



UNIVERSIDAD DE LA RIOJA

TESIS DOCTORAL

Título
Herramientas de planificación de generación distribuida renovable mediante sistemas de información geográfica
Autor/es
Pedro José Zorzano Santamaría
Director/es
Ignacio Juan Ramírez Rosado
Facultad
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial
Titulación
Departamento
Ingeniería Eléctrica
Curso Académico
2014-2015

Tesis presentada como compendio de publicaciones. La edición en abierto de la misma NO incluye las partes afectadas por cesión de derechos



Herramientas de planificación de generación distribuida renovable mediante sistemas de información geográfica

, tesis doctoral

de Pedro José Zorzano Santamaría, dirigida por Ignacio Juan Ramírez Rosado (publicada por la Universidad de La Rioja), se difunde bajo una Licencia Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada 3.0 Unported. Permisos que vayan más allá de lo cubierto por esta licencia pueden solicitarse a los titulares del copyright.

- © El autor
- © Universidad de La Rioja, Servicio de Publicaciones, 2015
publicaciones.unirioja.es
E-mail: publicaciones@unirioja.es

TESIS DOCTORAL

Herramientas de planificación de generación distribuida renovable mediante sistemas de información geográfica

Autor: Pedro José Zorzano Santamaría

Director: Ignacio J. Ramírez Rosado



**UNIVERSIDAD
DE LA RIOJA**

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
2015**

TESIS DOCTORAL

Herramientas de planificación de generación distribuida renovable mediante sistemas de información geográfica

Autor:

Pedro José Zorzano Santamaría

Director:

Ignacio J. Ramírez Rosado

**UNIVERSIDAD DE LA RIOJA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

2015

*A mi familia y amigos, y en especial,
en recuerdo de mi abuelo Pedro y de mi
padre José, cuyos nombres me honro en
llevar.*

AGRADECIMIENTOS

Aprovecho este espacio para expresar mi agradecimiento a quienes, con su confianza en mí, su apoyo y empuje, han hecho posible que esta tesis doctoral haya llegado a su final, como dice el poeta... “de las musas, al teatro”.

Quiero agradecer en primer lugar al director de esta tesis, el profesor Ignacio J. Ramírez Rosado de la Universidad de Zaragoza, y a mi tutor en la Universidad de La Rioja, el profesor L. Alfredo Fernández Jiménez, por su apoyo, orientación y empeño.

Deseo expresar también mi agradecimiento a los investigadores del instituto INESC TEC – INESC Tecnología y Ciencia, de Porto, por las atenciones y sugerencias recibidas en mis estancias, ya lejanas, en sus instalaciones y laboratorios de investigación. En especial, agradecer al profesor Vladimiro Miranda de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Porto, sus sugerencias y aportaciones y al profesor Cláudio Monteiro, también de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Porto, que me acercó al interesante mundo de los Sistemas de Información Geográfica y por su apoyo continuo.

Agradecer a todos mis compañeros del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de La Rioja, principalmente a los miembros del Grupo de Investigación de “Planificación, Operación y Control de Sistemas de Energía Eléctrica”, Alfredo otra vez, Pedro, Montse y mis compañeros de fatigas, Eduardo, Enrique y Alberto. Y, cómo no, la impagable ayuda de Charo a la hora de navegar por los trámites administrativos que siguen los estudios de tercer ciclo.

Por último, agradecer la financiación de los trabajos de investigación vinculados a la tesis, por parte del “Ministerio de Ciencia e Innovación” del Gobierno de España, en el marco del Proyecto de Investigación ENE2009-14582-C02-02; por parte del “Ministerio de Educación y Ciencia” del Gobierno de España, bajo el Proyecto DPI2001-2779-C02-02, el Proyecto DPI2005-07494 y el Proyecto 2FD97-1514; por parte del Gobierno de la Comunidad Autónoma de La Rioja, bajo el Proyecto FOMENTA 2008/2009 y el Proyecto ANGI2004/02; y por parte de los Fondos FEDER de la Unión Europea. Además quiero remarcar que esta tesis se ha beneficiado de diversas ayudas ATUR (Ayudas para la realización de Tesis de la Universidad de La Rioja).

