

METODOLOGÍA PARA LA LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA ISLA DE TENERIFE, ESPAÑA

Autor: Javier Gutiérrez Velayos

Institución: Universidad Católica de Ávila

e-mail: javiergvelayos@hotmail.com

Otros autores: María Luz Aguiló Pastrana (Gobierno de Canarias); Javier Velázquez Saornil (Universidad Católica de Ávila)

RESUMEN

La presente comunicación versa sobre el diseño de una metodología basada en un enfoque multicriterio para evaluar la correcta ubicación de instalaciones de producción de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica en territorios insulares. Para ello, se integrarán en un modelo de decisión una serie de criterios o factores de aptitud e impacto relativos a una serie de variables seleccionadas.

Las variables analizadas para el Modelo de Aptitud son la pendiente, la irradiación solar, la nubosidad, la accesibilidad y las conexiones a redes eléctricas. Para el Modelo de Impacto se ha considerado la hidrología, los usos del suelo y la vulnerabilidad paisajística derivada de los impactos por proximidad y visibilidad de este tipo de instalaciones. Una vez transformadas estas variables en criterios de decisión, se procede a su normalización y ponderación mediante la asignación de pesos, efectuada mediante el método de comparación por pares de Saaty. Tras su valoración, se aplica la suma lineal ponderada para obtener los respectivos Modelos de Aptitud e Impacto.

Con la integración de estos modelos, se definen y evalúan distintos escenarios para obtener un Modelo de Capacidad de Acogida, sobre el cual se aplicarán las restricciones ambientales y urbanísticas precisas.

Una vez diseñado el modelo, se procede a aplicarlo en la isla de Tenerife (España), trasladando a un Sistema de Información Geográfica (SIG) de software libre toda la información recopilada sobre cada una de las variables necesarias. Mediante la colaboración de expertos se efectúa la asignación de pesos relativos a cada uno de los factores relacionados con dichas variables y se obtienen los Modelos de Aptitud, Impacto y Capacidad de Acogida.

Finalmente se presentan los resultados del Modelo de Capacidad de Acogida por municipios y por comarcas, con indicación de las localizaciones óptimas propuestas en cada uno de ellos.

Key words: energía solar fotovoltaica; Sistema de Información Geográfica (SIG); Modelo de Capacidad de Acogida

1. Introducción

La lucha contra el cambio climático consiguió poner de acuerdo en diciembre de 2015 a los representantes de cerca de 200 países reunidos en la Cumbre del Clima, adoptándose el primer acuerdo global para limitar las emisiones de gases de efecto invernadero y atajar el calentamiento global del planeta. Este acuerdo, conocido como Acuerdo de París, entrará en vigor en 2020 y obliga a los países allí reunidos a luchar contra el cambio climático en la próxima década, y a definir y planificar el futuro de las energías renovables.

Actualmente el sector energético (electricidad, transporte y calefacción) es el que más contribuye al calentamiento global al acumular alrededor del 80% de las emisiones de gases de efecto invernadero en Europa. Sin embargo, las energías renovables (eólica, solar e hidroeléctrica) no emiten esos gases, y la ampliación de su uso es clave en la lucha contra el cambio climático.

Según datos de la Agencia Europea del Medio Ambiente, el 16,91% de toda la energía consumida en la UE en 2016 ya procedía de fuentes limpias, por lo que el objetivo aprobado para 2020 para llegar al 20% se superará fácilmente según las previsiones de la Comisión Europea. La fórmula finalmente aprobada por el Parlamento europeo, obliga a cada Estado a presentar sus planes y objetivos de renovables nacionales, de manera que el conjunto de esos programas debe sumar la cuota del 35% para el conjunto de la UE. Si no se alcanzase esa cifra, la Comisión podría obligar a algunos Estados a aumentarla.

En el reciente informe *Renewable energy in Europe – 2017 Update: Recent growth and knock-on effects (EEA Report nº 23/2017)*, de la Agencia Europea de Medio Ambiente (EEA) se presentan las cifras de producción de energía solar fotovoltaica en la UE: Alemania lidera el grupo desde sus inicios, seguida por Italia, España, Reino Unido y Francia.

Sin duda el rápido desarrollo tecnológico, la reducción de costes y la facilidad de implementación de los proyectos han ayudado al crecimiento del sector en los últimos diez años. En España, con la modificación de la normativa de venta de energía eléctrica a la red para las instalaciones fotovoltaicas aprobada en 2007 mediante el RD 661/2007 se aseguraban las primas a la producción de energía en régimen especial y se fijaba su actualización con el IPC partiendo de importes de 0,44 €/kWh durante los 25 primeros años de vida de la instalación, que bajarían a 0,35 €/kWh a partir del vigésimo sexto año. El RD 661/2007 y la O ITC/3860/2007 que revisó al alza estas tarifas a partir del 1 de enero de 2008 ayudaron al espectacular desarrollo de la potencia fotovoltaica instalada, y España pasó de tener 350 MW de potencia instalada en 2007 a unos 2.500 MW a finales de 2008.

El cambio de retribución que supuso la entrada en vigor del RD 1578/2008, partiendo de un precio regulado de 0,34 €/kWh instalado en cubiertas o fachadas y 0,32 €/kWh para las instalaciones, y la aparición de cupos de potencia instalada revisables anualmente obligan a que las nuevas tarifas no sean revisables al alza con el IPC sino que irán disminuyendo a medida que se vayan completando los cupos de potencia. Fue el RDL 2/2013 el que modificó el RD 661/2007, suprimiendo la opción de precio de mercado más prima para aquellas tecnologías a las que era aplicable y determinando la retribución con arreglo a tarifa de todas las instalaciones del denominado régimen especial. Será la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico la que establecerá con carácter general el otorgamiento de un régimen retributivo específico

mediante un procedimiento de concurrencia competitiva. Adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado, este régimen permitirá a las instalaciones percibir una retribución específica durante su vida útil regulatoria, compuesta por una retribución a la inversión y una retribución a la operación. Este es el régimen retributivo general vigente en territorio peninsular. No obstante, esta Ley 24/2013 del Sector Eléctrico estableció, mediante una disposición adicional, un régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas, o la modificación de las existentes, que se ubiquen en territorios no peninsulares. En ellas se estableció un incentivo adicional a la inversión por reducción de los costes de generación con el objetivo de favorecer en las islas la rápida sustitución de generación convencional por generación renovable y ayudar así a la reducción de costes del sistema.

Por tanto, pese al frenazo inicial que supuso la retribución con arreglo a tarifa y la eliminación de las primas a la producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica, la caída de precios de los componentes, especialmente de los paneles solares, las economías de escala y los incentivos a la inversión han permitido corregir la situación de forma que en Canarias las instalaciones fotovoltaicas retribuidas conforme al RD 413/2014, siguen siendo rentables en ubicaciones con proximidad a un punto de conexión a la red eléctrica y elevada radiación solar.

Ello lleva a reflexionar sobre los datos del Informe EEA 23/2017 de la Agencia Europea del Medio Ambiente, puesto que llama la atención que países como Francia o Reino Unido, y muy especialmente Alemania mantengan cifras tan altas de producción de energía eléctrica fotovoltaica partiendo de condiciones de radiación solar más desfavorables que España.

Puesto que la energía solar fotovoltaica es la conversión de la radiación solar en energía eléctrica mediante el denominado *efecto fotovoltaico*, la producción de energía eléctrica obtenida en una instalación-tipo será proporcional a la cantidad de radiación solar incidente.

La energía procedente del sol que llega a la unidad de superficie terrestre durante un tiempo determinado se denomina **Irradiación Solar** o densidad de energía solar radiante y se expresa en kilovatios-hora por metro cuadrado y día (kWh/m²día) (Sancho Ávila et al., 2012). Para el cálculo de la irradiancia solar que finalmente incide en una superficie arbitraria localizada en la corteza terrestre es preciso distinguir tres irradiancias diferentes o **componentes**, cuya suma constituye la denominada **irradiancia global** (G): *Radiación Directa* (B), *Radiación Difusa* (D) y *Radiación del albedo* (R).

El *Atlas de Radiación Solar en España* junto con los datos del *SAF de Clima de EUMETSAT* (elaborado en 2012 por la AEMET), muestran las irradiancias global, directa y difusa en orden decreciente para las principales capitales europeas. Se confirma que España es uno de los países europeos que, junto con Grecia y Portugal, recibe en promedio la mayor cantidad de radiación sobre una superficie horizontal, lo que se traduce sin duda en un mayor potencial para el aprovechamiento de la energía solar. Para el periodo analizado (1983-2005), fue Madrid la ciudad que recibió la mayor cantidad de radiación directa (3,39), ocupando una segunda posición en irradiancia global después de Atenas (4,88). Destacar que el valor de irradiancia directa media en Madrid representa más del doble de los registrados en otras capitales como Berlín, París o Londres, siendo Dublín la capital europea que registra valores más bajos.

Analizando estos datos del Atlas de Radiación Solar en España se observa que la capital española que recibe mayor cantidad de radiación global es Santa Cruz de

Tenerife, con un valor de Irradiancia Global media de 5,40 kWh/m²día. Además, las capitales canarias son las que ocupan las primeras posiciones en cuanto a la irradiancia difusa recibida en España. La importancia relativa de la fracción de irradiancia difusa en la irradiancia global en Canarias es consecuencia sin duda de la frecuente presencia de nubosidad estratiforme asociada a la inversión del alisio en la región subtropical en la que se encuentra el archipiélago. Esta nubosidad es más importante en las costas orientadas al norte y nordeste de las islas como consecuencia de la mayor formación de nubes debido a forzamiento orográfico.

Al consultar en el Atlas de Radiación Solar de la AEMET los gráficos mensuales de irradiancia global media de las distintas capitales españolas, se puede observar que coincidiendo con el otoño y el invierno, la cantidad de radiación solar recibida en las dos capitales canarias de octubre a febrero resulta mucho más elevada con respecto a las capitales peninsulares, siendo más apreciable esta diferencia en la irradiancia difusa que en la irradiancia directa. Por el contrario, en primavera y verano son las capitales de la mitad sur peninsular las que reciben mayor cantidad de radiación, resultando evidente que la diversidad orográfica de la península Ibérica y ambos archipiélagos condiciona la existencia en España de una gran variedad de regiones climáticas que se traduce en importantes contrastes en la distribución de la energía radiativa a nivel nacional.

Los mapas, gráficos y tablas del Atlas de Radiación Solar de la AEMET consultados aportan información sobre la energía solar expresada en kWh recibida en un día en la unidad de superficie horizontal terrestre. Hay que destacar que los datos de irradiancia global y directa en plano horizontal proporcionados por este Atlas son muy importantes para el desarrollo de plantas de energía solar, pese a que los resultados ofrecidos no sean directamente comparables con los obtenidos en una planta solar fotovoltaica si los paneles captadores de energía solar no están dispuestos en planos horizontales. No obstante, los autores del Atlas de Radiación Solar en España estiman que estos datos pueden ser muy útiles por ejemplo, en la elección de los mejores emplazamientos para dichas instalaciones o para conocer la evolución media mensual o estacional de las irradiancias recibidas en las distintas regiones de nuestra geografía, lo cual tiene un gran interés para el desarrollo del presente estudio metodológico.

La necesaria planificación energética nacional y de las comunidades autónomas obliga a las administraciones implicadas a establecer estrategias de ordenación territorial para plasmar sus previsiones de implantación de infraestructuras energéticas. Las Directrices de Ordenación del Sector Energético (DOSE) de la Comunidad Autónoma de Canarias deberán:

- garantizar el acceso al suministro estable y regular de energía a todos los ciudadanos en las mejores condiciones económicas posibles,
- promover el autoabastecimiento energético potenciando las fuentes autóctonas de energía, especialmente las de carácter renovable y
- potenciar el ahorro energético y la protección del medio ambiente mediante la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

La estratégica situación del archipiélago canario respecto a la radiación solar y su condición de sistemas aislados dependientes energéticamente del exterior, justificó la puesta en marcha hace ya más de 25 años de instalaciones pioneras de producción de energías renovables, tanto en el sector de la energía solar como de la eólica, que han ido afianzándose a lo largo de estos años. Sin embargo, el carácter estratégico de estas instalaciones y la limitación del recurso territorial en ámbitos insulares justifican el desarrollo de metodologías para planificar su implantación en base a técnicas de

evaluación multicriterio que permitan, con el apoyo de los sistemas de información geográfica, la óptima localización de estas instalaciones.

2. Objetivos

El presente estudio tiene por objeto desarrollar y proponer una metodología, basada en las técnicas de evaluación multicriterio, para la localización óptima de instalaciones de energía solar fotovoltaica en un determinado ámbito geográfico, que sea útil y extrapolable para su aplicación especialmente en territorios insulares.

Una vez conseguido el objetivo principal, se aplicará el modelo metodológico propuesto en la isla de Tenerife, de forma que se logre la identificación de las localizaciones óptimas de instalaciones solares fotovoltaicas a nivel comarcal y municipal. Una vez identificadas, se contrastará su localización con respecto a las instalaciones de energía solar fotovoltaica que existen actualmente en explotación en la isla.

