, extractados de (Asset, 2018):

6.3.1 UNI EN 12977-1:2018: Sistemas solares térmicos y sus componentes. Plantas ensambladas según especificaciones.

6.3.1.1 Parte 1: Requisitos generales para colectores solares de agua y sistemas combinados

La norma especifica los requisitos de durabilidad, fiabilidad y seguridad de los sistemas solares pequeños y grandes ensamblados según las especificaciones para calefacción y refrigeración con medio de transferencia de calor líquido para edificios residenciales y aplicaciones similares.

La norma también contiene requisitos sobre el proceso de diseño de grandes sistemas ensamblados.

6.3.2 UNI EN 12977-2:2018: Sistemas solares térmicos y sus componentes. Plantas ensambladas según especificaciones.

6.3.2.1 Parte 2: Métodos de ensayo para colectores solares de agua y sistemas combinados

La norma se aplica a los sistemas solares pequeños y grandes montados según las especificaciones para la calefacción con portador de calor líquido para edificios de viviendas y aplicaciones similares, y proporciona métodos de verificación de los requisitos especificados en la norma UNI EN 12977-1.

La norma también incluye un método para la caracterización del rendimiento térmico y la predicción del rendimiento de una planta ensamblada con pequeñas especificaciones a través de pruebas de componentes y simulación de la planta.

Además, la norma contiene métodos para la caracterización del rendimiento térmico y la predicción del rendimiento de plantas ensambladas de grandes especificaciones.

La norma se aplica a los siguientes tipos de sistemas de energía solar ensamblados a pequeña escala:

- Sistemas solares solo para la producción de agua caliente sanitaria
- Sistemas solares solo para calefacción de locales
- Sistemas para la producción de agua caliente sanitaria y calefacción
- Otros (por ejemplo, sistemas de refrigeración)

La norma se aplica a los grandes sistemas de calefacción solar montados según especificaciones, principalmente sistemas de precalentamiento solar, con uno o más depósitos de almacenamiento, intercambiadores de calor, tuberías y controles automáticos y con una o más series de colectores con circulación forzada de fluido en el circuito de colectores.

La norma no se aplica a:

- Sistemas con un medio de almacenamiento distinto del agua (por ejemplo, materiales de cambio de fase)
- Sistemas de radiadores
- Sistemas integrados de acumulación de colectores (ICS)

6.3.3 UNI EN 12977-3:2018: Sistemas solares térmicos y sus componentes.

6.3.3.1 Parte 3: Métodos de ensayo de funcionamiento de los acumuladores de los calentadores solares de agua

La norma especifica los métodos de prueba para caracterizar el rendimiento de los tanques de almacenamiento destinados a ser utilizados en pequeñas instalaciones montadas, tal como se especifica en la norma UNI EN 12977-1.

Los acumuladores probados según esta norma se utilizan en instalaciones solares térmicas para la producción de agua caliente. Sin embargo, el rendimiento térmico de todos los demás tanques de almacenamiento térmico con agua como medio de almacenamiento también puede evaluarse de acuerdo con los métodos de prueba especificados en esta norma.

La norma se aplica a los dispositivos de almacenamiento con un volumen nominal entre 50 L y 3000 L.

La norma no se aplica al acumulador solar combinado. Los métodos de prueba de rendimiento del acumulador solar combinado se especifican en la norma UNI EN 12977-4.

6.3.4 UNI EN 12977-4:2018: Sistemas solares térmicos y sus componentes - Sistemas ensamblados según especificaciones

6.3.4.1 Parte 4: Métodos de ensayo de la capacidad combinada de almacenamiento solar

La norma define los métodos de ensayo para la caracterización de las prestaciones de los acumuladores a utilizar en pequeños sistemas ensamblados según las especificaciones comúnmente utilizadas en sistemas solares combinados, según la norma UNI EN 12977-1.

Los depósitos probados según esta norma se utilizan en sistemas solares combinados. Sin embargo, el rendimiento térmico de todos los demás depósitos de almacenamiento térmico con agua como medio de almacenamiento (por ejemplo, para sistemas con bomba de calor) también puede evaluarse de acuerdo con los métodos de prueba especificados en la norma.

La norma se aplica a los acumuladores solares combinados con un volumen nominal de hasta 3000 L sin quemador integrado.

6.3.5 UNI EN 12977-5:2018: Sistemas solares térmicos y sus componentes - Sistemas ensamblados según especificaciones

6.3.5.1 Parte 5: Métodos de ensayo de funcionamiento para sistemas de control

La norma especifica los métodos para probar el rendimiento de los sistemas de control. La norma también contiene requisitos para la precisión, durabilidad y fiabilidad de dichos sistemas de control. Los ensayos descritos en la norma se limitan a los componentes eléctricos activos suministrados juntos o para su instalación por el proveedor.

A efectos de la norma, los sistemas de control y el equipo de control de los sistemas de calefacción solar y los calefactores auxiliares, si forman parte del sistema, se limitarán a lo siguiente

a) Sistemas de control como:

- Sistema de relojes, temporizadores y contadores;
- Termostatos diferenciales;
- Controladores multifuncionales.

b) Sensores como:

- Sensores de temperatura;
- Sensores de radiación (para la radiación de onda corta);
- Sensores de presión;
- Sensores de nivel;
- Medidores de flujo;
- Medidores de calor.

c) Actuadores como:

- Bombas;
- Válvulas solenoides y válvulas motorizadas;
- Relés.

d) Combinaciones de controladores, sensores y actuadores enumerados anteriormente.

e) Sistemas prefabricados de calefacción solar.

f) Pequeños sistemas de calefacción solar ensamblados según las especificaciones.

g) Grandes sistemas de calefacción solar ensamblados a medida.

h) Equipo auxiliar de calefacción utilizado en relación con los apartados e), f) y g).

7 CONDICIONANTES

7.1 Dimensionamiento

Como hemos visto en el apartado siete donde se definen las características de las centrales situadas en España, podemos observar que la potencia que más se repite es de 50 MW. Y esto, no es una casualidad ya que por el RD 661/2007, de 25 de mayo se establece una potencia de 50 MW para proyectos de concentración solar por los que, aquellos proyectos que tengan una potencia superior no se les aplicaría tarifas del régimen especial. Sin este tipo de tarifas, el desarrollo comercial de estos proyectos sería muy complicado (Guillamón-López, 2012).

Es importante determinar la potencia que alcanzaría la central ya que dependiendo de la potencia que tenga nuestra central, tendrá unas dimensiones. Esta relación es proporcional, a mayor dimensión, mayor potencia. Observemos que este punto es primordial a la hora de tener en cuenta la localización de la central.

Así, es necesario precisar sobre el término de potencia del receptor. Existe una relación entre la potencia del receptor y la potencia de diseño de la central, que se muestra en el siguiente gráfico (Figura 21).

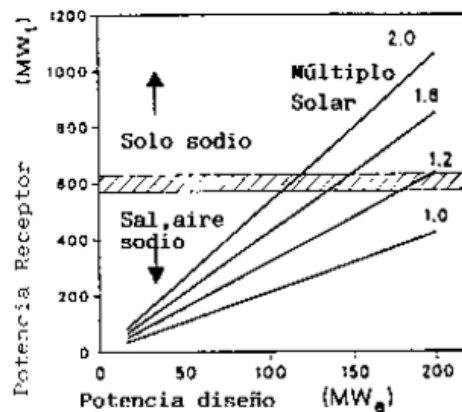


Figura 21. Relación entre la potencia eléctrica en el punto de diseño y la potencia térmica del receptor

Fuente: <http://www.eoi.es> (González-Aguilar, 2015)

En nuestro caso, tomaremos de referencia la potencia de diseño de 50 MW, y estimando que el múltiplo solar oscila entre 1.2 y 1.6 podemos obtener una potencia del receptor de 260 MW_r. (Caminero-Ocaña, 2014).

Antes de poder definir la dimensión de nuestro campo solar tenemos que diferenciar entre campo solar Norte y campo solar Circular. La principal diferencia es la distancia que existe al ecuador. La primera genera una mayor eficiencia a medida que se construye más lejos del ecuador, mientras que las de campo solar circular, son más eficientes a medida que está más cercano al ecuador ya que el sol está más alto en la bóveda celeste.