ÍNDICE DE FIGURAS	ix
ÍNDICE DE TABLAS	xi
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 ARTÍCULOS PUBLICADOS CORRESPONDIENTES A LA TESIS	1
1.2 UNIDAD TEMÁTICA.....	2
CAPÍTULO 2. RESUMEN	9
2.1 OBJETIVOS.....	9
2.2 METODOLOGÍA.....	10
2.3 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y PRINCIPALES APORTACIONES.....	12
2.3.1 Modelo de previsión espacial, a largo plazo, de generación de electricidad mediante sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia.	12
2.3.2 Modelo del sistema de ayuda a la decisión para la selección idónea de la localización de nuevas instalaciones eólicas.	26
2.3.3 Modelo del sistema de ayuda a la negociación para la ubicación consensuada de instalaciones eólicas.	47
2.3.4 Modelo de evaluación de generación distribuida renovable basado en un modelo de cálculo de recursos solares.	70
CAPÍTULO 3. CONCLUSIONES	81
3.1 CONCLUSIONES DE LA APORTACIÓN 1. HERRAMIENTA SIG PARA LA PREVISIÓN ESPACIAL, A LARGO PLAZO, DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD MEDIANTE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE PEQUEÑA POTENCIA.....	81
3.2 CONCLUSIONES DE LA APORTACIÓN 2. HERRAMIENTA SIG DE AYUDA A LA DECISIÓN PARA LA SELECCIÓN IDÓNEA DE LA LOCALIZACIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES EÓLICAS.....	82
3.3 CONCLUSIONES DE LA APORTACIÓN 3. HERRAMIENTA SIG DE AYUDA A LA NEGOCIACIÓN PARA LA UBICACIÓN CONSENSUADA DE INSTALACIONES EÓLICAS.....	84
3.4 CONCLUSIONES DE LA APORTACIÓN 4. HERRAMIENTA SIG PARA LA EVALUACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE BASADA EN UN MODELO DE CÁLCULO DE RECURSOS SOLARES	85
3.5 CONCLUSIONES FINALES	86
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	89

APÉNDICES	95
APÉNDICE I. “SPATIAL LONG-TERM FORECASTING OF SMALL POWER PHOTOVOLTAIC SYSTEMS EXPANSION”	95
APÉNDICE II. “PROMOTION OF NEW WIND FARMS BASED ON A DECISION SUPPORT SYSTEM”	105
APÉNDICE III. “NEGOTIATION AID SYSTEM TO DEFINE PRIORITY MAPS FOR WIND FARM DEVELOPMENT”	117
APÉNDICE IV. “A GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEM MODEL FOR EVALUATION OF ELECTRIC POWER GENERATION FROM PHOTOVOLTAIC INSTALLATIONS”	129

ÍNDICE DE FIGURAS

	<u>Página</u>
Figura 2.3.1.1. Tipos de zonas geográficas de La Rioja.	16
Figura 2.3.1.2. Evolución del análisis de coherencia.	20
Figura 2.3.1.3. Valores consensuados finales después de la Etapa I y Etapa II de la metodología.	22
Figura 2.3.1.4. Mapa SIG de la densidad de potencia fotovoltaica geográfica total en La Rioja.	24
Figura 2.3.1.5. Mapas SIG de la previsión de densidad de potencia fotovoltaica en una parte de La Rioja.	25
Figura 2.3.2.1. Factor de escala A (en m/s) de la distribución Weibull de velocidad del viento para La Rioja.	34
Figura 2.3.2.2. Mapa del criterio LEC (en €/kWh) de una instalación eólica en La Rioja.	37
Figura 2.3.2.3. Mapa del índice de tolerancia Ta para el grupo económico.	39
Figura 2.3.2.4. Funciones sigmoides para evaluar el impacto visual de varios aerogeneradores (WT).	42
Figura 2.3.2.5. Mapa del impacto visual global en los alrededores de Logroño.	44
Figura 2.3.2.6. Mapa del índice de tolerancia Tb para el grupo medioambiental.	46
Figura 2.3.3.1. Procedimiento del sistema espacial de ayuda a la negociación.	52
Figura 2.3.3.2. Función de estandarización de criterios.	54
Figura 2.3.3.3. Mapas de isolíneas de atributos agregados por pares para tres combinaciones distintas de pares de pesos.	56
Figura 2.3.3.4. Mapa con dos series de clasificación superpuestas S_1 y S_2	61
Figura 2.3.3.5. Mapa de índices de tolerancia para el grupo medioambiental.	65
Figura 2.3.3.6. Mapa de índices de tolerancia para el grupo económico.	65
Figura 2.3.3.7. Mapa de la clasificación inicial.	67
Figura 2.3.3.8. Mapa de modificaciones de la clasificación en la negociación.	69
Figura 2.3.4.1. Generación de energía eléctrica diaria (Wh/m^2) en La Rioja con paneles fotovoltaicos.	78