3. Metodología

El presente estudio metodológico se desarrolló en la isla de Tenerife, la isla canaria con mayor superficie (2.034,28 km²). Respecto a su división administrativa, existen en la isla de Tenerife un total de 31 municipios integrados en 11 comarcas: Abona, Acentejo, Anaga, Área metropolitana, Icod-Isla Baja, Macizo Central, Sureste, Suroeste, Valle de Güímar, Valle de La Orotava y Teno.

Según los datos de población del Banco de Datos de Tenerife, la población de derecho ascendía a 2.101.924 habitantes en 2016, si bien tan solo los municipios metropolitanos de Santa Cruz de Tenerife y San Cristóbal de La Laguna superaban los 150.000 habitantes con densidades entre 1.372 y 1.486 habitantes/km² respectivamente. Del resto de los municipios de la isla, tan solo el municipio sureño de Arona se aproximaba a los 80.000 habitantes, seguido por los de Adeje, Granadilla de Abona y La Orotava que se situaban por encima de los 40.000 habitantes.

Estos datos de población deben de ser reinterpretados, una vez que conocemos los datos del sector turístico, que aportaron en el año 2016 un total de 5.596.764 turistas con una estancia media de 7,26 días en la isla de Tenerife.

Sirva este dato para poner de manifiesto la presión a la que se ven sometidos los recursos e infraestructuras de la isla, que ven multiplicado por 4 el número de personas que disfrutan, consumen e inevitablemente degradan los recursos existentes en una isla que, a pesar de la bonanza del sector turístico, acabó 2016 con tasas de desempleo del 24,9% de la población activa según los datos macro recogidos en la Encuesta de Población Activa (EPA) de 2016 para Canarias. Indicar que si bien estos porcentajes de paro han bajado al 21,9 % durante el 3er. Trimestre de 2017 siguen representando una tasa superior a la nacional y ponen de manifiesto los graves desequilibrios generados por el retroceso del sector primario, el desmedido crecimiento del sector turístico y de servicios, y el hundimiento del sector de la construcción tras la recesión económica y el estancamiento del sector inmobiliario.

El estudio tiene por objeto desarrollar un método para seleccionar la ubicación óptima de instalaciones de energía solar fotovoltaica mediante técnicas de evaluación multicriterio, aplicándolo de manera concreta para su implantación en la isla de Tenerife. Para ello, se trabajó con un modelo de planificación física basado en el análisis y comparación de una serie de variables o elementos significativos, que en una primera fase se transformaron en criterios de aptitud para su integración en el Modelo de Aptitud mediante la asignación de pesos a los criterios seleccionados. En una segunda fase, se

seleccionaron las variables de impacto que influían en la localización de instalaciones solares fotovoltaicas, que una vez transformadas en criterios y tras la asignación de sus correspondientes pesos permitirían obtener el Modelo de Impacto. Estos modelos de Aptitud e Impacto se integraron en una tercera fase, lo que determinó el MODELO DE CAPACIDAD DE ACOGIDA, en el que tras aplicar ciertas restricciones se seleccionaron mediante técnicas de evaluación multicriterio (EMC) las alternativas óptimas y su localización geográfica.

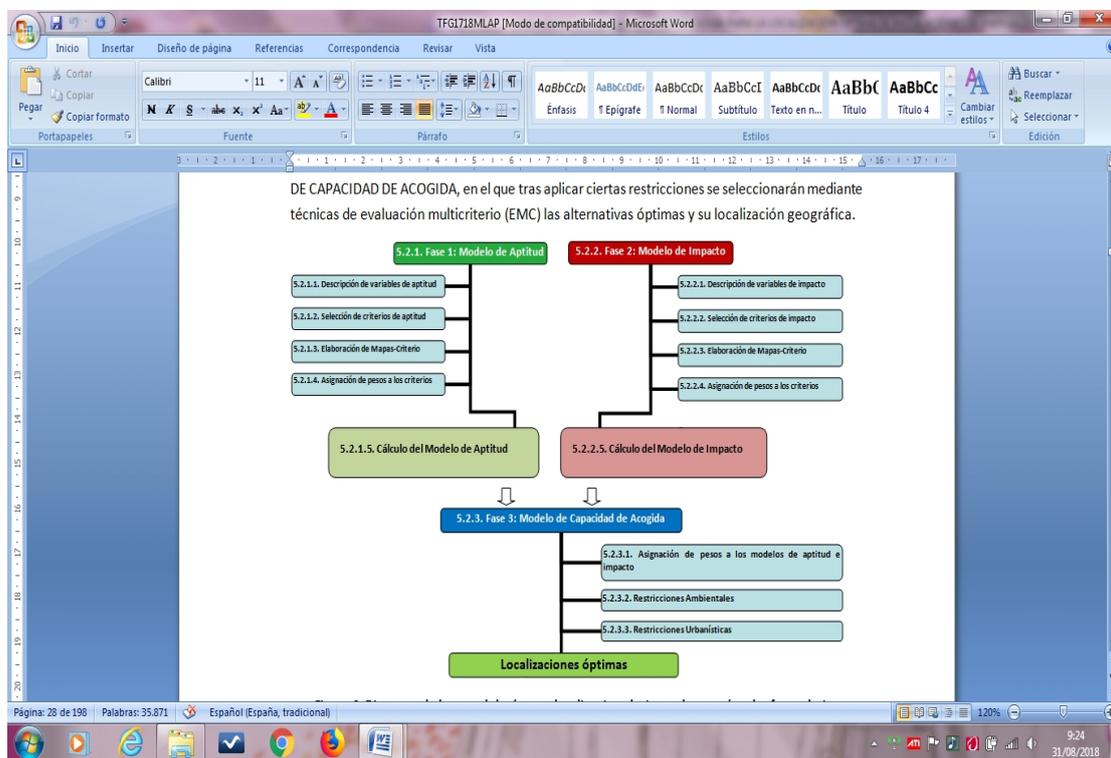


Figura 1. Diagrama de la metodología para localizar instalaciones de energía solar fotovoltaica.

La metodología propuesta se desarrolló en base a análisis y geoprocamos llevados a cabo con el software de licencia libre QGIS (versión 2.18.13. Las Palmas), y con el software de gvSIG (versión 2.3.1).

3. 1. Fase 1: Modelo de Aptitud

En esta primera fase, se seleccionaron las variables relativas al medio físico que caracterizan la zona de estudio para que sirvan de base para una correcta definición de los criterios de selección y de sus pesos relativos. Se consideran como criterios de aptitud aquellas normas que se van a aplicar como base para la selección de alternativas óptimas, de modo que cada posible localización constituye una alternativa susceptible de ser seleccionada en función de los resultados de las matrices de evaluación que se elaborarán para comparar el cumplimiento de los criterios de aptitud. Por ello, la asignación de pesos a cada uno de los criterios seleccionados constituyó un elemento clave en el proceso, ya que como resultado de la comparación y normalización de estas capas criterio se obtendrá un modelo de aptitud que optimice las posibles localizaciones para implantar instalaciones de energía solar fotovoltaica en la isla de

Tenerife.

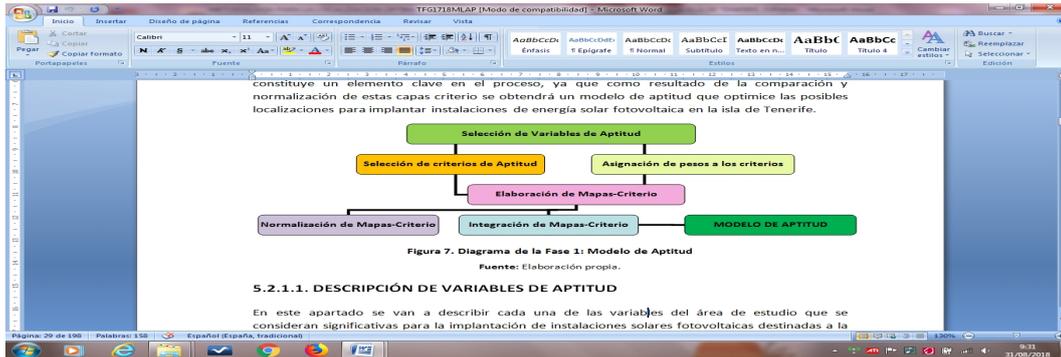


Figura 2. Diagrama de la Fase 1: Modelo de Aptitud.

El siguiente esquema recoge las variables del área de estudio que se consideraron significativas para la implantación de instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de energía eléctrica.

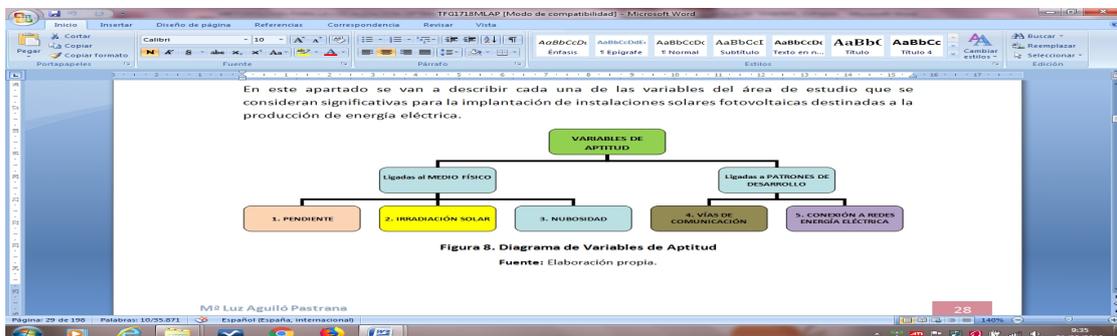


Figura 3. Diagrama de Variables de Aptitud.

La información correspondiente a las distintas variables se recopiló tanto en formato vectorial (.shp) como en formato ráster (.tif), compatibles ambos para su análisis y geoprocésamiento en Sistemas de Información Geográfica (SIG).

El Sistema de Referencia Oficial para todo el archipiélago canario es el REGCAN95, compatible con WGS84/ UTMzona28N, por lo que se trabajó en todo momento con el sistema de coordenadas proyectado EPSG 32628.

Partiendo de estas variables y buscando su transformación en criterios que nos permitan seleccionar la mejor alternativa posible, es decir, la máxima aptitud para la localización óptima de una planta solar fotovoltaica en la zona de estudio, se definieron los siguientes criterios asociados:

- Pendiente: los mínimos valores de pendiente implican niveles máximos de aptitud, puesto que se pueden relacionar los valores de menor pendiente con menor necesidad de efectuar movimientos de tierra para la adecuación del terreno, y por tanto menor coste para la ejecución de la instalación o para mejorar su accesibilidad.
- Grado de insolación: criterio de aptitud ligado a la intensidad y al número de

horas de exposición a la Radiación solar, de manera que los niveles máximos de la variable de Irradiación Global Horizontal (IGH) proporcionan niveles máximos de aptitud respecto a este criterio de grado de insolación.

- Nubosidad: criterio de aptitud ligado a la ausencia de nubosidad debida a la inversión térmica originada por los vientos alisios, que se traduce en la formación del mar de nubes. Dado que la extensión y el grosor del manto de nubes afecta muy negativamente en la incidencia en superficie de la radiación solar directa y aumenta la proporción de radiación difusa, se fija una restricción para la actividad solar fotovoltaica ligada a la producción de energía que afecta a un gradiente altitudinal entre 600 y 1.500 metros en el municipio de Güimar y en la totalidad de los municipios del norte de la isla de Tenerife salvo en el municipio costero del Puerto de La Cruz.
- Accesibilidad: una mayor accesibilidad implica mayor aptitud. Por ello este criterio de accesibilidad se define de manera que los valores mínimos de distancia a la red viaria insular constituirán niveles máximos de aptitud para la instalación de una planta de energía solar fotovoltaica basándose en términos del ahorro de tiempo y dinero. Como es lógico, se obtendrán mayores beneficios si ya existen accesos adecuados o si la inversión que haya que realizar en este aspecto es la menor posible.
- Disponibilidad de conexión a redes eléctricas: los niveles mínimos de la variable distancia a líneas eléctricas implican niveles máximos de aptitud respecto a este criterio. Por tanto, cuanto mayor proximidad a una línea eléctrica de media tensión exista, mayor aptitud tendrá ese lugar para la localización de una instalación de energía solar fotovoltaica. De la misma manera, los lugares más alejados de la línea eléctrica resultarán menos adecuados para su instalación, ya que se precisarían inversiones adicionales para la evacuación a la red eléctrica de la energía generada, por ser necesaria la construcción de nuevos tendidos eléctricos que permitan transportar la energía producida hasta los puntos de acometida de la red existente.

Una vez se definieron los criterios a aplicar para determinar las alternativas con máxima aptitud que permitirán seleccionar la alternativa óptima de localización, y antes de compararlos con los criterios que definirán las alternativas de mínimo impacto, es preciso integrar cada uno de estos criterios con las variables del medio físico relacionadas con cada uno de ellos. De esta manera se obtuvo un mapa-criterio para cada uno de los criterios de aptitud seleccionados, reflejando el grado de cumplimiento para cada criterio en los distintos puntos del ámbito de estudio.