Una vez definida la dimensión y la potencia térmica del receptor, podemos calcular a través de la

siguiente gráfica (Figura 22), el área necesaria reflectante total tanto como para un campo Norte como para un campo Circular.

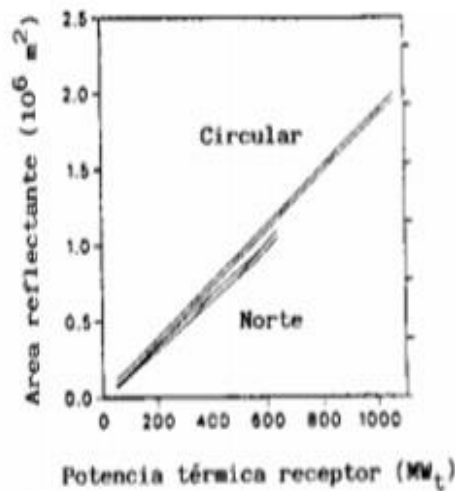


Figura 22. Relación entre la potencia térmica del receptor y el área reflectante del campo

Fuente: <http://www.eoi.es> (González-Aguilar, 2015)

Interpretando la gráfica, podemos observar que para una potencia térmica de $260 MW_t$, y un campo solar Norte obtendremos una superficie reflectante de $475.000 m^2$ que se podría encuadrar en una superficie de 180 ha, según los datos obtenidos de (Joga-López, 2012)

7.2 Parámetros

Además, deberemos tener en cuenta que intervienen múltiples condicionantes a la hora de localizar la central, como los extraídos de (Grandal Vivero, Gutiérrez Llorena, & Stocks Godínez, 2015). Sin embargo, aquí se han considerado los más importantes:

- **Radiación:** este apartado es uno de los factores determinantes ya que dependiendo de la radiación que reciba nuestra central tendrá una eficiencia mayor o menor. Como hemos explicado en el apartado cuatro de este trabajo, existen distintas categorías de radiación, aunque a la hora de trabajar con datos será la irradiación directa la que tome más importancia.
- **Distancia a líneas eléctricas:** como estamos tratando con una central de gran generación, es de vital importancia la cercanía a las líneas generales eléctricas con el objetivo de poder suministrar la energía producida a la red de forma óptima y eficiente. Así se evita la construcción de una línea de largo recorrido la cual aumentaría el coste de instalación y generaría pérdidas de valores ambientales.
- **Distancia a cauces fluviales:** estas centrales necesitan una cantidad de agua considerable para la refrigeración de la central por lo que resultante de gran interés conocer la cercanía a corrientes de agua

con el objetivo de no tener que realizar una construcción de una tubería de abastecimiento demasiado larga. Al igual que en el caso anterior, evitaríamos así un coste adicional en la instalación.

- **Pendiente del terreno:** para la localización de una central de este tipo, consideraremos terrenos con una pendiente menor al 5 % con el fin de maximizar la incidencia del sol. Además, se considera más desde el punto de vista de impacto visual que como requisito técnico, ya que con respecto a inclinación se refiere se puede distribuir de forma amplia.
- **Áreas urbanas:** tanto por motivos de precio del terreno como de impacto visual, las centrales no podrán situarse demasiado cerca de los núcleos urbanos. Esto se debe a la necesaria protección ante posibles catástrofes naturales que podría llegar a provocar a la población y al alto coste que podría suponer.
- **Sitios protegidos:** una central con un tamaño como el que hemos definido anteriormente provocaría una gran pérdida en zonas y espacios protegidos por lo que no podrá construirse en ellos.
- **Superficie mínima:** definida anteriormente, tiene que ser un condicionante ya que dependerá de las características de la central que queramos establecer.

8 SIG Y APLICACIÓN PRÁCTICA

Concluyendo y con todo lo anterior expuesto, el objetivo es localizar la central termosolar en zona sur y sureste de la península italiana. Para ello, utilizaremos un sistema de información geográfica para la integración, gestión análisis y representación de los datos,

8.1 Definición SIG

De acuerdo con (RavenCorp, 2019), a día de hoy, la humanidad crea y almacena información de forma constante, y a medida que se avanza en el tiempo aumenta esta información a pasos agigantados.

Sin embargo, no somos los únicos que ayudamos a contribuir en este crecimiento gigante de información, existe también una comunicación llamada maquina a máquina, que su valor a la hora de generar cantidades de datos también es y ha sido muy importante. Analizar la especialización de toda esta información nos ayuda a ver qué, dónde y por qué sucede esto en nuestro entorno.

Como resumen, nos encontramos con que manejamos una cantidad ingente de información y de datos para analizar y una ciencia que nos describe el mundo en el que vivimos y habitamos. Lo esencial es encontrar una unión entre estas dos variables para poder ejecutar de forma correcta el análisis de la información. Es aquí donde entra en juego los Sistemas de Información Geográfica, SIG o GIS según sus siglas en inglés (*Geographic Information System*)

Con esto podemos definir SIG como un conjunto de componentes específicos que permiten a los usuarios finales crear consultas, analizar y representar de una forma eficiente cualquier tipo de información geográfica referenciada asociada a un territorio.

En la mayor parte de los sectores, los SIG pueden utilizarse como una herramienta útil de ayuda para realizar gestiones y tomar decisiones.

Es decir, podemos decir que un sistema de información geográfica es una integración organizada de *hardware*, *software* y datos geográficos diseñada para capturar, almacenar, manipular y analizar en todas sus formas la información geográfica con el fin de resolver problemas complicados de gestión y planificación.

El mecanismo en el que se basan los SIG es sencillo, consiste en una base de datos que se asocia por un identificador común a los objetos gráficos de un mapa digital. De esta manera, señalando a un objeto se conocen atributos, y la forma contraria, preguntando por un registro en la base de datos se puede conocer su localización en la cartografía.

8.2 Funciones de los SIG

Aunque, su función principal y para lo que lo usaremos en este trabajo será para la gestión de la información espacial. El sistema es capaz de diferenciar la información en distintas capas temáticas y las almacena de manera independiente, permitiendo así poder trabajar con estas de manera rápida y sencilla facilitando al profesional la posibilidad de gestionar y manejar la información existente a través de la tipología de los objetos, con el propósito de generar nueva información que no podríamos obtener de cualquier otra forma.

El SIG es capaz de resolver una infinidad de problemas, pero los principales, ordenados de menor a mayor complejidad, son:

1. Localización: preguntar por las características concretas de un lugar. La base de los sistemas de información geográfica es proporcionar datos sobre la localización de cualquier terreno.
2. Condición: determinado través de restricciones impuestas al sistema, si el terreno es óptimo o no.
3. Tendencia: comparación entre situaciones temporales o espaciales distintas de alguna característica.
4. Rutas: cálculo de rutas optimas entre dos o más ubicaciones.
5. Pautas: detección de pautas espaciales.
6. Modelos: el sistema es capaz de generar modelos a partir de fenómenos o actuaciones bajo simulación.

Por esto, y por su versatilidad, el campo de aplicación de los SIG es muy amplio, pudiéndose utilizar en la mayoría de las actividades con componentes espaciales. La profunda revolución que han provocado las nuevas tecnologías, a su vez, ha incidido de manera decisiva en su evolución.

8.3 Caso práctico. Análisis multicriterio

Como hemos definido en el apartado 7.2, utilizaremos una serie de parámetros para poder localizar la central. En este caso, utilizamos QGIS (QGIS, 2020) como sistema de información geográfica. En este programa informático se integrarán los datos con el fin de aplicar las restricciones que hemos definido. Es de vital importancia comentar que las capas se importan con un sistema de coordenadas referente a WGS84 (EPSG: 4326) y se ha tenido que realizar un cambio de coordenadas para poder utilizar la unidad de metros al sistema de referencia ETRS89-UTM33 (EPSG: 25833). Este procedimiento se ha realizado en múltiples ocasiones para que cada capa tuviese el mismo sistema de referencia. La práctica totalidad de los datos empleados están disponibles a través de la Web de forma gratuita.