ÍNDICE DE TABLAS

	<u>Página</u>
Tabla 2.3.1.1.	Densidad de potencia fotovoltaica (Wp/hab.) del análisis de coherencia. 19
Tabla 2.3.1.2.	Previsión de la densidad de potencia fotovoltaica (Wp/hab.) para zonas urbanas. 20
Tabla 2.3.1.3.	Previsión de la densidad de potencia fotovoltaica (Wp/hab.) para zonas rurales electrificadas correspondientes a PFVCR. 21
Tabla 2.3.1.4.	Previsión de la densidad de potencia fotovoltaica (Wp/hab.) para zonas no electrificadas correspondientes a SFVAR. 21
Tabla 2.3.1.5.	Previsión a largo plazo, en el escenario alto, de potencia fotovoltaica total en La Rioja (kWp). 26
Tabla 2.3.3.1.	Ranking de prioridades. 66
Tabla 2.3.3.2.	Nueva clasificación en base a las propuestas de negociación. 69
Tabla 2.3.3.3.	Estadística espacial de las modificaciones de la clasificación. 70
Tabla 2.3.4.1.	Listado de las estaciones meteorológicas de La Rioja geo-referenciadas (UTM, huso 30T). 77
Tabla 2.3.4.2.	Características de tecnologías de paneles fotovoltaicos. 78

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde a la tesis, como compendio de publicaciones, que se presenta de acuerdo a la Normativa para la defensa de tesis doctoral en la Universidad de La Rioja, aprobada por el Consejo de Gobierno de esta Universidad en la sesión celebrada el 2 de febrero de 2012, y modificada por el Consejo de Gobierno de 3 de mayo de 2012 y de 8 de octubre de 2013.

En este Capítulo 1 se indican los artículos publicados correspondientes a la tesis y se describe la unidad temática de la misma. El Capítulo 2 contiene un resumen global, incluyendo objetivos, metodología, revisión bibliográfica y aportaciones originales realizadas. Las conclusiones se recogen en el Capítulo 3, al que siguen las referencias bibliográficas y los apéndices.

1.1 ARTÍCULOS PUBLICADOS CORRESPONDIENTES A LA TESIS

Se presentan en esta tesis, como compendio de publicaciones, cuatro artículos científico-técnicos publicados, tres de ellos en revistas que están indexadas en las bases de datos internacionales y con factor impacto en áreas temáticas relacionadas con la Ingeniería Eléctrica, con las energías renovables y con la planificación energética.

Dos de los cuatro artículos fueron publicados en distintos números de la revista *Renewable Energy*, que está indexada en *Journal Citation Reports* de Thomson-Reuters (JCR). Asimismo dicha revista se encuentra además indexada en *Scimago Journal Rank* (SJR) de Elsevier.

El tercer artículo fue publicado por *Power & Energy Society* del IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), en su revista *IEEE Transactions on Power Systems*, también indexada en los *Journal Citation Reports* (JCR). Igualmente dicha revista se encuentra además indexada en el *Scimago Journal Rank* (SJR).