A la hora de preparar los mapas-criterio se debe trabajar sobre escalas comparables, por lo que se procedió a una normalización de los factores por el valor máximo, es decir, se asignó el valor máximo de la escala al máximo valor del ráster de cada una de las variables analizadas. De esta manera se estableció una escala de 0 a 1.000, donde el valor 1.000 se correspondía con el valor máximo de la escala de medida tanto de aptitud como de impacto. Esta normalización permitió tanto la comparación entre mapas-criterio como su posterior integración para obtener el Modelo de Aptitud que después se integraría con el Modelo de Impacto.

A continuación se procedió a asignar pesos a los criterios seleccionados. Para ello se empleó el Método de Jerarquías Analíticas descrito por Saaty en 1980, basado en la comparación por pares y la asignación de pesos (W) que a juicio del decisor o decisores reflejan la preferencia de una variable sobre otra conforme a una escala de medida de 1 a 9 y su inversa. De los cinco criterios de aptitud seleccionados, se contrastó con un

grupo de 4 expertos la importancia que cada uno de ellos otorgaría a cada variable respecto de las restantes. El criterio restrictivo de nubosidad no fue evaluado por los expertos ya que opera sobre la totalidad de las alternativas posibles en nuestro ámbito de estudio de forma booleana, es decir, que solo puede tomar dos valores que se excluyen mutuamente.

Una vez que los expertos asignaron los pesos a cada variable comparándolas por pares en la matriz de Saaty, se comprobó si los mismos eran consistentes. Tras comprobar la consistencia de las matrices de los colaboradores, se pueden validar sus resultados y conforme a la Tabla 1, establecer los pesos medios a asignar a cada uno de los criterios seleccionados para las matrices de aptitud.

Tabla 1. Pesos medios de los criterios de aptitud.

	Experto 1	Experto 2	Experto 3	Experto 4	Peso medio
Insolación	0,327	0,448	0,310	0,365	0,363
Líneas Eléctricas	0,191	0,239	0,310	0,320	0,265
Pendiente	0,327	0,216	0,259	0,087	0,222
Carreteras	0,155	0,097	0,121	0,228	0,150

Al asignar pesos a cada una de las variables que constituyen la matriz de aptitud propuesta, se comprobó que no todos estos criterios son igual de significativos. Para cada criterio se evaluaron las alternativas posibles aplicando técnicas compensatorias aditivas (concretamente la técnica de la sumatoria lineal ponderada, de forma que el valor acumulado obtenido en cada punto de la zona de estudio represente el grado de adecuación de esa alternativa). Estos resultados se obtuvieron al multiplicar los pesos medios obtenidos para cada criterio por los valores normalizados de cada criterio.

Mediante la herramienta de geoprocésamiento del gvSIG se efectuó una integración de los mapas-criterio ponderando cada uno de los mapas con los pesos asignados, de manera que tras introducir en el SIG todos los parámetros se obtuvo el Mapa de Aptitud para la localización de instalaciones de energía solar fotovoltaica en la isla de Tenerife. Con esta sumatoria ponderada de las variables normalizadas se obtuvo para cada pixel de la zona de estudio un valor acumulado correspondiente a la integración ponderada de los valores de cada criterio en ese mismo pixel.

Antes de validar los resultados obtenidos se efectuó una comprobación de los valores máximos del ráster resultante de la integración de los mapas-criterio ponderados por sus correspondientes pesos, que debería ser inferior a 1.000. Asimismo, se comprobó que la Restricción por Nubosidad aplicada operaba correctamente en el modelo, descartando las zonas bajo influencia de la nubosidad definidas como no aptas.

3.2. Fase 2: Modelo de Impacto

En esta segunda fase se seleccionaron las variables relativas al medio físico que resultaban determinantes para valorar el impacto causado por la implantación de instalaciones de energía solar en la zona de estudio, sirviendo de base para la definición de los criterios de selección y de sus pesos relativos. Se consideran como criterios de impacto aquellas normas que se van a aplicar como base para la selección de alternativas óptimas. Cada posible localización constituiría una alternativa susceptible de ser seleccionada en función de los resultados de las matrices que se elaborarán para comparar el cumplimiento de los criterios de impacto.

Al igual que en la Fase 1, la asignación de pesos a cada uno de los criterios seleccionados constituyó un elemento clave en el proceso, ya que como resultado de la comparación y normalización de las capas criterio se obtuvo un modelo de impacto que acumulaba, para cada una de las posibles localizaciones en la isla de Tenerife, todos los impactos previstos.

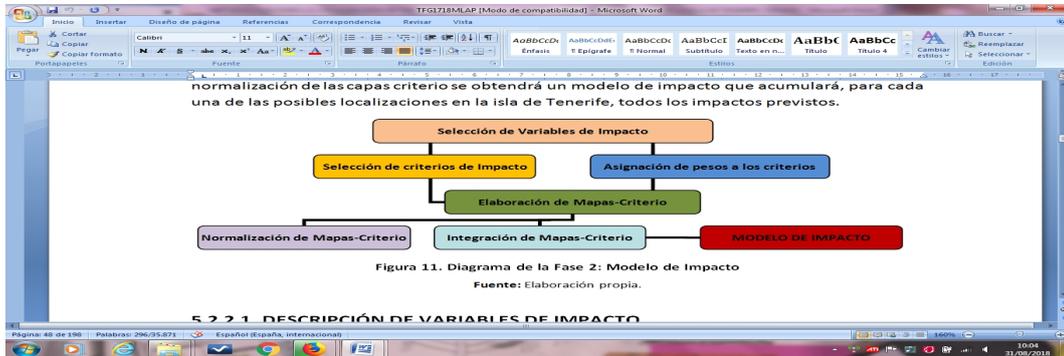


Figura 4. Diagrama de la Fase 2: Modelo de Impacto.

Las variables del área de estudio que se consideraron significativas para la implantación de instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de energía eléctrica fueron las recogidas en la figura 5:

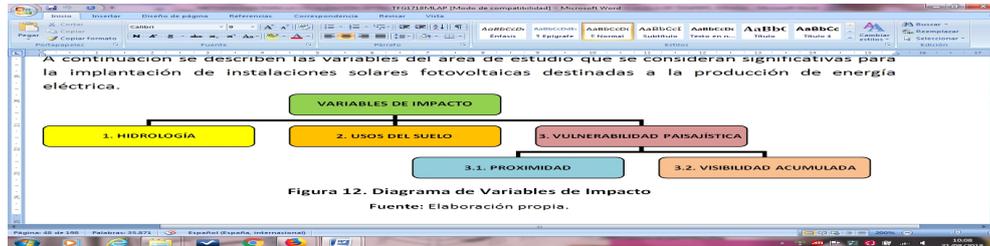


Figura 5. Diagrama de Variables de Impacto.

Al igual que con las variables de aptitud, se recopiló la información correspondiente a las variables de impacto tanto en formato vectorial (.shp) como en formato ráster (.tif). Para su análisis y geoprocesamiento en SIG, se utilizó tanto la plataforma QGIS como gvSIG.

Pese a que la puesta en marcha de estas instalaciones generaría impactos favorables para la economía, el desarrollo local, el medio ambiente y la sostenibilidad, resulta evidente que la actuación que se pretende implantar supone en sí misma una importante alteración del medio y afectaría a una superficie relativamente importante del territorio, por lo que hay que valorar los impactos desfavorables que de forma directa e indirecta producirá la actuación que se pretende implantar sobre el medio físico.

Considerando estas variables se seleccionaron los criterios que permitían su transformación para obtener información sobre el impacto que sufriría cada punto del terreno en caso de implantarse la actividad. En concreto interesaba determinar el impacto que esta actuación causaría sobre el relieve del terreno, sobre la transformación de usos del suelo existentes en la actualidad y por último la afección paisajística que supondría su ejecución y puesta en marcha. Los criterios de impacto que se

seleccionaron fueron los siguientes:

- Hidrología/Afección a cauces: la variable analizada fue la distancia a los cauces desde cualquier punto de la zona de estudio, y se define el criterio de impacto máximo respecto a esta variable coincidiendo con los valores mínimos de distancia a los cauces.
- Usos del Suelo: se establece que el impacto alcanzará valores máximos cuanto mejor conservados y menos transformados se encuentren los terrenos. En el caso de fincas agrícolas se entenderán como terrenos transformados incluso cuando se trate de cultivos abandonados, asignándose valores de impacto estandarizados según el tipo de cultivo existente.
- Vulnerabilidad o fragilidad paisajística: se estableció que los valores máximos de impacto coinciden tanto con los valores de máxima visibilidad desde las poblaciones, como con los valores de mayor proximidad a poblaciones y vías de comunicación. Este criterio maximiza los valores de impacto cuando los valores de visibilidad acumulada desde poblaciones sean máximos, mientras que en lo relativo a la proximidad a poblaciones y vías de comunicación los valores ponderados de impacto serán máximos cuando las distancias a las vías de comunicación y a los centroides de las poblaciones tengan valores mínimos. Indicar que en lo relativo a vías de comunicación, el impacto ocasionado es mayor cuanto más transitada esté la vía, de manera que el impacto por proximidad desde la autovía será mayor que desde una carretera secundaria.

Siguiendo la misma metodología de la fase 1, en esta segunda fase se prepararon mapas-criterio para cada uno de los criterios de impacto descritos, donde se ofrecía el grado de cumplimiento de cada criterio en los distintos puntos del ámbito geográfico de estudio.

Una vez se comprobó la consistencia de las matrices de los expertos, se validaron los resultados obtenidos, de manera que los pesos medios ponderados obtenidos pudieron ser aplicados a los mapas-criterio elaborados.

Tabla 2. Pesos medios de los criterios de impacto.

	Experto 1	Experto 2	Experto 3	Experto 4	Peso medio
Hidrología	0,072	0,103	0,162	0,231	0,142
Vulnerabilidad	0,589	0,605	0,529	0,215	0,485
Usos de suelo	0,339	0,292	0,309	0,554	0,373

Es preciso recordar que la variable “vulnerabilidad paisajística” se encuentra dividida en dos subvariables (Visibilidad Acumulada y Proximidad Ponderada) estrechamente relacionadas, de forma que se estimó conveniente ponderar la Visibilidad Acumulada en un 40% y la Proximidad Ponderada en un 60%. Así, una vez que se conoció el peso asignado por los expertos a la Vulnerabilidad, se pudo establecer que el peso de la variable parcial de Visibilidad Acumulada será de 0,194 y de 0,291 para la Proximidad Ponderada.

El Modelo de Impacto se obtuvo mediante la misma metodología que se siguió para conseguir el Modelo de Aptitud.

3.3. Fase 3: Modelo de Capacidad de Acogida

La última fase de la evaluación multicriterio consistió en integrar las matrices de aptitud e impacto para obtener el Modelo de Capacidad de Acogida; modelo que facilitará la selección de localizaciones óptimas para la implantación de la actividad propuesta. Estas localizaciones óptimas se corresponden con aquellas en las que la aptitud sea la máxima posible al tiempo que se minimicen los valores de impacto, es decir aquellas localizaciones de máxima aptitud en las que el impacto negativo generado se mantenga dentro de unos límites asumibles.

Mediante la asignación de unos pesos relativos a los modelos de aptitud y de impacto se podrá calcular la capacidad de acogida mediante la siguiente fórmula:

$$CA = [\alpha \cdot \text{aptitud}] + [\beta \cdot \text{impacto}]$$

siendo α el peso que se asignará a la aptitud y β el peso que se asignará al impacto para obtener la capacidad de acogida.

Para completar el análisis multicriterio y evitar que los resultados finales del estudio se vean afectados por la subjetividad y el grado de indefinición que pudiese representar esta asignación de pesos, se propone efectuar el análisis de la Capacidad de Acogida contemplando los tres escenarios posibles:

- otorgando mayor peso al modelo de aptitud frente al de impacto, aplicando un peso de 0,60 al modelo de aptitud y 0,40 al de impacto:
 $CA_{60-40} = [0,60 \cdot \text{Mapa Aptitud}] - [0,40 \cdot \text{Mapa Impacto}]$
- otorgando el mismo peso a la aptitud y al impacto, aplicando un peso de 0,50 a cada modelo:
 $CA_{50-50} = [0,50 \cdot \text{Mapa Aptitud}] - [0,50 \cdot \text{Mapa Impacto}]$
- otorgando mayor peso al modelo de impacto sobre el de aptitud, aplicando un peso de 0,40 al modelo de aptitud y 0,60 al de impacto:
 $CA_{40-60} = [0,40 \cdot \text{Mapa Aptitud}] - [0,60 \cdot \text{Mapa Impacto}]$

Trabajando con estos tres supuestos, se analizó el rango de valores positivos y negativos de cada uno de ellos, y finalmente se escogió el escenario que ofrecía mayor rango de valores positivos al ofrecer un mayor número de posibles ubicaciones en las que la aptitud supere a los impactos generados.

Con carácter previo a la selección de las localizaciones óptimas para la implantación de instalaciones de energía solar fotovoltaica lógicamente se tuvieron que considerar restricciones tanto de tipología ambiental como urbanística, y que a continuación se comentan.