El mapa base se ha obtenido de OpenStreetMap (OpenStreetMap-OSM, 2020).

La solución estará basada en un análisis multicriterio ponderado, considerando una serie de pesos en función de la importancia de cada parámetro. Todos los parámetros variarán entre 0 y 1 como reflejamos en la Tabla 2.

Los parámetros condicionantes considerados en este análisis, modificados de (Grandal Vivero, Gutiérrez Llorena, & Stocks Godínez, 2015), con sus correspondientes pesos, son los siguientes:

1. Radiación solar
2. Cercanía a líneas eléctricas
3. Cercanía a cauces fluviales
4. Proximidad a áreas urbanas (binario)
5. Pertenencia sitios protegidos (binario)

6. Pendiente del terreno (binario)

Tabla 2. Condicionantes para la ubicación de la central termosolar

Radiación	Líneas Eléctricas	Ríos	Áreas Urbanas	Sitios protegidos	Pendientes
0,7	0,2	0,1	0/1	0/1	0/1

8.3.1 Radiación

Para la elaboración del mapa utilizaremos los datos que nos proporciona la página Global Solar Atlas en los que tendremos la radiación media anual (Solargis, 2019). Además, son datos recogidos del año pasado, 2019, medidos en kWh/m². El orden de valores que obtenemos en nuestra región de interés que obtenemos es de entre 3 y 5 kWh/m² pero para nuestro trabajo es necesario obtener valores (normalizados) que se encuentren entre 0 y 1 para poder evaluar de forma conjunta el resultado. Por ello, realizamos una normalización de los valores de tal forma que el mínimo de radiación se corresponda con un 0 y el máximo de radiación con un 1 con la siguiente fórmula:

$$\frac{(Radiación\ Apulia - Valor\ mínimo)}{(Valor\ máximo - Valor\ mínimo)}$$

Se obtiene el resultado reflejado en la Figura 23.

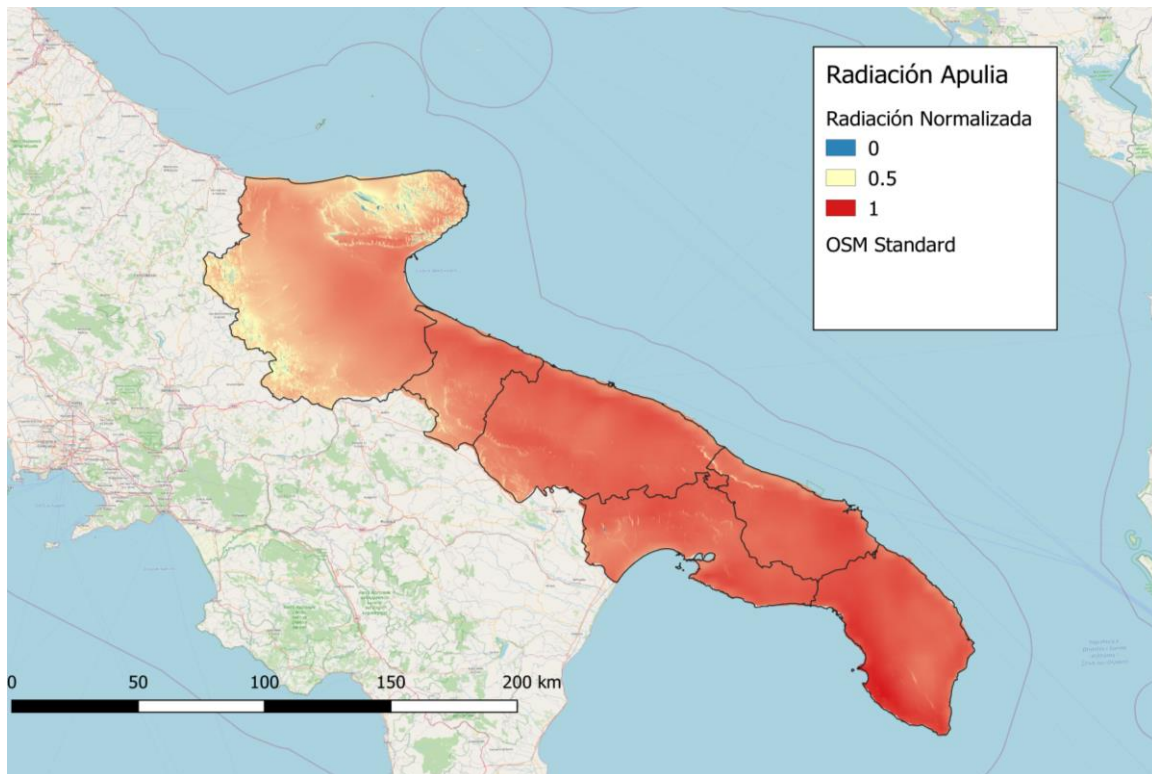


Figura 23 – Radiación Normalizada

Fuente: realización propia a partir de (Solargis, 2019) y de (OpenStreetMap-OSM, 2020).

8.3.2 Distancia a líneas eléctricas

A la hora de operar con el programa, QGIS, operaremos de la siguiente forma: tomando los datos de las líneas eléctricas de (ENTSOE, 2019) , se han digitalizado para vectorizarlas. A continuación, se realizarán una serie de *buffers* (áreas de influencia) tomando como referencia las líneas eléctricas antes mencionadas, en los que se asignan las siguientes puntuaciones (Tabla 3):

Tabla 3. Puntuación relativa a las distancias a líneas eléctricas

Distancia (m)	<1.000	1.000-2.000	2.000-3.000	3.000-4.000	4.000-5.000	>5.000
Puntuación	1	0,8	0,6	0,4	0,2	0,1

Una vez realizados los *buffers* correspondientes, se calculará las diferencias, mediante el uso de la herramienta “Diferencia”, entre las zonas ya que existirán partes que se superpongan.

A continuación, se rasteriza esta unión (mapa vectorial) mediante “Rasterizar”, lo que hará que tengamos un ráster de las zonas con sus distintas puntuaciones (Figura 24).



Figura 24 – Distancia a líneas eléctricas

Fuente: realización propia. Cartografía base (OpenStreetMap-OSM, 2020)

8.3.3 Distancia a cauces fluviales

Gracias a los datos ofrecidos desde Geonetwork y *European Environment Agency* (GeoNetwork, 2009) y (WISE WFD Reference spatial data sets, 2016), trataremos los cauces fluviales en nuestro programa, de forma análoga a la distancia a líneas eléctricas. Las puntuaciones quedan reflejadas en la Tabla 4:

Tabla 4. Puntuación relativa a las distancias a cauces fluviales

Distancia (m)	<1.000	1.000 – 2.000	2.000 – 3.000	>3.000
Puntuación	1	0,7	0,3	0,1

A través de la misma herramienta utilizada anteriormente, obtenemos el siguiente mapa, a la misma escala (Figura 25):