El cuarto artículo fue presentado en un Congreso Internacional, siendo seleccionado para su publicación en los *Proceedings* del mismo, *Proceedings* que fueron publicados por Springer-Verlag como libro independiente dentro de su serie (*book series*) *Lecture Notes in Electrical Engineering*.

A continuación indicamos los artículos publicados en revistas indexadas en *Journal Citation Reports* (y en *Scimago Journal Rank*), que son:

1. Ignacio J. Ramírez Rosado, L. Alfredo Fernández Jiménez, Claudio Monteiro, Eduardo García Garrido, Pedro J. Zorzano Santamaría, “Spatial Long-term Forecasting of Small Power Photovoltaic Systems Expansion”, *Renewable Energy*, Vol.36/nº12, pp. 3499-3506 (12/2011).
2. Ignacio J. Ramírez Rosado, Eduardo García Garrido, L. Alfredo Fernández Jiménez, Pedro J. Zorzano Santamaría, Claudio Monteiro, Vladimiro Miranda, “Promotion of New Wind Farms Based on a Decision Support System”, *Renewable Energy*, Vol.33/nº04, pp. 558-566 (04/2008).
3. Ignacio J. Ramírez Rosado, Claudio Monteiro, Eduardo García Garrido, Vladimiro Miranda, L. Alfredo Fernández Jiménez, Pedro J. Zorzano Santamaría, “Negotiation Aid System to Define Priority Maps for Wind Farm Development”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.20/nº2, pp. 618-626 (05/2005).

Y seguidamente señalamos el artículo en Congreso Internacional, publicado en *Lecture Notes in Electrical Engineering*, que es:

4. Ignacio J. Ramírez Rosado, Pedro J. Zorzano Santamaría, “A Geographic Information System Model for Evaluation of Electric Power Generation from Photovoltaic Installations”, *2012 International Conference on Electrical Engineering and Computer Science (ISER EECS2012)*, 23–24 de junio de 2012, Hefei (CHINA), artículo que aparece en el libro “Advances in Mechanical and Electronic Engineering, Volume 2”, David Jin & Sally Lin, Editores, publicado por Springer-Verlag en *Lecture Notes in Electrical Engineering, Volume 177*, pp. 489-496 (2012).

1.2 UNIDAD TEMÁTICA

La terminología empleada para referirse a diferentes tipos de generación distribuida, DG, varía en la literatura científica según autores [1], utilizándose diversos términos como “*embedded generation*”, “*distributed generation*”, “*small-scale generation*”, “*renewable energy sources*” y “*distributed energy resources*”.

Se puede establecer una clasificación de tipos de DG [2], según sus potencias nominales, en instalaciones de micro DG (de 1 W hasta 5 kW), mini DG (de 5 kW a 5 MW), DG de mediana potencia (entre 5 y 50 MW) e instalaciones de gran DG (entre 50 y 500 MW); además, según la tecnología, la generación distribuida puede clasificarse como perteneciente a una tecnología renovable o no renovable [2], según se utilicen

recursos energéticos primarios renovables o no renovables, para producir energía eléctrica. Algunos tipos de instalaciones DG contienen equipos con un cierto “carácter modular”; en este caso, esa “modularidad” les confiere la característica de ser más fácilmente transportables e interconectables, lo que favorece el acortamiento del tiempo necesario para su instalación y puesta en funcionamiento; ello facilita, además, la ampliación de potencia nominal de la instalación DG para adaptarse a la evolución del consumo.

Las tecnologías de DG renovable comprenden, básicamente, cuatro grandes tipos de instalaciones DG renovables: instalaciones DG de tipo hidráulico, donde se suelen encuadrar las instalaciones micro y mini hidráulicas (también DG mareomotriz, y DG undimotriz que aprovecha el movimiento de las olas); instalaciones DG de tipo térmico donde se pueden integrar la DG geotérmica y la DG de biomasa (biocombustibles); instalaciones DG de tipo solar, en las que se incluyen las instalaciones DG térmica solar y DG fotovoltaica; e instalaciones DG de tipo eólico, donde se consideran la DG eólica. El desarrollo más reciente de nuevas instalaciones DG renovables ha venido siendo más relevante en las encuadradas dentro de las tecnologías de tipo eólico y las de tipo solar [3], [4].