3.3.1. Restricciones ambientales

Se determinaron aquellas localizaciones que contaban con una especial protección ambiental como son los Espacios Naturales Protegidos integrados en la Red Canaria de ENP. Esta Red se creó en 1994 y fue trasladada al marco normativo de la ordenación territorial autonómica mediante el Decreto Legislativo 1/2000, de 8 de mayo, por el que se aprueba el Texto Refundido de las Leyes de Ordenación del Territorio de Canarias y

de Espacios Naturales de Canarias (en adelante, TRLOTCAN).

El TRLOTCAN reconoce siete categorías de ENP, a las que debe añadirse la figura de Parque Nacional. En Tenerife existen 43 espacios naturales protegidos, y se encuentran representadas las 8 categorías de protección existentes. Para cada categoría de protección el TRLOTCAN establece un objetivo (protección y conservación, científico, educativo, recreativo, etc.) y unos instrumentos de planeamiento específicos que determinan una zonificación de cada espacio, así como unas delimitaciones de uso en cada una de estas zonas. Ninguna de las categorías de protección existentes en la Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos contempla entre los usos y actividades permitidas la instalación de parques solares fotovoltaicos destinados a la producción de energía, por tanto, es evidente que existe una restricción ambiental que opera sobre los 43 ENP de la isla de Tenerife.

Esta imposibilidad legal de localizar en los ENP instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a producción de energía, se recogió en el Modelo de Capacidad de Acogida. Para ello se rasterizó la capa vectorial con la delimitación de los ENP de la isla de Tenerife, asignándose valor 0 (restricción) a aquellas zonas delimitadas como ENP, y valor 1 (apto) al resto del territorio insular.

3.3.2. Restricciones urbanísticas

La normativa urbanística de aplicación en cada uno de los municipios de la isla de Tenerife contempla una serie de requisitos mínimos exigibles para la implantación de determinadas actividades en suelo rústico. Con carácter general, todos los usos de transformación de suelo rústico están sujetos a un requisito de parcela mínima de 10.000 m². Actualmente son muy pocos los municipios tinerfeños cuyos planeamientos urbanísticos cuentan con bolsas de reserva de suelo rústico específicas para la implantación de instalaciones de producción de energías renovables, tanto eólica como fotovoltaica. En estos casos, la normativa establece además del requisito de 10.000 m² de parcela mínima, la prohibición de apertura de nuevas vías de acceso de longitud superior a 400 metros, y una limitación de pendiente máxima del terreno fijada en un 25%.

El artículo 72 de La Ley 4/2017 del Suelo y de los ENP de Canarias, relativo a las instalaciones de energías renovables, admite su autorización como uso de interés público y social en suelo rústico de protección económica y en suelo rústico común. De esta manera, sería autorizable en estos suelos la instalación de plantas de generación de energía fotovoltaica, eólica o cualquier otra proveniente de fuentes endógenas renovables, siempre que no exista la prohibición expresa en el plan insular de ordenación (PIOT) o en el planeamiento de los espacios naturales protegidos. En todo caso, la nueva ley considera admisibles estas instalaciones cuando se localicen en la cubierta de otras construcciones y edificaciones, incluidos invernaderos. El Plan Insular de Ordenación de Tenerife (PIOT) fue aprobado en 2011 por la corporación insular y actualmente en fase de revisión, y es un documento de ordenación territorial que establece el régimen básico de distribución de los usos sobre el conjunto insular y definiendo una serie de Áreas de Regulación Homogénea (ARH).

De entre las Áreas de Regulación Homogénea, destacar el papel de las *Áreas de Protección Territorial*, que sin poseer valores naturales o productivos que exijan protección específica ni formar parte del sistema de asentamientos urbanos o de dotaciones insulares, tienen como objeto salvaguardar los valores del territorio rústico no

usado. Su uso principal es el agrícola o el de protección del paisaje, aunque también se podrán implantar en ellas instalaciones aisladas que por su naturaleza deban de localizarse fuera de los núcleos de población. Hasta el momento, todas las instalaciones de producción de energía renovable de la isla de Tenerife se han venido implantando exclusivamente en suelos integrados en Áreas de Regulación Homogénea de Protección Territorial.

La nueva Ley 4/2017 abre también la posibilidad de solicitar autorización como uso de interés público y social de instalaciones de energía eólica o fotovoltaica en Suelo Rústico de Protección Económica. Actualmente no es posible establecer una correlación entre las Áreas de Regulación Homogénea del PIOT y las distintas categorizaciones de suelo rústico, ya que la mayoría de los planeamientos municipales no se encuentran adaptados a las directrices de ordenación territorial impuestas por el Plan Insular de Tenerife.

No obstante, al trabajar con Áreas de Regulación Homogénea se dispone de una referencia cartográfica para discriminar aquellas bolsas de suelo rústico común y de suelo rústico de protección económica en las que podrían autorizarse instalaciones de producción de energía fotovoltaica como uso de interés público y social. Por otra parte, se admite la producción de energías renovables como uso complementario en los suelos agrarios, mineros y de infraestructuras generando renta complementaria a la actividad ordinaria realizada en las explotaciones.

Sin embargo, y hasta la aprobación de las Directrices de Suelo Agrario, existe una considerable limitación de superficie en este tipo de suelos, ya que la ocupación de estas instalaciones de producción de energía no podrá ser superior al 10% de la superficie de la explotación agraria o al 15% de la superficie realmente explotada, aunque no computarán las instalaciones localizadas en la cubierta de otras construcciones y edificaciones, incluidos invernaderos.

4. Resultados y discusión

4.1. Mapa del Modelo de Aptitud

Mediante la herramienta de geoprocésamiento del gvSIG que permite el cálculo de mapas, se efectuó una integración de los mapas-criterio de aptitud, ponderando cada uno de los mapas con los pesos asignados. Con esta sumatoria ponderada de las variables normalizadas se obtiene para cada pixel de la zona de estudio un valor acumulado correspondiente a la integración ponderada de los valores de cada mapa-criterio en ese mismo pixel.

En un SIG este cálculo se realiza automáticamente de forma compensada, de manera que al introducir los siguientes parámetros se obtiene el Mapa de Aptitud para la localización de instalaciones de energía solar fotovoltaica en la isla de Tenerife:

$$[(H_{\text{Insolación}} \cdot 0,363) + (H_{\text{Conexión eléctrica}} \cdot 0,265) + (H_{\text{Pendiente}} \cdot 0,222) + (H_{\text{Accesibilidad}} \cdot 0,150)] \cdot (H_{\text{nubosidad}})$$

Se efectuó una comprobación del valor mínimo y máximo del ráster resultante de la integración de los 4 mapas-criterio ponderados por sus correspondientes pesos, obteniéndose un valor mínimo de 299,94 y un valor máximo de 941,36. Tras aplicar el criterio de nubosidad, se comprobó la operatividad de la restricción impuesta obteniéndose en esas zonas del ráster valor mínimo de 0 y manteniéndose el valor

máximo de 941,361.

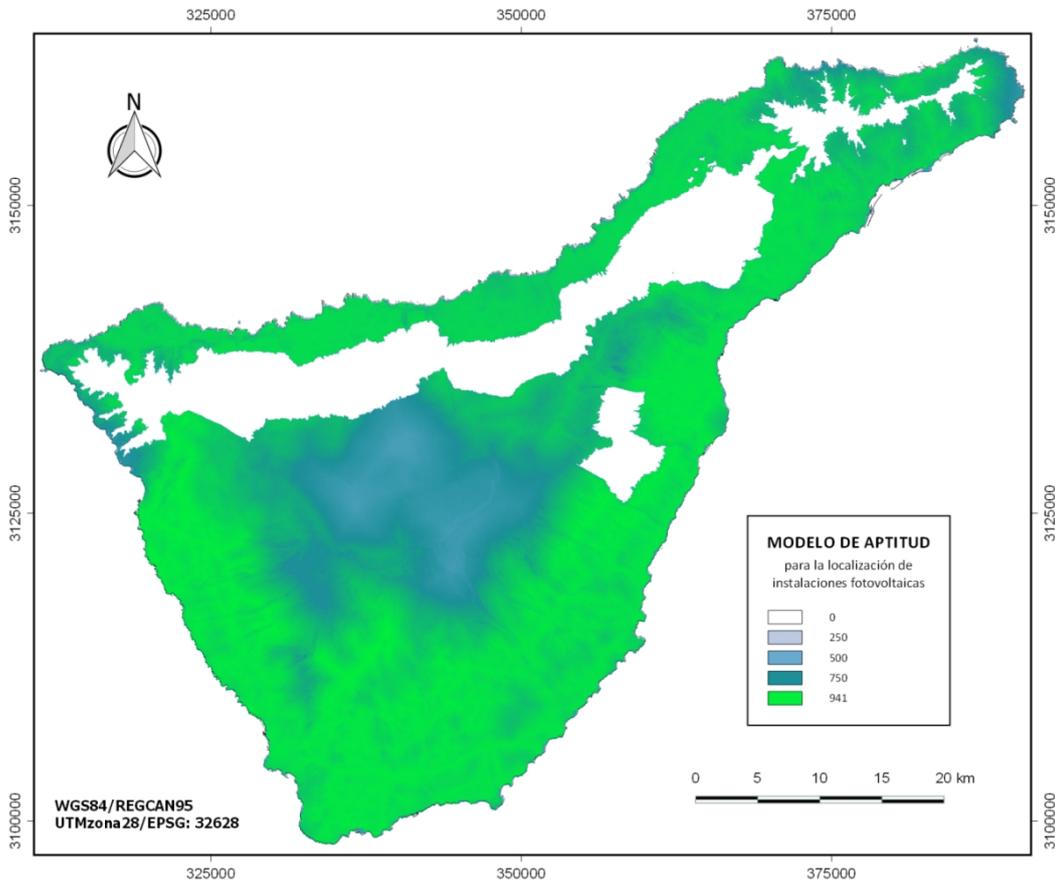


Figura 6. Modelo de Aptitud.

Analizando el Modelo de Aptitud obtenido, se comprueba que cumple el requisito de limitación del valor máximo puesto que el ráster presenta valores máximos inferiores a 1000. Asimismo y conforme a la metodología propuesta, las zonas bajo influencia del mar de nubes definidas como no aptas han quedado descartadas. Esta restricción ha obligado a descartar una considerable porción de terreno entre las cotas de 600 y 1.500 metros sobre el nivel del mar tanto en la vertiente norte como en la vertiente sureste de la isla de Tenerife, debido a la formación del mar de nubes asociada a la inversión de los vientos alisios y su persistencia durante los meses de verano.

Salvo en la zona donde opera la restricción por nubosidad, se comprueba que en el resto de la isla los valores de aptitud son en general muy elevados, de manera que los valores de máxima aptitud para la localización de instalaciones de energía solar fotovoltaica se ajustan bastante a los valores máximos de la variable de irradiación solar cuyo peso, seguido por el de conexión a redes eléctricas, predomina sobre los criterios de pendiente y accesibilidad.

4.2. Mapa del Modelo de Impacto

Para obtener el Modelo de Impacto para la localización de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito geográfico de la isla de Tenerife se integraron los mapas-criterio de impacto con los pesos correspondientes asignados. Al igual que en el Modelo de Aptitud, en cada pixel de la zona de estudio se realiza esta sumatoria ponderada de variables normalizadas, obteniéndose en cada pixel del Modelo de Impacto un valor

acumulado correspondiente a la integración ponderada de los valores de cada mapa-criterio en ese mismo pixel.

En un SIG este cálculo se realiza automáticamente de forma compensada, introduciendo los siguientes parámetros:

$$[(H_{\text{Distancia Cauces}} \cdot 0,142) + (H_{\text{Usos Suelo}} \cdot 0,373) + (Visibilidad_{\text{Acumulada desde poblaciones}} \cdot 0,194) + (Proximidad_{\text{Ponderada a poblaciones y vías}} \cdot 0,291)]$$

Se efectuó una comprobación de los valores del ráster resultante de la integración de los mapas-criterio ponderados por sus correspondientes pesos, obteniéndose un valor mínimo de 74,68 y un valor máximo de 957,43. Se validan los resultados tras comprobar que el valor máximo es inferior a 1.000.

Se comprueba que en general los valores de impacto son altos, especialmente en las zonas con pendientes elevadas, cerca de poblaciones y en los grandes valles donde existe una mayor visibilidad.

Indicar que la introducción de los datos del Mapa de Cultivos al analizar los *usos del suelo* permitió rebajar los valores de impacto en gran cantidad de zonas agrícolas, que debido a su elevada dispersión geográfica (especialmente en las medianías de la isla), no quedaban convenientemente recogidas en el Corine Land Cover. El mayor interés de esta inclusión radica en la posibilidad de reconvertir fincas agrícolas abandonadas o de escasa rentabilidad en instalaciones de producción de energía solar fotovoltaica, sin necesidad de roturar nuevos terrenos.