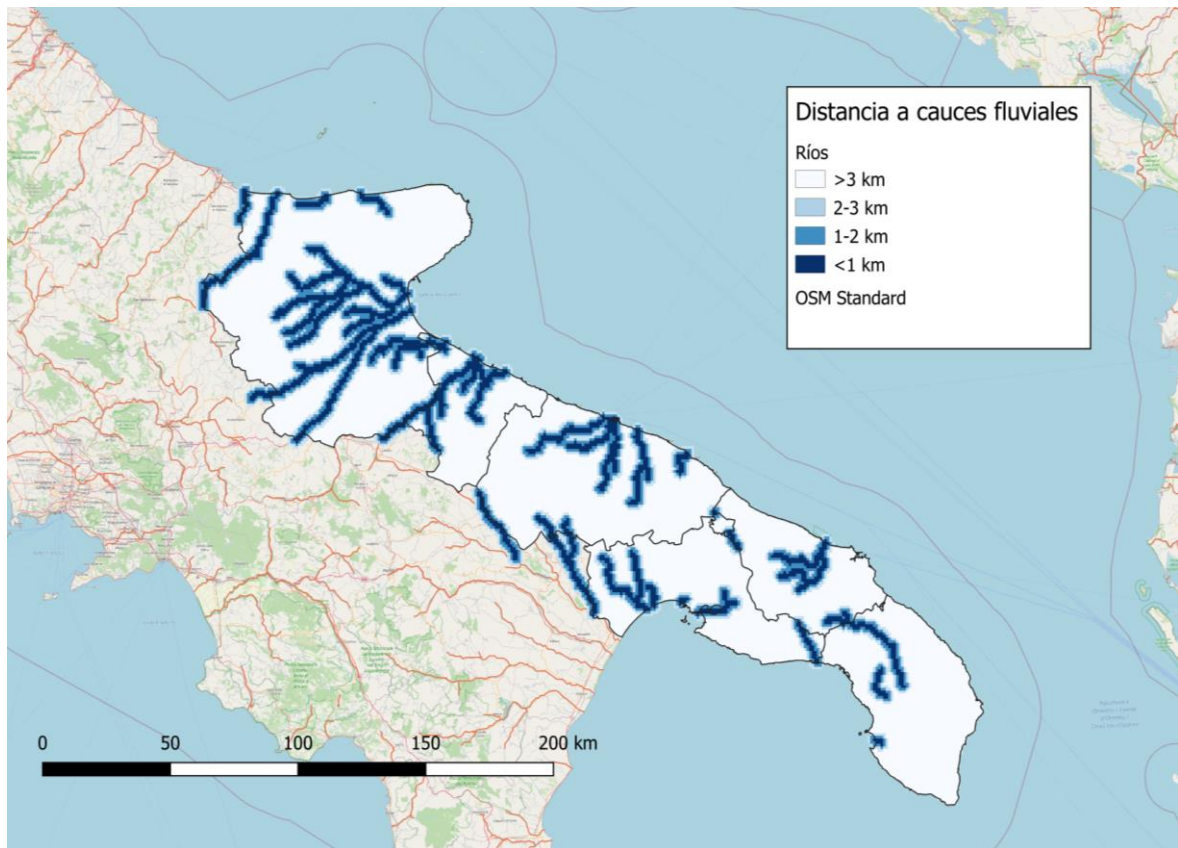


Figura 25 – Distancia a cauces fluviales

Fuente: realización propia. Cartografía base (OpenStreetMap-OSM, 2020)

8.3.4 Pendiente del terreno

Basándonos en los datos que nos proporciona la página web DIVA GIS (DIVA-GIS, 2018), la cual nos muestra datos de elevación a partir de SRTM DATA (SRTM-DATA, 2018), podemos añadir una capa denominada “ITA_alt” donde obtenemos la elevación del terreno.

A partir de esta capa, la cortamos para nuestra zona de interés desde la herramienta “corte por capa de máscara”, teniendo en cuenta que se tendrá que realizar un cambio de coordenadas para ubicarlo en EPSG: 25833. Una vez realizado este paso, utilizamos la herramienta “Pendiente”, donde obtenemos valores de pendiente de la región de Apulia, teniendo en cuenta la opción “pendiente expresada en porcentaje en vez de en grados”.

Partiendo de esta pendiente, con la herramienta “Calculadora Ráster” y fijando el umbral máximo en el 5 %, se obtiene el siguiente mapa binario. En él, las pendientes menores que 5 tendrán una puntuación de un 1 y las mayores una puntuación de 0 (Figura 26):



Figura 26 – Pendiente del terreno

Fuente: realización propia. Cartografía base (OpenStreetMap-OSM, 2020)

8.3.5 Áreas urbanas

A la hora de tratar con áreas urbanas debemos tener en cuenta varias cuestiones. Tras analizar los datos que nos muestra *Natural Earth* (NaturalEarth, 2009), la primera idea es que la central no puede estar en el entorno de zonas urbanas. En este caso, nuestro objetivo es evitar estas áreas urbanas y localizar la central alejada de estas (a más de 1000 metros). En otras palabras, como veremos más adelante, este apartado es exclusivo.

En segundo lugar, queremos conocer los puntos alejados de estos núcleos urbanos a más de 1.000 metros, los cuales tendrán una puntuación de 1. Por el contrario, los puntos que se encuentren a menos de 1000 metros serán considerados no aptos (0).

Luego, obtenemos una capa ráster, donde tenemos en las áreas urbanas, un valor de 0 y en las no urbanas (libres), un 1 (Figura 27).

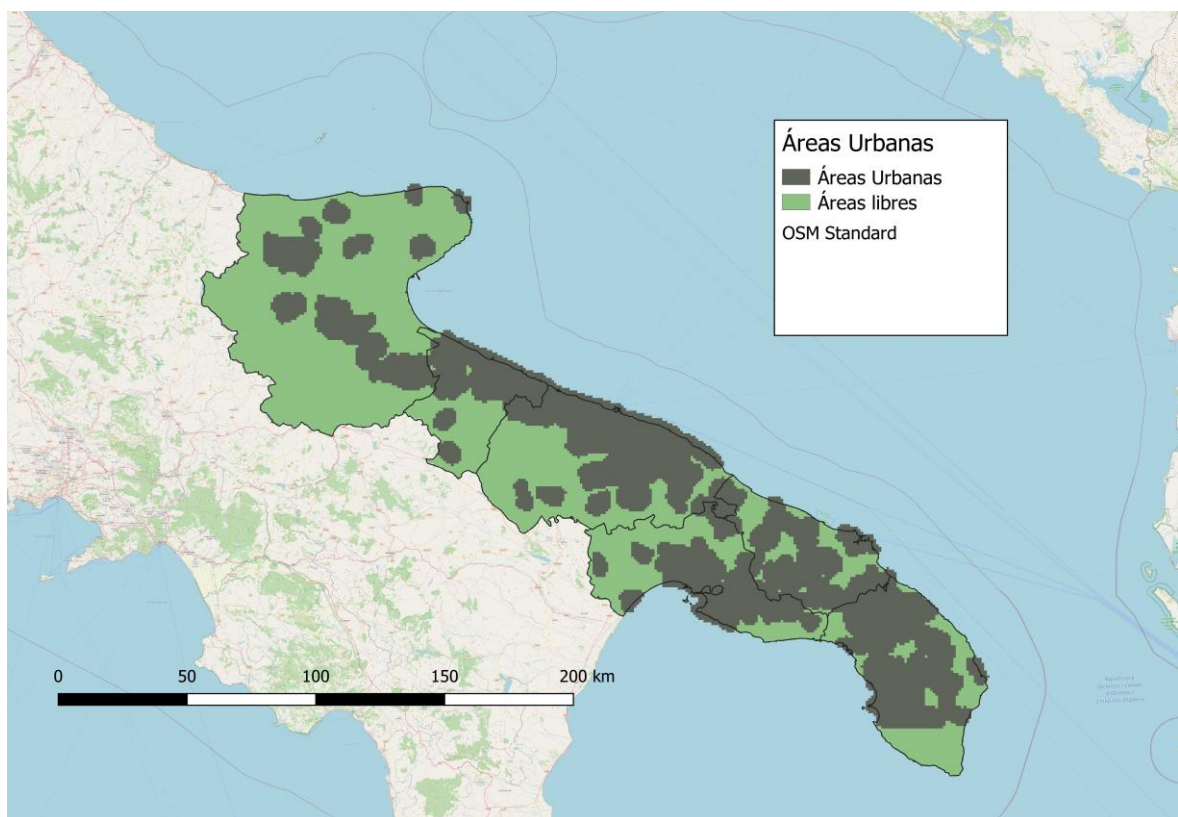


Figura 27 – Áreas Urbanas

Fuente: realización propia. Cartografía base (OpenStreetMap-OSM, 2020)

8.3.6 Sitios protegidos

En cuanto a los sitios y espacios protegidos, se trabajará de forma análoga que con áreas urbanas.