La popularidad de las tecnologías DG renovables proviene de las características de los recursos energéticos renovables que aprovechan. Son considerados, en principio, como “inagotables”, existentes en gran parte del mundo y, frecuentemente, distribuidos en amplias regiones geográficas. Sin embargo, el aprovechamiento de los diferentes recursos renovables varía significativamente entre zonas geográficas, esto es, tiene una fuerte dependencia geográfica. En relación a esta característica, los sistemas de información geográfica son particularmente adecuados para la evaluación y análisis de los distintos tipos de recursos energéticos renovables geográficamente distribuidos.

Los sistemas de información geográfica, SIG (*Geographic Information Systems*) [5], son plataformas computacionales de software desarrolladas para el almacenamiento de información, la representación de datos en mapas geográficos, el cálculo geoespacial y el análisis de resultados en zonas geográficas (considerando conjuntamente toda la información geoespacial disponible), en multitud de campos de interés [6], incluso en temáticas propias de las compañías eléctricas [7], [8].

Los sistemas SIG permiten estudios de planificación donde intervienen multitud de factores e información geoespaciales vinculados a características de tipo geográfico. Por ejemplo, a modo ilustrativo indicamos algunos factores geoespaciales (de una larga lista de posibles factores), representables por un sistema SIG, como los siguientes:

- Disponibilidad/valor del terreno: datos geográficos de propiedad (catastro) y de usos de la tierra; datos geográficos asociados a normas urbanísticas con delimitación de zonas geográficas prohibidas y permitidas para usos planificados; y datos geográficos asociados a valores de mercado del precio del suelo.

- Adecuación del terreno: topografía del suelo (modelo digital del terreno), por ejemplo para calcular inclinaciones o pendientes; mapas de riesgo (por ejemplo, sismicidad, inundabilidad, estabilidad del terreno); datos geográficos asociados a condiciones geográficas naturales del suelo (por ejemplo, datos geográficos de resistividad térmica o de capacidad de soporte de cimentaciones).

- Condicionantes ambientales: datos geográficos relativos a la aplicación de normativas medioambientales en zonas geográficas; datos de disponibilidad de agua en áreas en estudio.

- Costes de instalación: datos geográficos asociados a costes de construcción de instalaciones en determinadas zonas geográficas, considerando materiales de construcción, su transporte hasta la zona, y la infraestructura existente para realizar el transporte.

- Costes de operación y mantenimiento: costes geográficos vinculados a desplazamientos en zonas geográficas (de características orográficas diversas) para tareas de operación y mantenimiento en instalaciones alejadas.

- Transporte de combustible: costes geográficos asociados al transporte de combustible desde los puntos de acopio hasta el lugar de destino, a través de rutas geográficas de características diversas.

- Población: datos geográficos vinculados a información demográfica (por ejemplo, densidad de población) según zonas geográficas.

Una característica principal de un sistema SIG es su capacidad para manejar la información de muy diversas procedencias. Los datos pueden encontrarse en forma de mapas, fotografías, tablas, registros, imágenes de satélite, series históricas, etc.; y estos datos pueden referirse a diferentes áreas geográficas que tienen distintos límites administrativos territoriales, diversas infraestructuras, diferentes limitaciones medioambientales y diversos tipos de restricciones geográficas y técnicas. Los sistemas SIG almacenan y combinan datos geoespaciales en formatos digitales y obtienen resultados frecuentemente en forma de mapas geográficos, fácilmente analizables incluso mediante visualización directa de los mismos. A menudo es necesario recopilar