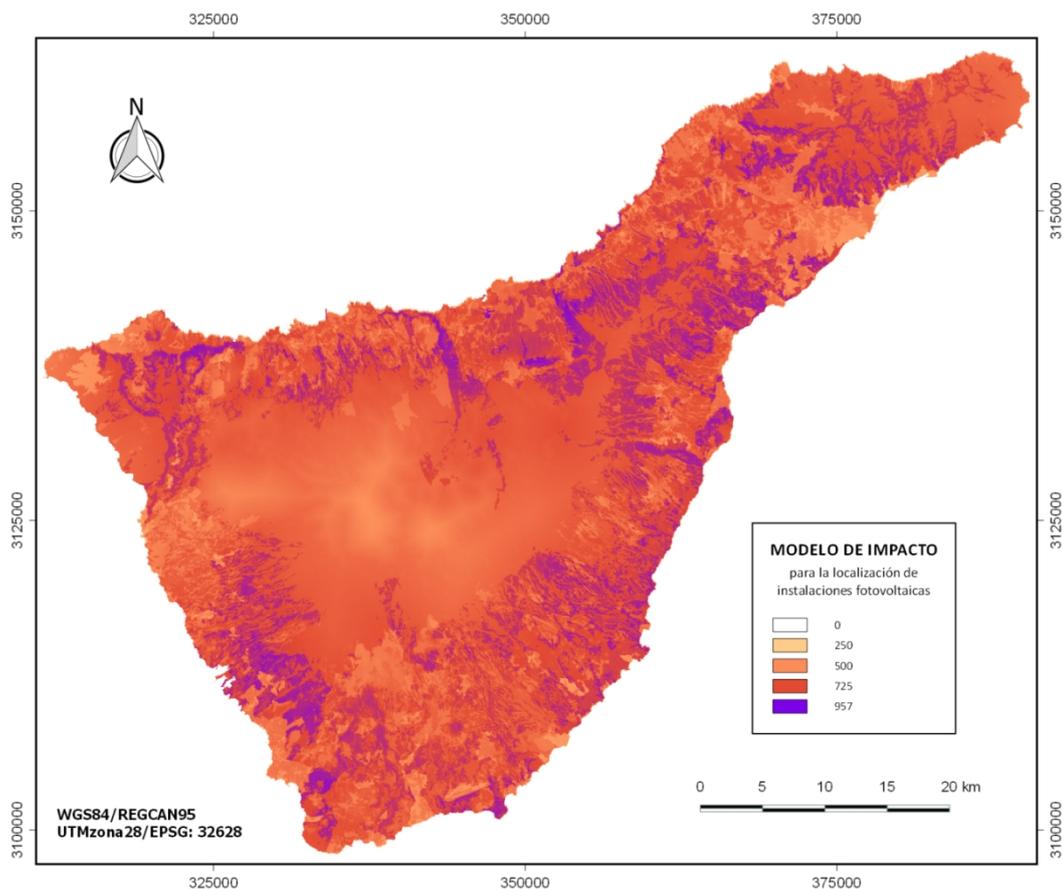


Figura 7. Modelo de Impacto.

4.2. Mapa del Modelo de Capacidad de Acogida

Se procedió a integrar las matrices de aptitud e impacto para obtener el Modelo de Capacidad de Acogida. Para ello se introdujo en la Calculadora de mapas de gvSIG los modelos de aptitud e impacto y se definieron los pesos relativos que se les asignaría a cada de ellos conforme a la fórmula ya comentada anteriormente.

Se presentan a continuación los modelos de Capacidad de Acogida obtenidos en cada uno de los tres escenarios posibles que se consideraron:

- el modelo CA₆₀₋₄₀ que otorga mayor peso al modelo de aptitud frente al de impacto.

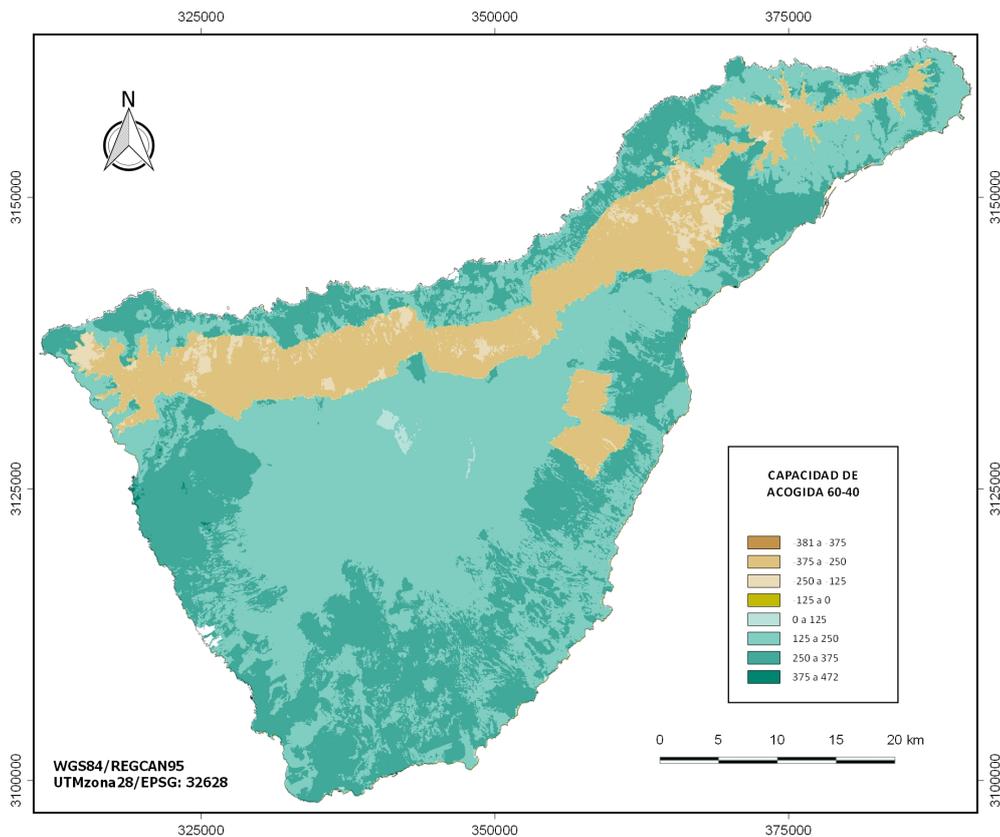


Figura 8. Modelo provisional de Capacidad de Acogida (CA₆₀₋₄₀).

Al comprobar las propiedades del ráster obtenido, el valor máximo de CA₆₀₋₄₀ es de 472,87 mientras que su valor mínimo se sitúa en -381,40. Si analizamos los rangos de valores negativos y positivos, se comprueba que en CA₆₀₋₄₀ existe mayor proporción de valores positivos, por lo que este modelo ofrece un mayor número de posibles ubicaciones en las que la aptitud supera a los impactos generados.

- el modelo de Capacidad de Acogida denominado CA₅₀₋₅₀ otorga el mismo peso a la aptitud y al impacto

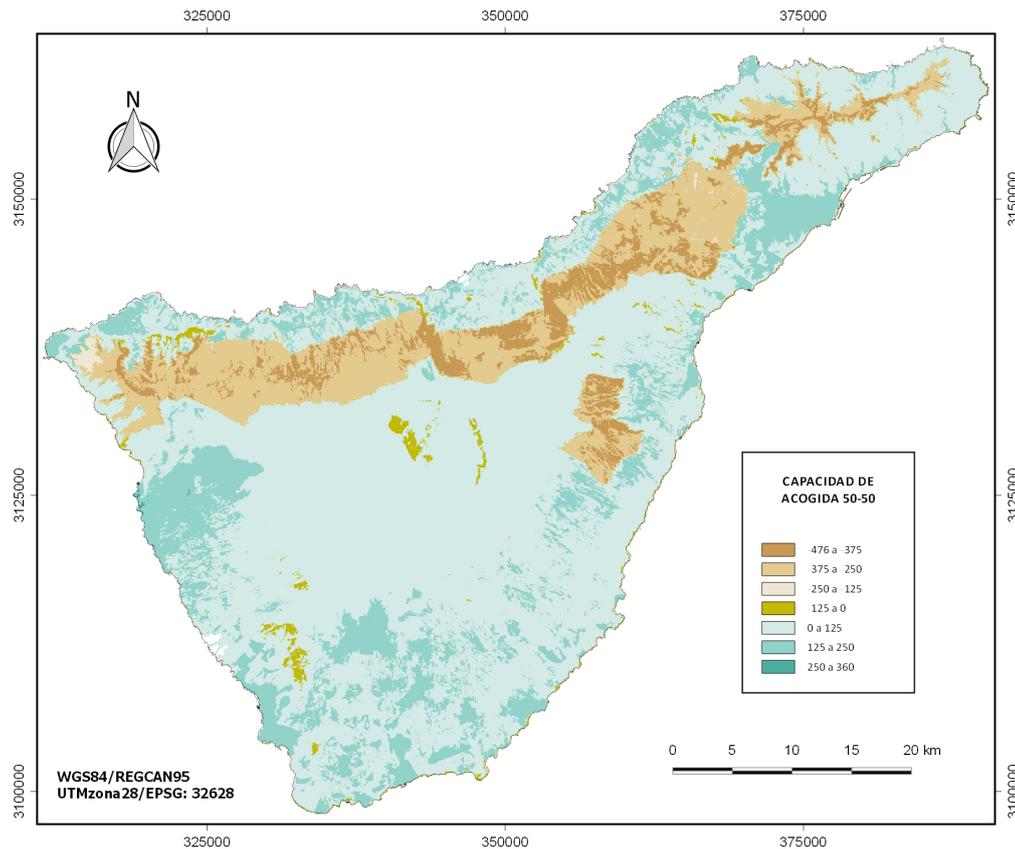


Figura 9. Modelo provisional de Capacidad de Acogida (CA₅₀₋₅₀).

En este modelo se aprecia que el rango de valores negativos del ráster CA₅₀₋₅₀ es bastante mayor que el de valores positivos, ya que mientras el valor máximo es de 360,85, su valor mínimo se sitúa en. -476,76. Comparativamente, los valores máximos de aptitud en el ráster CA₅₀₋₅₀ se mantienen por debajo de los obtenidos en el escenario CA₆₀₋₄₀ al tiempo que se incrementan los valores de impacto. Por tanto, en este escenario se reduce tanto la idoneidad como el número de posibles ubicaciones en las que la aptitud supere a los impactos generados.

- el modelo de Capacidad de Acogida denominado CA₄₀₋₆₀ otorga mayor peso al modelo de impacto sobre el de aptitud.

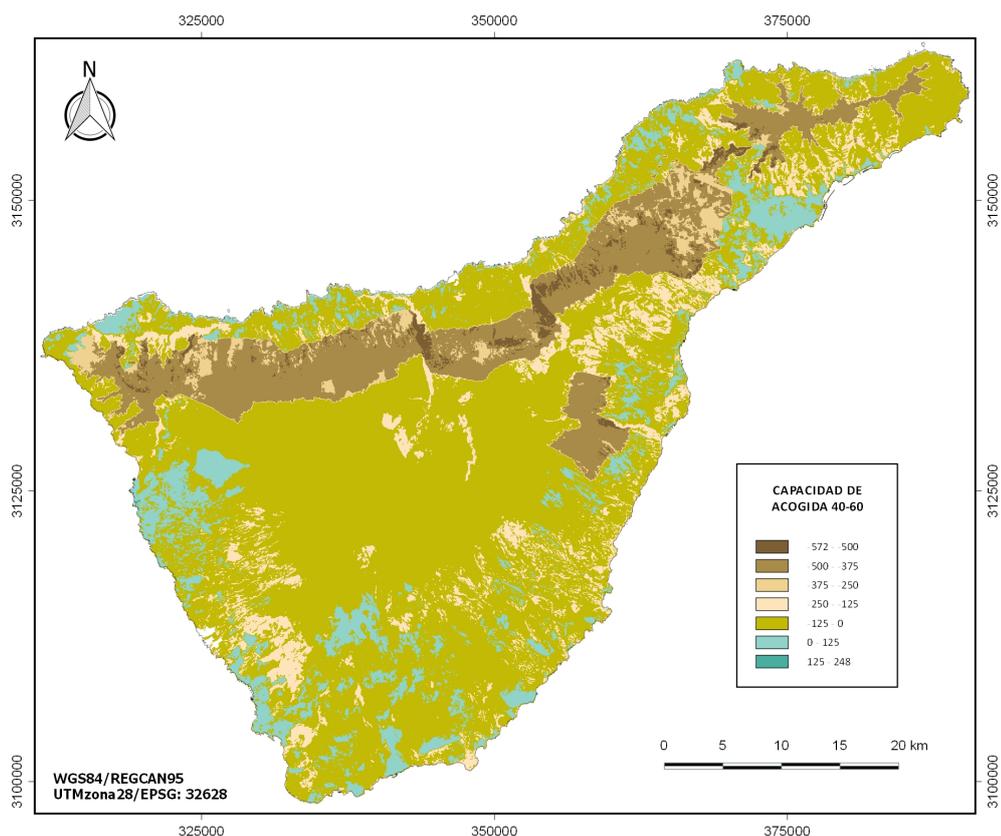


Figura 10. Modelo provisional de Capacidad de Acogida (CA_{40-60}).