Se obtendrá el mapa siguiente (Figura 28):

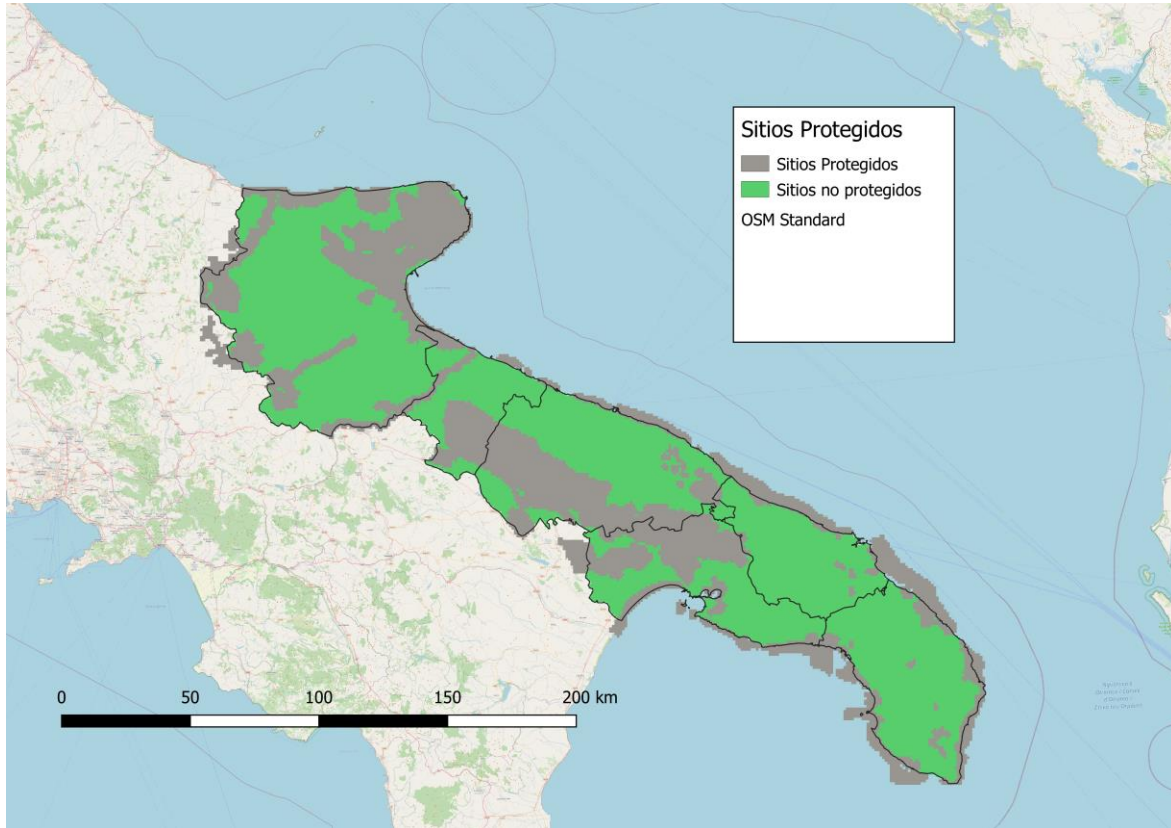


Figura 28 – Sitios Protegidos

Fuente: realización propia. Cartografía base (OpenStreetMap-OSM, 2020)

9 RESULTADOS

Una vez definidos estos parámetros se va a realizar un estudio en conjunto, es decir se ponderará cada parámetro, en función de la relevancia que tenga y oscilará entre 0 y 1, como ya se ha indicado.

Como recordatorio, en nuestro caso, el parámetro que es más importante y por lo tanto más relevante es la radiación. Por lo que a este parámetro le corresponderá una puntuación de 0,7.

En segundo lugar, lo más relevante será las líneas eléctricas, que tendrá una ponderación de 0,2.

En tercer lugar, la cercanía a cauce fluvial, con una ponderación de 0,1.

Finalmente, la pendiente, las áreas urbanas y zonas protegidas, al ser variables excluyentes serán 0 o 1.

Como ya vimos, se resume en la Tabla 2:

A la hora de poder mostrar la solución dividiremos la solución en tres:

- En el primero mostraremos las zonas validas que se encuentran entre los valores 0 y 1 (Figura 29).

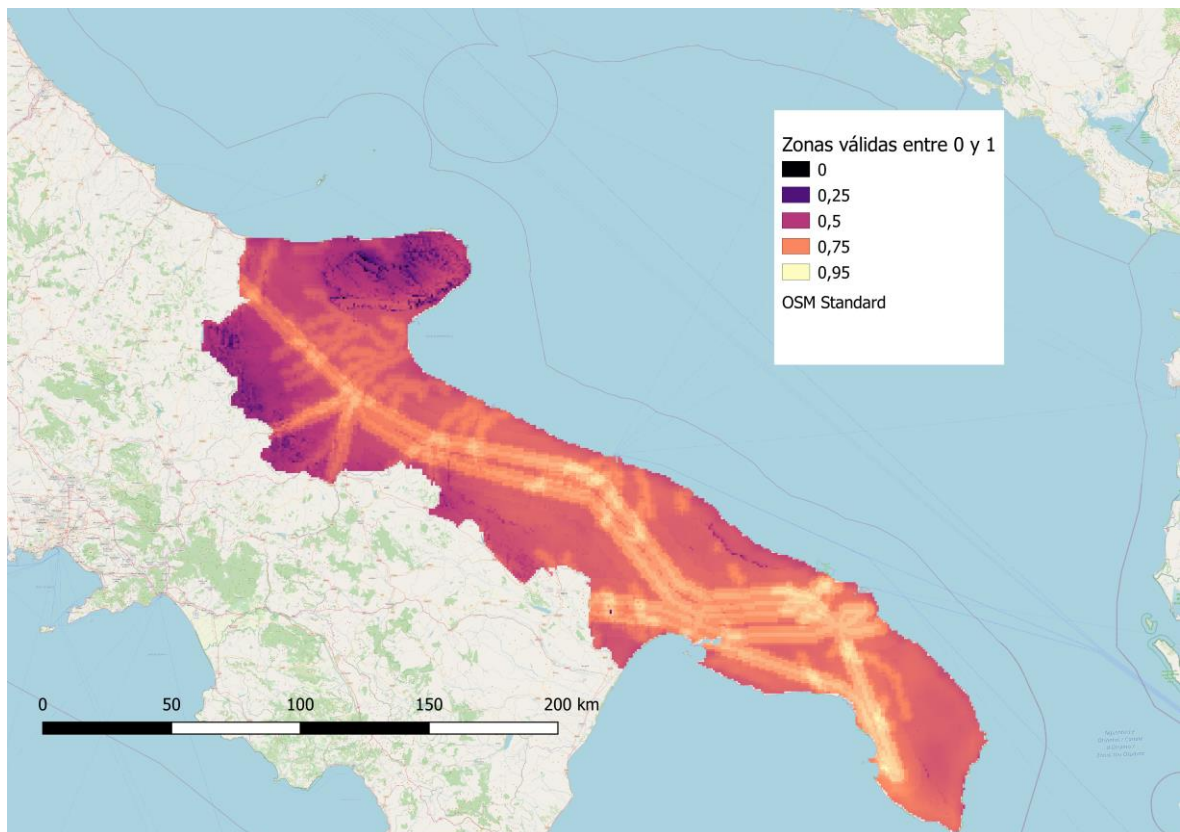


Figura 29- Zonas validas entre 0 y 1

Fuente: realización propia a partir de (Solargis, 2019). Cartografía base (OpenStreetMap-OSM, 2020)

- En el segundo, las zonas en las que no se puede ubicar por cuestiones excluyentes. El siguiente mapa se ha conseguido utilizando la herramienta “Calculadora Ráster” en la que multiplicamos las capas pertenecientes a sitios protegidos, áreas urbanas, y pendientes (Figura 30).

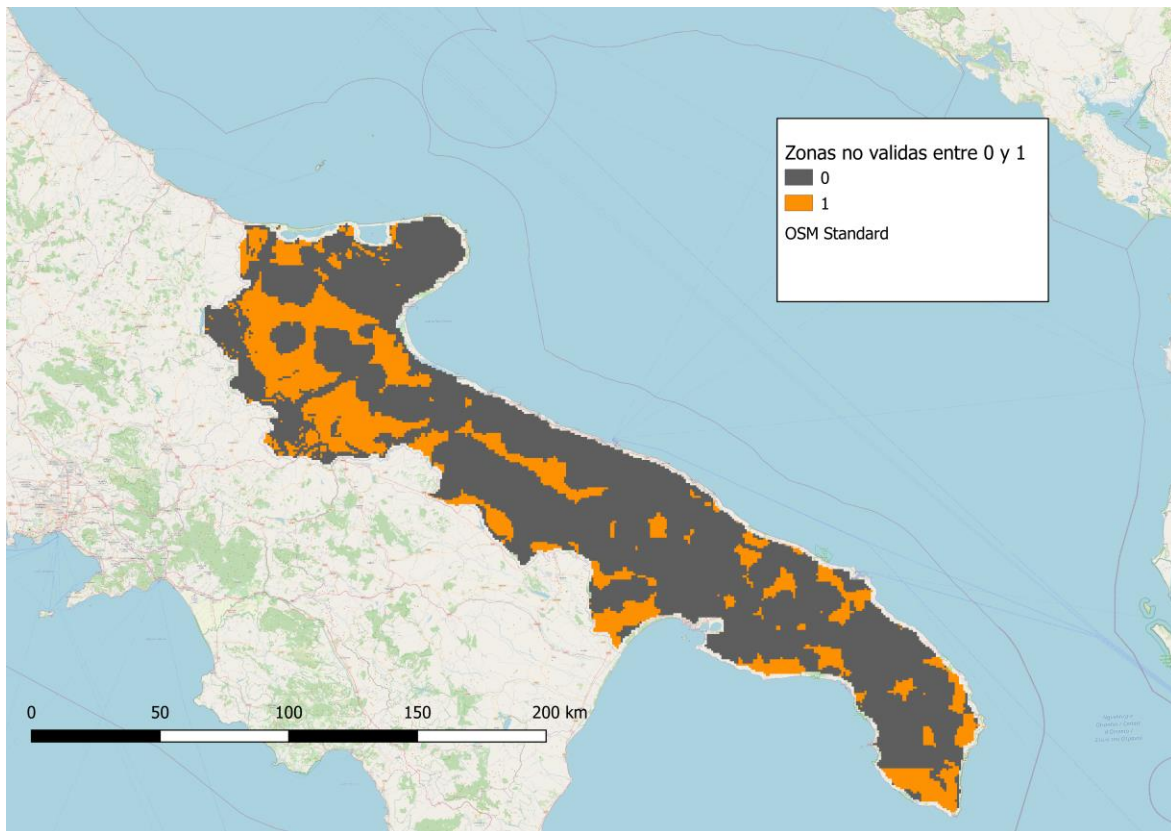


Figura 30 – Zonas no validas entre 0 y 1

Fuente: realización propia. Cartografía base (OpenStreetMap-OSM, 2020)

- En el tercero, un producto de los dos anteriores (Figura 31)

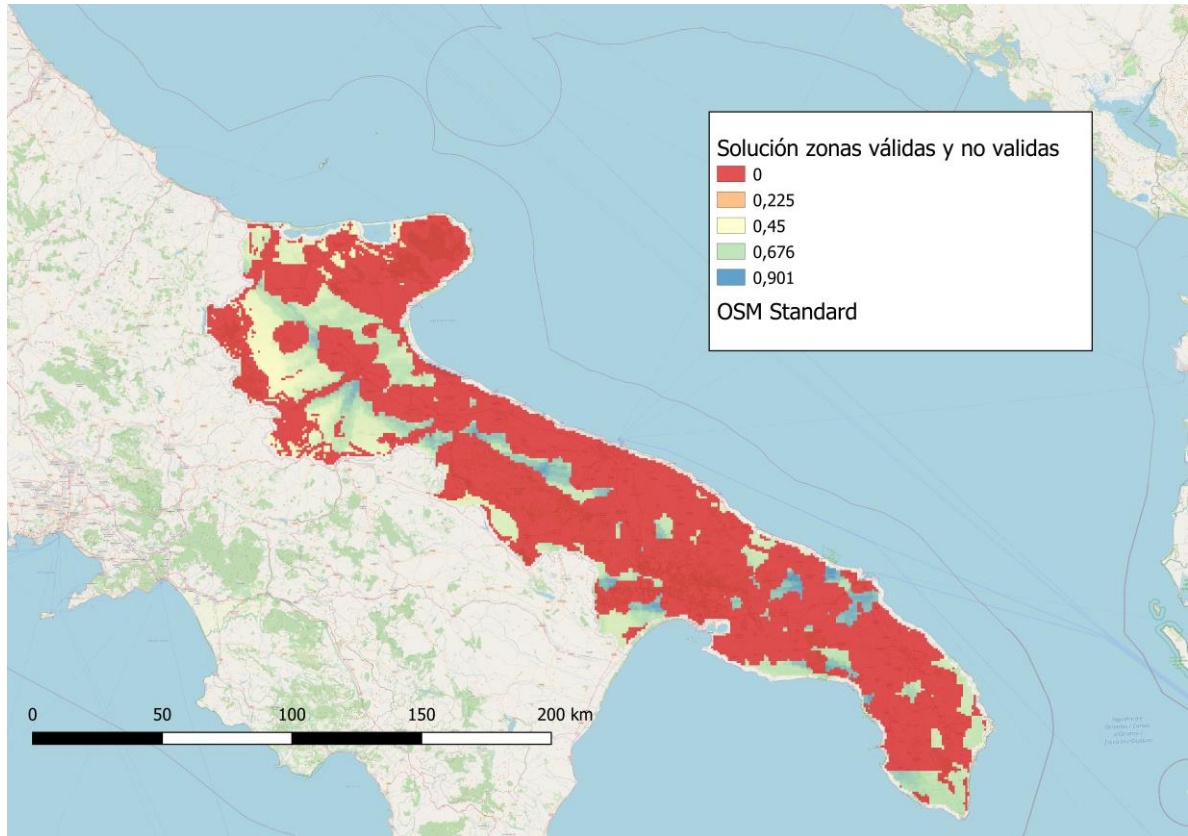


Figura 31 – Zonas válidas y no válidas

Fuente: realización propia. Cartografía base (OpenStreetMap-OSM, 2020)

- En el último un mapa binarizado según el índice 0,9. En este mapa representamos la misma solución anterior pero con la siguiente diferencia: mostraremos en amarillo las zonas que tenga un coeficiente mayor a 0,9 y en morado, las restantes. Tenemos que añadir que se ha omitido en la leyenda las soluciones en morado no validas ya que nos interesa la zona amarilla y el coeficiente que tiene. Estas zonas serán las más indicadas (Figura 32).