En este tercer escenario se incrementa nuevamente el rango de valores negativos del ráster, llegando incluso a duplicar en términos absolutos el rango de valores positivos, de manera que el valor máximo del ráster CA_{40-60} es de 248,84 mientras que su valor mínimo se sitúa en -572,11. Por ello, los valores máximos de aptitud en el ráster CA_{40-60} se mantienen por debajo de los obtenidos en los escenarios CA_{60-40} y CA_{50-50} mientras que los valores de impacto se incrementan notablemente.

4.3. Mapa de restricciones ambientales

Tal y como se señaló, se rasterizó la capa vectorial con la delimitación de los ENP de la isla de Tenerife, asignando valor 0 (restricción) a aquellas zonas delimitadas como ENP, y dejando el resto del territorio insular con valor 1 (apto). Este mapa de 0 y 1 se combinó con el Modelo de Capacidad de Acogida CA_{60-40} , puesto que era el que ofrecía mayor rango de valores positivos, implicando un mayor número de posibles ubicaciones en las que la aptitud supere a los impactos generados.

Una vez seleccionado el Modelo de Capacidad de Acogida CA_{60-40} , se procedió a reclasificarlo, eliminando los valores negativos que no constituyen alternativas elegibles. El resultado fue el siguiente mapa:

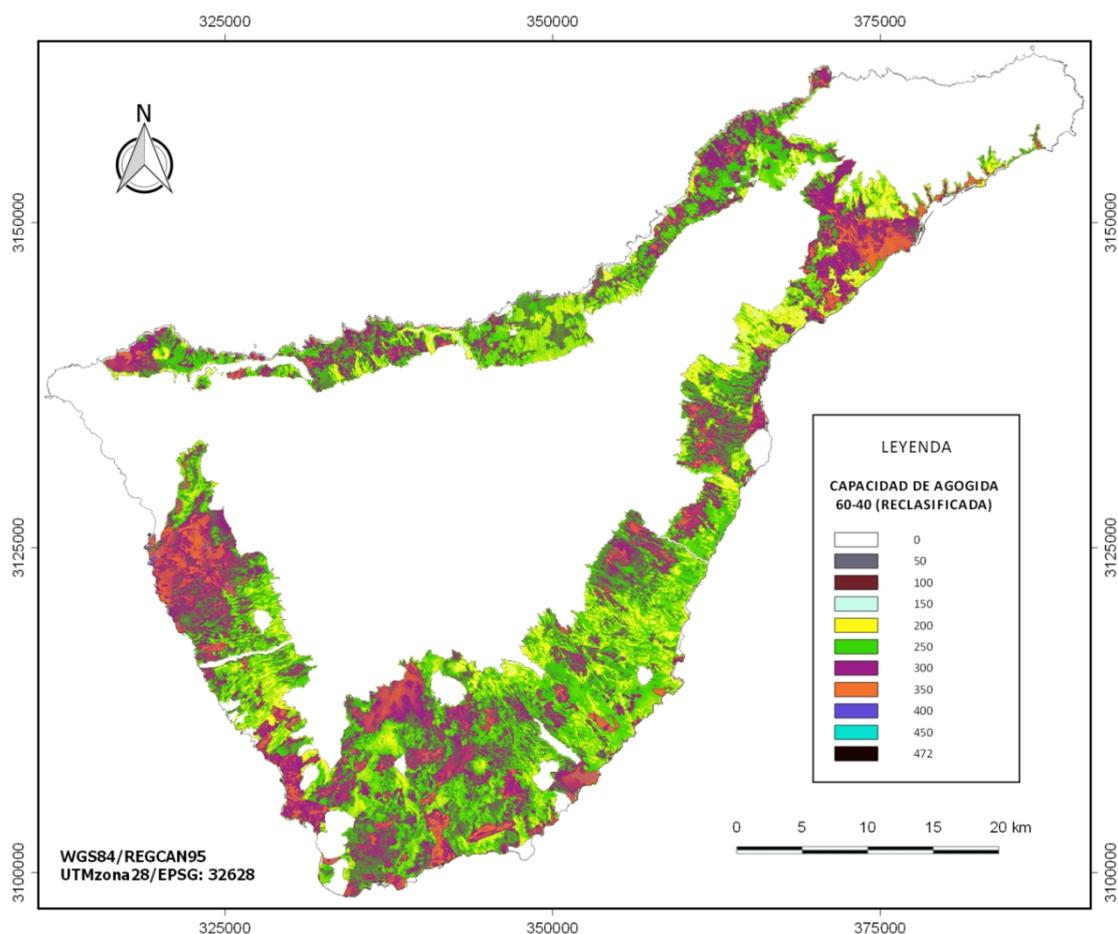


Figura 11. Modelo reclasificado de Capacidad de Acogida (CA_{60-40}) con restricciones ambientales.

4.3. Mapa de restricciones urbanísticas

Se recuerda que con carácter general, los requisitos exigibles son la necesidad de una parcela mínima de 10.000 m², la prohibición de apertura de nuevas vías de acceso de longitud superior a 400 metros, y una limitación de pendiente máxima del terreno fijada en un 25%.

Por otra parte fue necesario comprobar el régimen general de usos que establece el planeamiento municipal en vigor. En caso de que se trate de usos no contemplados en la normativa urbanística municipal, se deberá comprobar el régimen básico de usos que establece el PIOT para las distintas Áreas de Regulación Homogénea.

Pese a no existir una correlación directa entre las Áreas de Regulación Homogénea (ARH) del PIOT y las distintas categorizaciones de suelo rústico de los planeamientos municipales, se cargaron en una capa vectorial únicamente los 353 polígonos correspondientes a las ARH de *Protección Económica* y las ARH de *Protección Territorial* establecidas en el PIOT. Con ello se consiguió delimitar las bolsas de suelo rústico común y de suelo rústico de protección económica donde podrían autorizarse instalaciones de energía renovable.

Paralelamente se georreferenciaron todas las instalaciones de energía solar fotovoltaica actualmente en explotación en Tenerife, y se cargaron junto a la capa vectorial que recoge las ARH de Protección Económica y de Protección Territorial. En este mapa puede apreciarse que la totalidad de las plantas fotovoltaicas existentes en suelo rústico en la isla de Tenerife se encuentran en el T.M. de Arico, y todas ellas en Áreas de Regulación Homogénea de Protección Territorial. Existen otras 2 grandes instalaciones fotovoltaicas situadas en suelo industrial en el Parque Tecnológico de Granadilla, promovidas por el Instituto Tecnológico y de Energías Renovables de Tenerife (ITER,S.A).

Esta capa vectorial con las ARH sirvió de máscara para extraer los valores ráster del Modelo de Capacidad de Acogida en cada uno de los 353 polígonos que delimitan Áreas de Protección Económica o de Protección Territorial. Tras extraer los valores ráster de las 353 bolsas de suelo rústico que corresponden a las ARH de Protección Económica y Protección Territorial, se obtuvo el Modelo de Capacidad de Acogida reclasificado y ajustado a los límites geográficos de las ARH del PIOT.

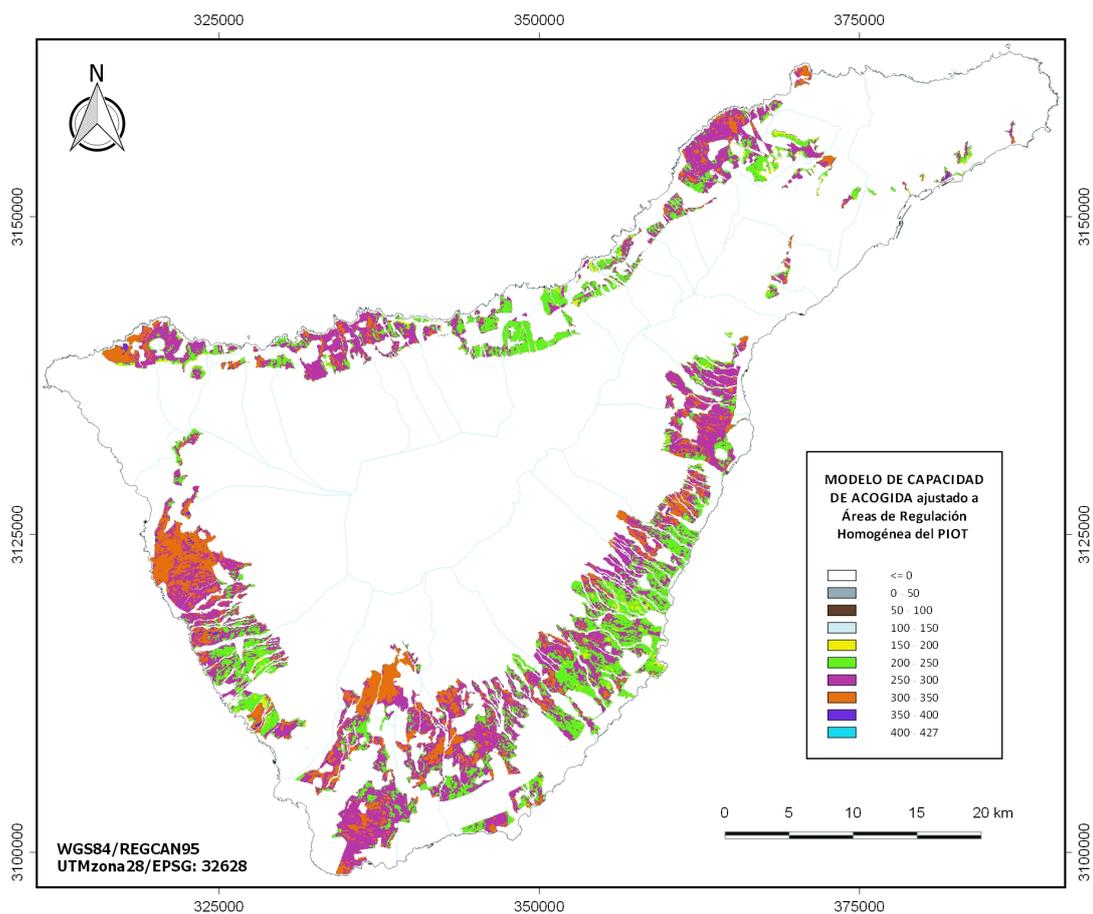


Figura 12. Modelo reclasificado de Capacidad de Acogida ajustado a Áreas de Regulación Homogénea (PIOT).

4.4. Selección de comarcas y municipios óptimos

De igual manera que se extrajeron los resultados del Modelo de Capacidad de Acogida reclasificado y ajustado a los límites geográficos de las ARH del PIOT, se procedió a extraer estos resultados por comarcas, presentando los valores medios, máximos y mínimos de los ráster correspondientes a cada una de ellas.

Analizando estos datos se pudo apreciar que existen 4 comarcas con valores medios de Capacidad de Acogida (CA) superiores a 200, de manera que el orden de mayor a menor aptitud para la localización de instalaciones solares fotovoltaicas sería el siguiente: Abona, Suroeste, Valle de Güimar y Sureste. Es importante destacar que estos valores medios de CA obtenidos mediante estadísticas de grid, deben tomarse como una mera orientación y aunque estos valores medios nos sirvan para establecer prevalencias entre comarcas, si se desea obtener un listado de localizaciones óptimas para la ubicación de plantas de energía solar fotovoltaica, será necesario descender a nivel municipal e identificar a través del parcelario catastral las fincas catastrales que arrojan valores medios de CA máximos.

Empleando el servicio WMS de la Sede Electrónica del Catastro, se descargaron los archivos vectoriales de parcelas y subparcelas catastrales de los 31 municipios de la isla de Tenerife para realizar un análisis detallado por municipios y por comarcas.

Partiendo de los modelos comarcales de Capacidad de Acogida ajustados a las ARH de PE y PT, se efectuaron estadísticas de grid con las capas vectoriales de subparcelas catastrales, las cuales recogen información sobre superficie y pendiente media de cada una de ellas. Esta información complementaria permitirá seleccionar las parcelas que cumplan con los requisitos de parcela mínima ($S > 10.000 \text{ m}^2$) y pendiente máxima ($\text{Pendiente} < 25\%$), de manera que las parcelas catastrales que cumplen ambos requisitos pudieron ser consideradas como posibles alternativas para la localización de instalaciones solares fotovoltaicas.

Puesto que el objetivo es seleccionar localizaciones óptimas, se procedió a ordenar las posibles alternativas en función del valor medio de Capacidad de Acogida que presentaba cada una de ellas. Por tanto, se efectuó un primer filtrado de prueba para seleccionar aquellas localizaciones que presentaban valores medios de CA superiores a 300, dando como resultado un número bajo de alternativas. Posteriormente se realizó un segundo filtrado para recoger todas aquellas localizaciones cuyo valor medio de CA superase el valor de 250, comprobándose que al bajar el umbral de selección el número de posibles localizaciones se incrementa considerablemente.

Tabla 3. Estadísticas relativas al parcelario catastral por municipios y comarcas (ejemplo de la comarca de Abona).