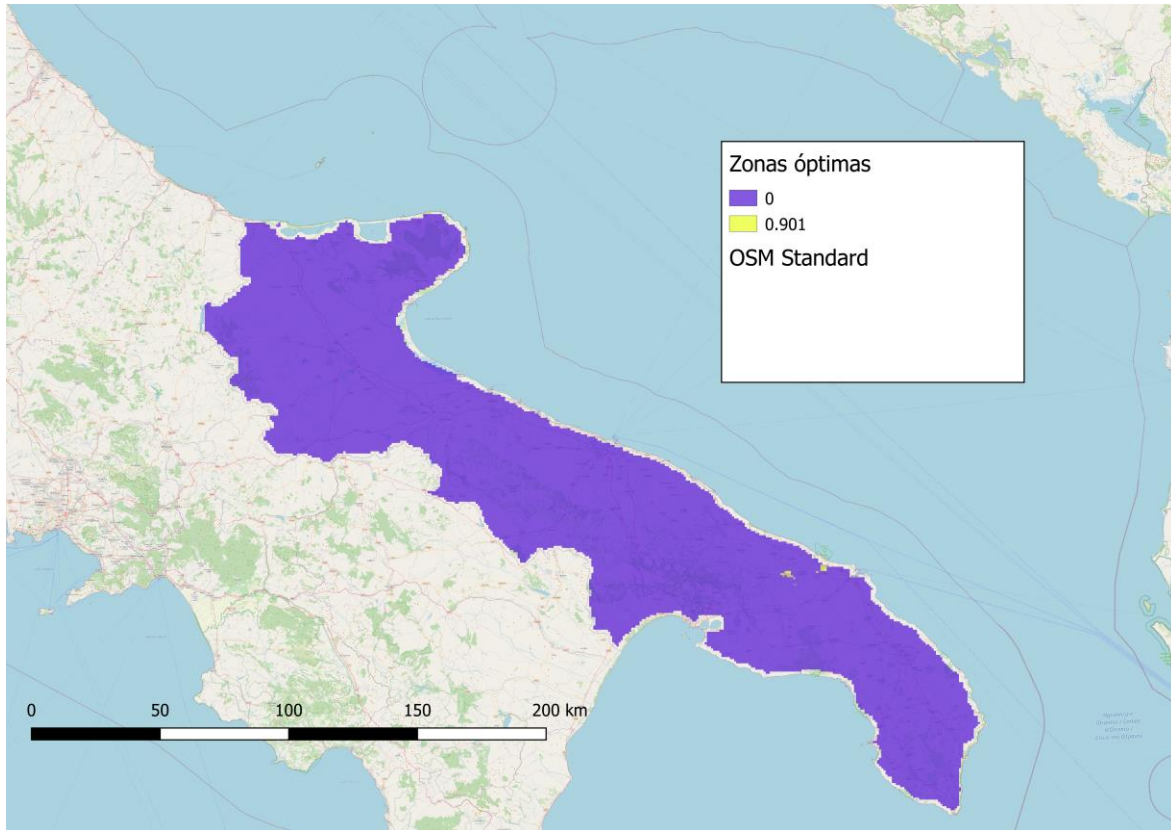


Figura 32 – Zonas más indicadas

Fuente: realización propia. Cartografía base (OpenStreetMap-OSM, 2020)

Finalmente, nos aproximamos a la zona en la que se obtienen los valores más altos del índice ($>0,9$), llegando dos posibles ubicaciones. Una al oeste, en la zona interior (zona 1); otra al este, junto a la costa (zona 2) (Figura 33).

Según lo estimado en el punto 7.1 de dimensionamiento, la superficie mínima es de 180 ha, y ambas zonas la superan holgadamente de 400-500 ha.

La cercanía de la zona 2 a un sitio protegido hace que sea preferible la zona 1, con lo que esta es la solución al problema de localización planteado.

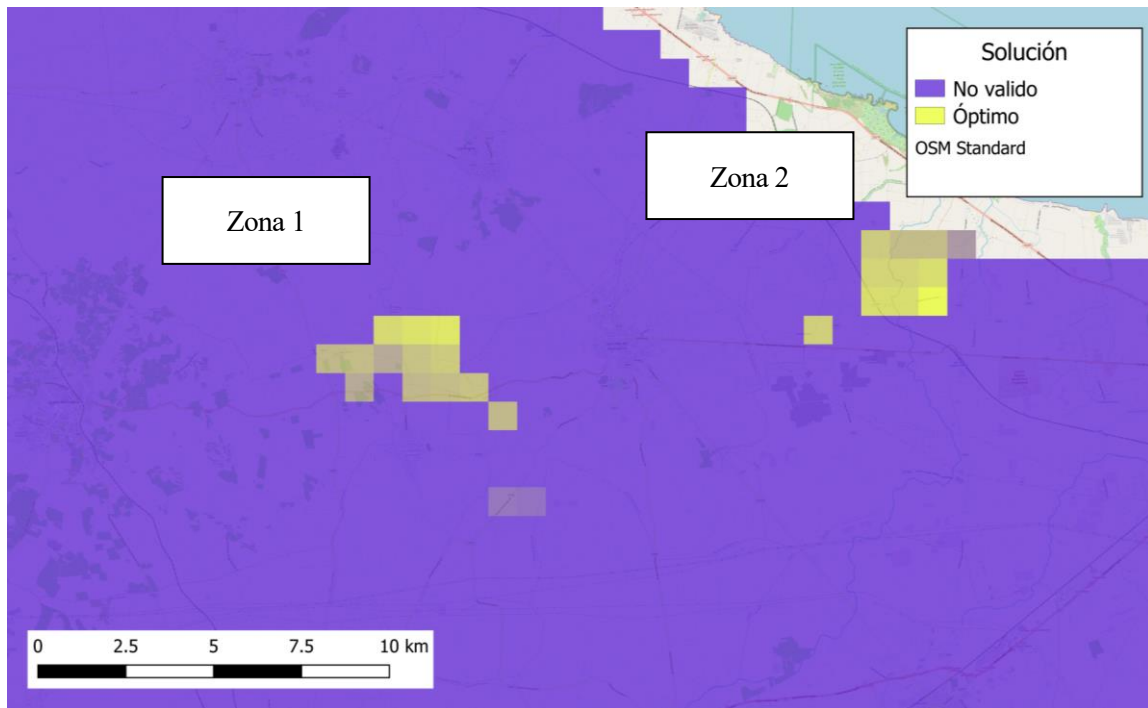


Figura 33 – Solución final

Fuente: realización propia. Cartografía base (OpenStreetMap-OSM, 2020)

En concreto, la zona 1 está ligeramente al norte de la localidad de San Michele Salentino, en la provincia de Brindisi (Figura 34).

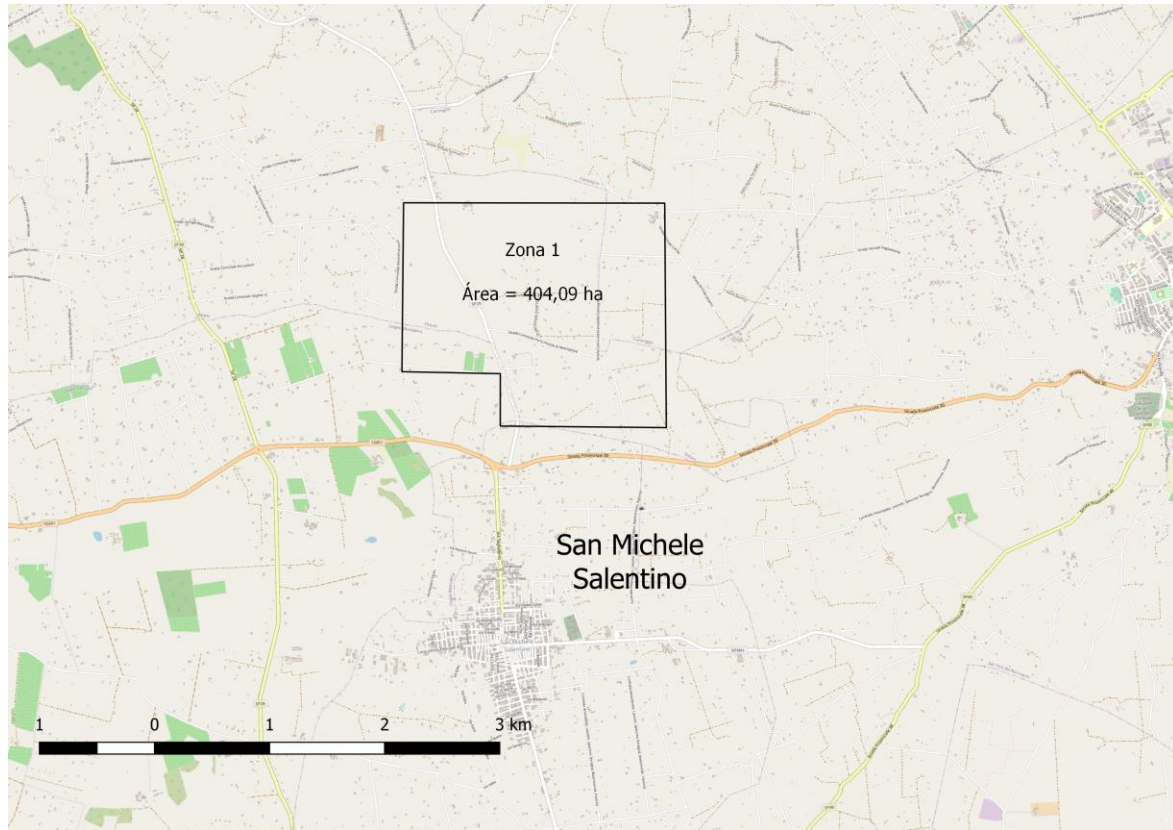


Figura 34 – Solución final sobre cartografía base

Fuente: realización propia. Cartografía base (OpenStreetMap-OSM, 2020)

10 CONCLUSIONES

El empleo de energías renovables es cada vez más importante para la sostenibilidad del planeta. Dentro de estas, el aprovechamiento de la energía solar es una de las más importantes.