Comarca de ABONA	Parcelas Catastrales	Parcelas S>10.000 m ²	Parcelas Pte<25%	Parcelas con Valor CA medio>250	Parcelas con Valor CA medio >300	Valor medio de CA (V_máximo)
Granadilla	15.512	2.793	2041	908	91	324,25
San Miguel de Abona	7.938	638	457	234	42	331,23
Arona	10.724	1.219	1.036	730	110	354,36
Vilafior	6.154	815	461	266	181	340,14

Indicar que se descartó analizar las comarcas de Teno, Anaga y Macizo Central puesto que su delimitación geográfica coincide con la de varios Espacios Naturales Protegidos.

Para completar el análisis de resultados por comarcas, se comprobó que al efectuar estadísticas de grid por municipios, los valores máximos de Capacidad de Acogida media correspondían en general a aquellos municipios que presentaban mayor número de localizaciones óptimas, aunque como puede apreciarse en la siguiente tabla se dan algunas excepciones.

Tabla 4. Valores máximos CA media y N° de localizaciones óptimas por municipios y comarcas.

Comarcas	Municipios con Valor máximo de CA media	Municipios con mayor número de localizaciones óptimas
ABONA	Arona	Granadilla
SUROESTE	Guía de Isora	Guía de Isora
VALLE DE GÜÍMAR	Güímar	Güímar
SURESTE	Arico	Arico
ÁREA METROPOLITANA	Santa Cruz	La Laguna
VALLE DE LA OROTAVA	Los Realejos	Los Realejos
ICOD – ISLA BAJA	El Tanque	Buenavista
ACENTEJO	Tacoronte	Tacoronte

A continuación, se presenta a modo de ejemplo, el resultado para la comarca de Abona extraído del Modelo de Capacidad de Acogida reclasificado y ajustado a los límites geográficos de las Áreas de Regulación Homogénea del PIOT.

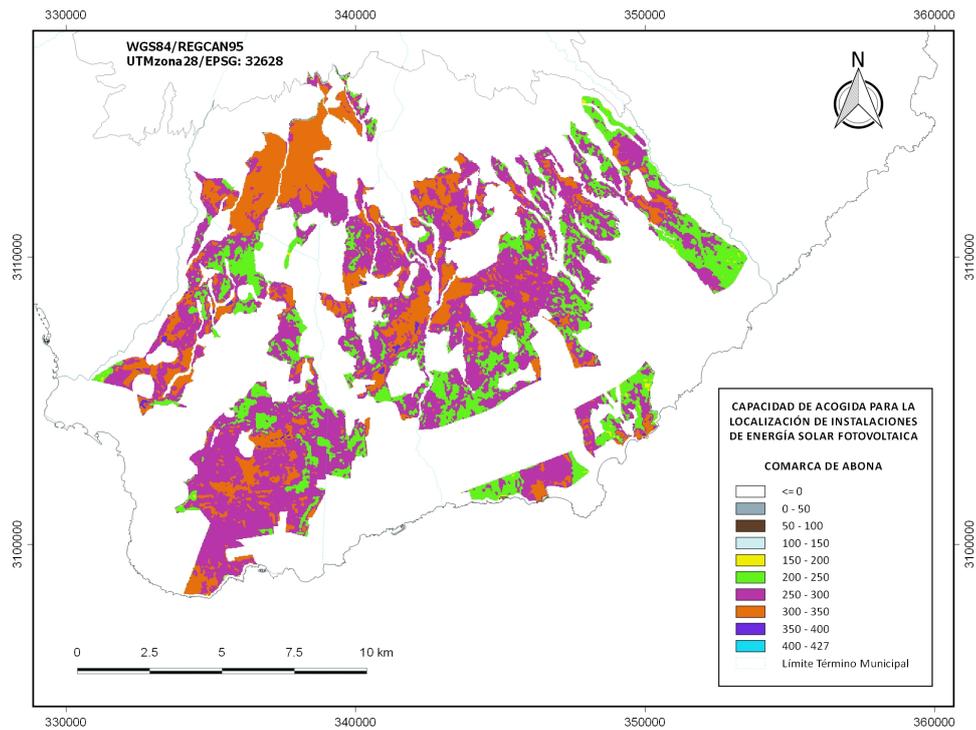


Figura 13. Comarca Abona: Capacidad Acogida.

También se presentan las localizaciones óptimas para instalaciones de energía solar fotovoltaica para esta comarca de Abona y referidas a sus correspondientes ARH.

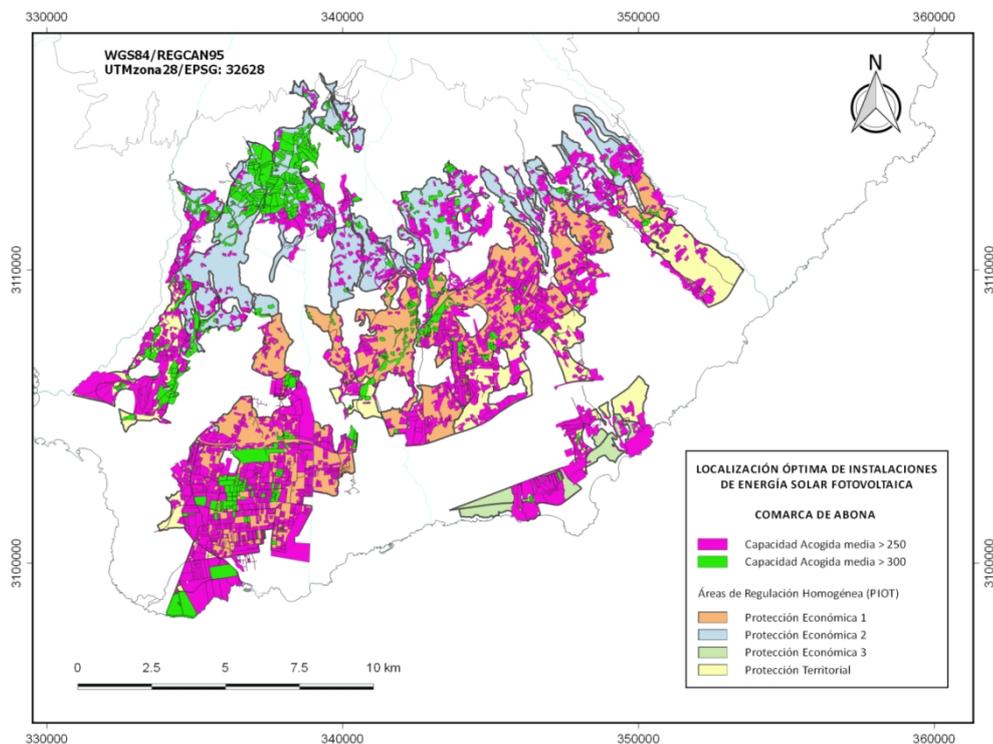


Figura 14. Comarca Abona: Localizaciones óptimas en ARH.

4.5. Parcelas catastrales de localización óptima

Finalmente, el presente estudio metodológico aporta los parcelarios catastrales correspondientes a las localizaciones óptimas a nivel comarcal e insular.

Los mapas confeccionados cumplen los siguientes requisitos:

- superficie mayor a 10.000 m²,
- pendiente media inferior al 25%, y
- valores de Capacidad de Acogida media superiores a 250.

De entre estas parcelas referenciadas en los mapas, se ha identificado con color verde aquellas cuyos valores de Capacidad de Acogida media sean superiores a 300.

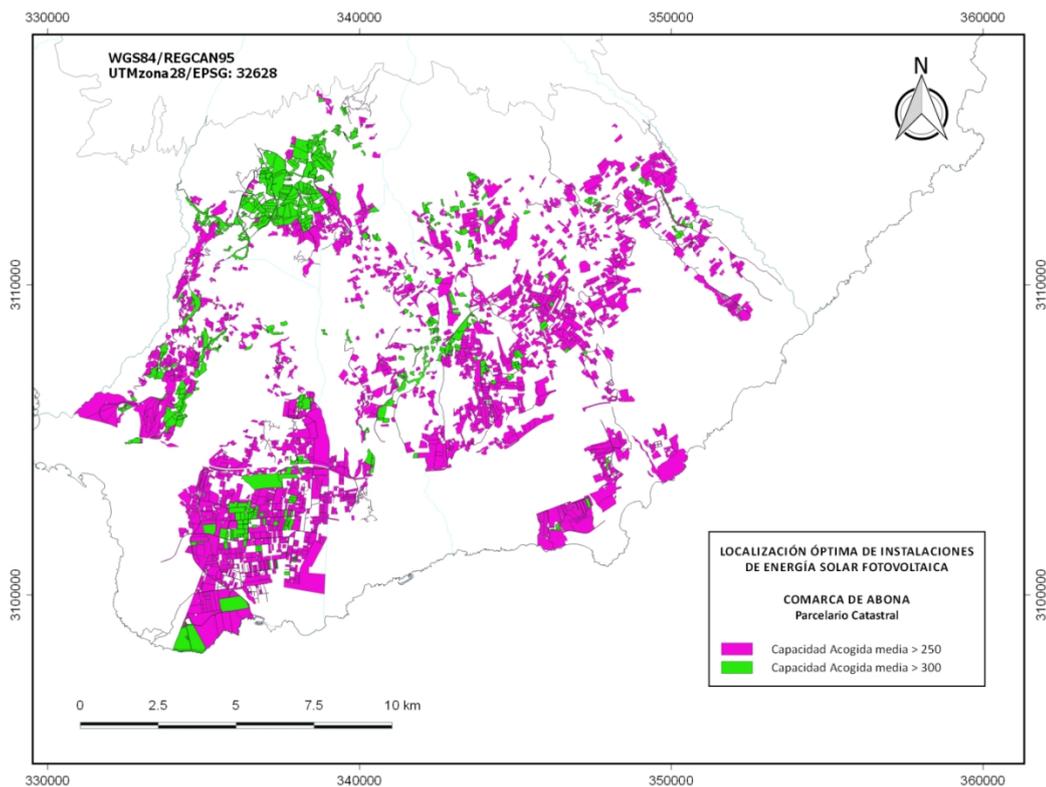


Figura 15. Localizaciones óptimas: Parcelario Catastral de la comarca Abona.

Por último se han confeccionado dos mapas más, en los que se recogen a nivel insular las localizaciones óptimas para instalaciones de energía solar fotovoltaica, y se ha incluido en uno de ellos la georreferenciación de las instalaciones de producción de energía solar fotovoltaica existentes en la comarca SurEste, concretamente en el término municipal de Arico.

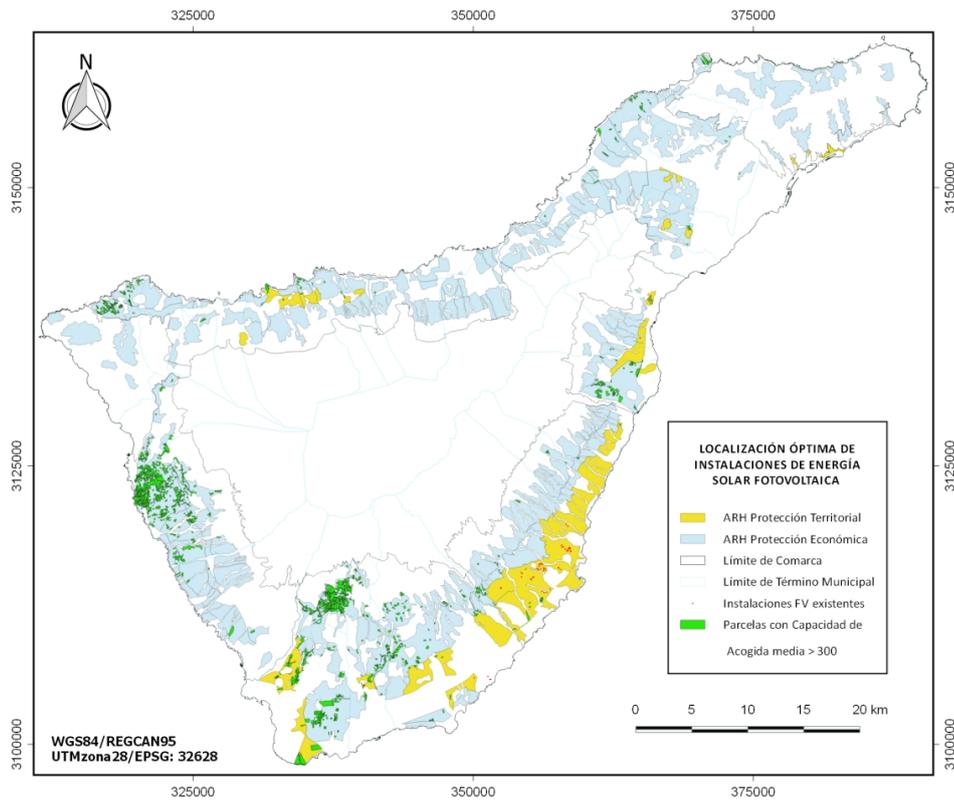


Figura 16. Localizaciones óptimas en la isla de Tenerife: Parcelas con CA media >300

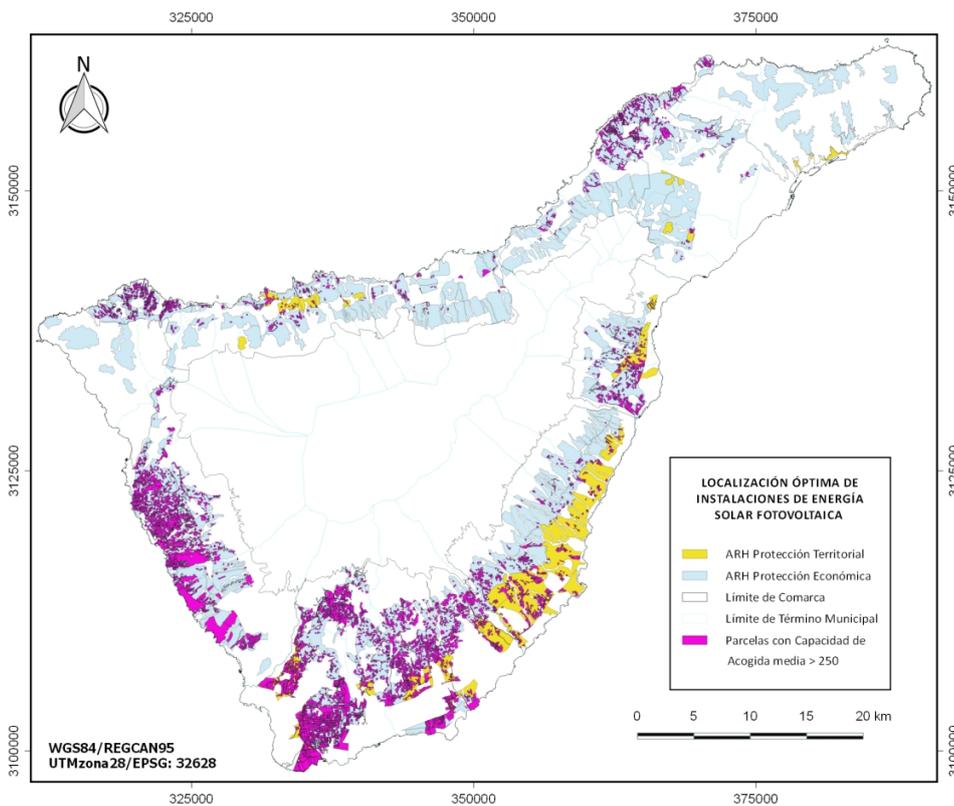


Figura 17. Localizaciones óptimas en la isla de Tenerife: Parcelas con CA media >250

5. Conclusiones

El principal objetivo del estudio realizado fue la localización óptima de instalaciones de energía solar fotovoltaica y ello se consiguió mediante una metodología basada en las técnicas de evaluación multicriterio, que se ha diseñado en un entorno SIG para facilitar su aplicación, especialmente en territorios insulares.

Una vez recopilada toda la información ambiental y territorial necesaria para aplicar en la isla de Tenerife el modelo metodológico multicriterio propuesto, se obtuvieron dos salidas cartográficas correspondientes al Modelo de Aptitud y al Modelo de Impacto en base a las variables definidas para cada uno de los modelos.

Tras evaluar los distintos escenarios posibles para integrar los Modelos de Aptitud e Impacto y obtener el Modelo de Capacidad de Acogida óptimo, se han aplicado las restricciones ambientales y urbanísticas precisas para obtener las áreas susceptibles de acoger instalaciones solares fotovoltaicas en la isla de Tenerife.

Indicar que la imposibilidad de trabajar con las cartografías vectoriales de planeamiento urbanístico vigentes en los 31 municipios de la isla de Tenerife, y el hecho añadido de que la gran mayoría de estos planeamientos no se encuentren adaptados a las directrices de ordenación territorial impuestas por el Plan Insular de Tenerife, no facilita una correlación entre las Áreas de Regulación Homogénea (ARH) del PIOT y las distintas categorizaciones de suelo rústico.

No obstante, al trabajar con ARH se dispone de una referencia cartográfica para discriminar aquellas bolsas de suelo rústico común y de suelo rústico de protección económica en las que la actual Ley 4/2017 del Suelo y de los ENP de Canarias admite la posibilidad de autorizar como uso de interés público y social, la instalación de plantas de generación de energía fotovoltaica, eólica o cualquier otra proveniente de fuentes endógenas renovables, siempre que no exista prohibición expresa en el planeamiento insular de ordenación o en el planeamiento de los espacios naturales protegidos que resulten aplicables.

Por otra parte, se admite la producción de energías renovables como uso complementario en los suelos agrarios, mineros y de infraestructuras generando renta complementaria a la actividad ordinaria realizada en las explotaciones. Sin embargo, y hasta la aprobación de las Directrices de Suelo Agrario, existe una considerable limitación de superficie, ya que no podrá ser superior al 10% de la superficie de la explotación agraria o al 15% de la superficie realmente explotada, aunque no computarán las instalaciones localizadas en la cubierta de otras construcciones y edificaciones, incluidos invernaderos.

Una vez identificadas a nivel municipal las localizaciones óptimas para ubicar instalaciones solares fotovoltaicas en Tenerife y tras cartografiarlas a nivel comarcal, resta contrastarlas con las ubicaciones de los actuales parques fotovoltaicos en explotación. Salvo los dos grandes parques fotovoltaicos gestionados por el ITER en el Polígono Industrial de Granadilla, el resto de las instalaciones actualmente en explotación se localizan exclusivamente en el T.M. de Arico.

Indicar que la distribución geográfica de las mismas se ajusta a un modelo de disponibilidad de grandes extensiones de suelo rústico y facilidad de conexiones a la red eléctrica, en el que hasta el momento no ha existido por parte del Ayuntamiento de Arico ni del Cabildo Insular de Tenerife una planificación pormenorizada previa. No obstante, y aunque dichas ubicaciones no coinciden con los valores máximos del Modelo Capacidad

de Acogida obtenido, ciertamente presentan valores muy elevados que avalan su idoneidad para producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.

Sin duda, la actual distribución refleja la ausencia de una planificación territorial pormenorizada en materia de energías renovables por parte tanto de los Ayuntamientos como del Cabildo Insular de Tenerife. Por ello, resulta necesario que los planeamientos territoriales y urbanísticos ordenen, impulsen y promuevan estos nuevos usos ligados a la generación de energías de naturaleza renovable, aprovechando los incentivos económicos adicionales existentes en territorios no peninsulares. Tan solo avanzando en la necesaria sustitución de generación de energía convencional por generación renovable, se alcanzará una mayor sostenibilidad y reducción de costes del actual sistema energético nacional.

Por último, se puede afirmar que los SIG constituyen una herramienta determinante para el manejo y caracterización de datos ambientales y territoriales, permitiendo la localización óptima de instalaciones que aprovechen esos recursos. Los resultados obtenidos a través de los SIG constituyen un primer paso para la posible puesta en marcha de instalaciones fotovoltaicas que deberá complementarse con visitas de reconocimiento físico de las alternativas propuestas.

Referencias

- [1] Agencia Europea de Medio Ambiente – European Environment Agency (2017) Renewable Energy in Europe – 2017 Update Recent growth and knock-on effects. EEA Report N° 23/2017.
- [2] Cabildo Insular de Tenerife. Consejo Insular de Aguas de Tenerife (2015). Plan Hidrológico de Tenerife. Documento de Aprobación Definitiva.
- [3] Cabildo Insular de Tenerife (2002). Plan Insular de Ordenación de Tenerife. Documento de Aprobación Definitiva.
- [4] Cabildo Insular de Tenerife (2011). Revisión del programa de Actuación del Plan Insular de Ordenación de Tenerife. Documento de Aprobación Definitiva.
- [5] Cabildo Insular de Tenerife (2007). Criterios generales de implantación territorial de las plantas fotovoltaicas aprobados por Acuerdo del Consejo de Gobierno Insular en sesión ordinaria celebrada el 12 de noviembre de 2007. S/C Tenerife.
- [6] Dorta, P. (1985). La inversión térmica en Canarias. Investigaciones Geográficas, nº 115. 109-126.
- [7] Fundación CIEC (2013). Caracterización climática de las Islas Canarias para la aplicación del Código Técnico de Edificación CLIMCAN-010 y su aplicación informática. Ministerio de Fomento. Gobierno de España
- [8] Galacho Jiménez, F.B; Arrebola Castaño, J.A. (2013). Modelo de evaluación de la capacidad de acogida del territorio con SIG y técnicas de decisión multicriterio respecto a la implantación de edificaciones en espacios rurales. Instituto Universitario de Geografía. Universidad de Alicante.
- [9] García Rodríguez, J.L; Giménez Suárez, M.C (2010). Aplicación de algoritmos matemáticos en la determinación de la inclinación de pendiente en un entorno SIG. Aqua-LAC – Vol.2 – N°2 Sep.2010.
- [10] Gobierno de Canarias (2016). Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento. Anuario Energético de Canarias 2015
- [11] Gobierno de Canarias. (2002). Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologías. Viceconsejería de Industria y Nuevas Tecnologías. Dirección General de Industria. Guía Técnica de Aplicación para Instalaciones de Energías Renovables: Instalaciones Fotovoltaicas.
- [12] Gobierno de Canarias (2013). Consejería de Industria, Comercio y Nuevas

- Tecnologías. Directrices de Ordenación Sectorial de Energía. Documento de Aprobación Inicial.
- [13] Gonçalves Pereira, A. (2014). Cuatrecasas. Nota Monográfica/Energía: Real Decreto 413/2014, que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Junio de 2014.
 - [14] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía - IDAE (2011). Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a Red. (PTC-C-Revisión julio 2011). Madrid.
 - [15] Marzol Jaén, M.V.; Máyer Suárez, P. (2012). Algunas reflexiones acerca del clima de las Islas Canarias. Universidad de La Laguna – Universidad de Las Palmas de Gran Canaria. Nimbus nº 29-30.
 - [16] Monedero, J.; García, J.; Dobon, F.; Yanes, M. A.; Hernandez, F. (2007). Calculation of the PV Potential Maps in the Canary Island. 22ª Conferencia y Exhibición de Energía Solar Fotovoltaica Europea. Santa Cruz de Tenerife. Instituto Tecnológico de Canarias & DOBONTech.
 - [17] López Almansa, J.C. (2012). Planificación. Servicio de Publicaciones. Universidad Católica de Ávila. UCAV.
 - [18] López Díaz, A.I.; Blanco Silva, F. (2012). Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Servicio de Publicaciones. Universidad Católica de Ávila. UCAV.
 - [19] Perpiñán Lamigueiro, O. (2015). Energía Solar Fotovoltaica. Versión 1.8 Marzo de 2015© 2015, 2014, 2013, 2012, 2011, 2010, 2009 Oscar Perpiñán Lamigueiro. Este documento está accesible en <https://github.com/oscarperpinan/esf>
 - [20] Sancho Ávila, J.M.; Riesco Martín, J.; Jiménez Alonso, C.; Sánchez de Cos Escuin, M.C.; Montero Cadalso, J.; López Bartolomé, M. (2012). Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT. Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente.
 - [21] Santos Preciado, J.M. (1997). El planteamiento teórico multiobjetivo/multicriterio y su aplicación a la resolución de problemas medioambientales y territoriales, mediante los S.I.G. Ráster. Espacio, Tiempo y Forma, Serie VI, Geografía.
 - [22] Torres, C.J.; Cuevas, E.; Guerra, J.C.; Carreño, V.; (2001). Caracterización de las masas de aire en la región subtropical sobre Canarias. Observatorio Astrofísico de Izaña INM (actual AEMET) y Universidad de La Laguna (ULL). V Simposio Nacional de Predicción. Madrid.
 - [23] Velázquez Saornil, J.; Hernando Gallego, A.; Arroyo Méndez, L.A.; Chasco Yrigoyen, C.; Díaz Gutiérrez, V.; García Angulo, C.; Gutiérrez Velayos, J; Mongil Manso, J.; Rincón Herráez, V.; Sánchez Reyes, B. (2017). Aplicaciones de los Sistemas de Información Geográfica y la Teledetección a la Gestión Ambiental. Ejercicios con software libre. Universidad Católica de Ávila. UCAV.

Normativa:

- [1] *Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.* Publicado: BOE 28 de enero de 2012.
- [2] *Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.* Publicado: BOE 2 de febrero de 2013. Publicado en: BOE 2 de febrero de 2013.



- [3] *Real Decreto 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico (RD-L 9/13).* Publicado: BOE 13 de julio de 2013.
- [4] *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE).* Publicado: BOE 27 de diciembre de 2013.
- [5] *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.* Publicado: BOE 10 de junio de 2014.
- [6] *Orden IET/1953/2015, de 24 de septiembre, por la que se modifica la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.* Publicado: BOE 28 de septiembre de 2015.
- [7] *Ley 4/2017, de 13 de julio, del Suelo y de los Espacios Naturales Protegidos de Canarias.* Publicado BOE 8 septiembre 2017.