En este trabajo se ha llevado a cabo un análisis para encontrar la mejor localización de una central termosolar de 50 MW en una de las zonas que más radiación recibe de toda Europa, como es la región de Apulia, en el sureste de Italia.

Tras fijar una serie de condicionantes (radiación solar, pendiente del terreno, distancia a líneas eléctricas, etc.), la información geográfica de partida (gratuita y fácilmente accesible a través de internet) se ha integrado en un sistema de información geográfica. En este sistema, la información se ha tratado conveniente y rigurosamente para realizar un análisis multicriterio.

El empleo de información y un programa SIG libres ha permitido encontrar una solución para el problema planteado. En concreto se propone la construcción de la central termosolar ligeramente al norte de la localidad de San Michele Salentino, en la provincia de Brindisi.

REFERENCIAS

- Asset, U. S. (2018). *SSET*. Recuperado el 20 de febrero de 2020, de SSET: <https://www.reteasset.it/uni-en-12977-impianti-solari-termici/>
- Atlas, G. S. (2020). *Global Solar Atlas*. Recuperado el 27 de mayo de 2020, de <https://globalsolaratlas.info/detail?c=34.524661,15.666504,6&a=15.114504,42.981343,19.070729,40.30433,18.191568,39.239061,14.134018,41.883631,15.114504,42.981343>
- Caminero-Ocaña, V. (2014). *Análisis Económico de Viabilidad de una planta termo-solar*. Madrid. Recuperado el 1 de junio de 2020
- Crespo, D. (2019). *Protermo Solar*. Recuperado el 27 de mayo de 2020, de Protermo Solar: <https://www.protermosolar.com/proyectos-termosolares/mapa-de-proyectos-en-espana/>
- Diario de V.* (2014). Recuperado el 23 de mayo de 2020, de <http://elantroposofista.blogspot.com/2014/07/mappe-ditalia-free-download-todos-los.html>
- DIVA-GIS. (2018). *DIVA GIS*. Recuperado el 1 de junio de 2020, de <http://www.diva-gis.org/gdata>
- Ecoticias. (2017). *Ecoticias*. Recuperado el 01 de junio de 2020, de Ecoticias: <https://www.ecoticias.com/especial-renovables-2016/112806/Hablemos-energia-termosolar-Espana>
- ENTSOE. (2019). *ENTSOE*. Recuperado el 01 de junio de 2020, de ENTSOE: <https://www.entsoe.eu/data/map/downloads/>
- Espejo, C. (2010). Los nuevos paisajes de la energía solar. *Nimbus*, 25-26, 65-91. Recuperado el 2 de Febrero de 2020
- Fresnel_termosolar. (2019). *Laenergiasolar.org*. Recuperado el 1 de junio de 2020, de [Laenergiasolar.org: https://www.laenergiasolar.org/energia-termica-solar/fresnel-termosolar/](https://www.laenergiasolar.org/energia-termica-solar/fresnel-termosolar/)
- GeoNetwork*. (2009). Recuperado el 1 de junio de 2020, de <http://www.pcn.minambiente.it/mattm/en/wfs-service/>
- Gobierno de Canarias. (2017). *Gobierno de Canarias*. Recuperado el 27 de mayo de 2020, de <http://www3.gobiernodecanarias.org/medusa/ecoblog/fsancac/2017/11/25/centrales-termosolares/>
- González-Aguilar, J. (2015). *Dimensionamiento de un sistema de receptor central, Escuela de Organización Industrial*. Recuperado el 4 de junio de 2020, de <https://www.eoi.es/es/savia/publicaciones/24436/dimensionamiento-de-un-sistema-de-receptor-central>
- Grandal Vivero, M. C., Gutiérrez Llorena, A. L., & Stocks Godínez, E. (2015). *Estudio de localización de una central termosolar en Andalucía*. Recuperado el 27 de mayo de 2020, de https://mat.caminos.upm.es/wiki/Estudio_de_localizaci%C3%B3n_de_una_central_termosolar_en_Andaluc%C3%ADa
- Guillamón-López, M. Á. (2012). *Universidad Politécnica de Madrid*. Recuperado el 6 de junio de 2020, de http://oa.upm.es/14008/1/PFC_MIGUEL_ANGEL_GUILLAM%C3%93N_L%C3%93PEZ.p

df

- Joga-López, H. (2012). *Diseño de una planta termosolar de receptor central con sales fundidas como fluido de trabajo y sistema de almacenamiento*. Recuperado el 7 de junio de 2020, de <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/16575>
- LACYQS. (2015). *LACQYS*. Recuperado el 27 de mayo de 2020, de LACYQS: <http://www.concentracionsolar.org.mx/concentracion-solar/disco-parabolico>
- Lorente, J. (2017). *Curso de fotoprotección*. Recuperado el 3 de febrero de 2020, de Curso de fotoprotección: <https://www.portalfarma.com/Profesionales/campanaspf/categorias/Documents/MAQUETACION%20MATERIAL%20FORMATIVO%20fotoproteccionfotproc2010.pdf>
- NaturalEarth. (2009). *Natural Earth*. Recuperado el 1 de junio de 2020, de <https://www.naturalearthdata.com/downloads/10m-cultural-vectors/10m-urban-area/>
- OpenStreetMap-OSM. (2020). *OpenStreetMap*. Recuperado el 1 de junio de 2020, de OpenStreetMap: <https://www.openstreetmap.org/>
- Planas, O. (2019). *Energía Solar*. Recuperado el 23 de mayo de 2020, de Energía Solar: <https://solar-energia.net/energia-solar-termica/componentes/colector-solar-termico>
- Planas, O. (2020). *Energía Solar*. Recuperado el 1 de junio de 2020, de Energía Solar: <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/radiacion-solar>
- Planas, O. (2020). *Energía Solar*. Recuperado el 23 de mayo de 2020, de Energía Solar: <https://solar-energia.net/energia-solar-termica/central-solar-termica>
- QGIS. (2020). *Proyecto QGIS*. Recuperado el 1 de junio de 2020, de Proyecto QGIS: www.qgis.es
- RavenCorp. (2019). *Raven Corp*. Recuperado el 1 de junio de 2020, de Raven Corp: <http://www.ravencorp.com.ec/2019/02/26/que-son-los-sistemas-de-informacion-geografica-sig/>
- Sánchez, C. (2015). *Energy News*. Recuperado el 5 de febrero de 2020, de Energy News: <https://www.energynews.es/las-centrales-termosolares-ya-cuentan-con-una-norma-une-para-verificar-su-funcionamiento/>
- Solargis. (2019). *World Bank Group, ESMAP, Solargis*. Recuperado el 1 de junio de 2020, de <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/italy>
- Soria, A. (2019). *Censolar*. Recuperado el 4 de febrero de 2020, de Censolar: <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-es-2019/>
- SRTM-DATA. (2018). *SRTM DATA*. Recuperado el 1 de junio de 2020, de <http://srtm.csi.cgiar.org/>
- TECPA. (2019). *TECPA*. Recuperado el 27 de mayo de 2020, de TECPA: <https://www.tecpa.es/tipos-de-centrales-termosolares/>
- WISE WFD Reference spatial data sets. (2016). Recuperado el 1 de junio de 2020, de <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/wise-wfd-spatial-3>
- Yuste, P. S. (2018). *Certificados energéticos*. Recuperado el 1 de junio de 2020, de Certificados energéticos: <https://www.certificadosenergeticos.com/objetivos-de-renovables-y-eficiencia-energetica-2030>