estos datos y almacenarlos en el formato más apropiado para el sistema SIG. Estos formatos de soporte digital pueden ser de varios tipos: a) formato de trama o de “*ráster*”, que representa un plano dividido en “celdas” (formando una “cuadrícula” geo-referenciada), cubriendo una zona geográfica, donde el valor de una variable se asocia a las “celdas”, formando “coberturas” adecuadas para cálculos y análisis espaciales con el sistema SIG; b) el formato vectorial, que asocia atributos a formas geométricas (o entidades) como puntos, líneas geométricas, polilíneas abiertas o cerradas (polígonos), convenientemente geo-referenciadas, donde los atributos pueden contener el valor asignado a cualquier variable alfanumérica (por ejemplo, el nombre de una localidad, el tipo de conductor eléctrico asociado a una polilínea abierta que representa a una línea eléctrica, el valor de potencia que circula por una línea eléctrica asociada a una polilínea, etc.); y c) modelos de datos de superficie o modelo digital del terreno, adecuados para modelizar y representar superficies en tres dimensiones, como las superficies topográficas.

Entre las aplicaciones de los sistemas SIG, debemos destacar los estudios avanzados de planificación energética regional utilizando sistemas de información geográfica [9], donde se aborda la creación de diversos modelos específicos de cálculo geoespacial para desarrollar, con amplitud y detalle, diferentes análisis de planificación de la generación distribuida renovable y no renovable, así como sobre la planificación de otros tipos de infraestructuras eléctricas en zonas geográficas de interés. Las correspondientes herramientas específicas de análisis geoespacial se encuentran implementadas dentro de una plataforma SIG, dejando libertad al planificador para definir, dentro de un área geográfica específica, una amplia variedad de parámetros influyentes en la planificación de la generación distribuida de origen renovable. En los siguientes párrafos, se resumen algunas de las características relevantes de los modelos SIG desarrollados [9].

Una serie de herramientas SIG creadas están dedicadas a la evaluación de aprovechamientos de recursos renovables primarios distribuidos geográficamente como son el viento (velocidad y dispersión del viento); el agua (caudal turbinable de aprovechamientos hidráulicos); el sol (radiación solar); y la biomasa (capacidad de producción y contenido energético de biomasa recolectada).

Igualmente, las herramientas SIG desarrolladas recogen costes de instalación, y costes de operación y mantenimiento, así como costes de producción o de transporte de energía eléctrica, relacionados con las nuevas infraestructuras eléctricas (nuevas líneas eléctricas y nuevas unidades de generación distribuida); y costes de operación y mantenimiento de la red existente junto con sus costes de transporte o de producción de

energía eléctrica. En cuanto a las infraestructuras eléctricas, se tiene en cuenta multitud de factores (diferenciados espacialmente), como son los costes del equipamiento necesario según tecnologías (nueva línea eléctrica, nuevo generador, nuevas baterías e inversores, costes de la conexión a la red, etc.), así como factores económicos (tasa económica de actualización anual y posibles subvenciones para la compra de equipamiento), necesarios para evaluar costes de nuevas instalaciones eléctricas. También se incluye la evaluación del valor del “coste nivelado de la electricidad” (“*Levelized Electricity Cost*”, *LEC*) [10], incluyendo precios de la energía eléctrica, valor que resulta ser esencial para efectuar comparaciones económicas entre soluciones alternativas de planificación.

También dichas herramientas SIG pueden representar aspectos medioambientales asociados a la instalación de generación distribuida (tasas de penalización por emisiones, zonas protegidas, riesgos de impactos ambientales, contaminación e impacto visual).

Estas herramientas SIG permiten la obtención de mapas “de competencia” entre distintas tecnologías de generación distribuida. Con los modelos desarrollados en los SIG se pueden comparar y analizar los costes de producción de electricidad mediante DG renovables (de tipo solar, eólico, hídrico, o de biomasa), o mediante DG no renovable, o mediante sistemas híbridos DG (instalación DG híbrida, renovable y no renovable), tanto para sistemas de generación eléctrica aislados como para los conectados a la red eléctrica existente, en la zona geográfica analizada, incluyendo la ampliación de dicha red eléctrica existente como parte de la solución de planificación.

De esta forma, con los modelos desarrollados se puede seleccionar la mejor solución de planificación de generación distribuida renovable para una zona geográfica en estudio, dependiendo de los recursos renovables existentes, de la tecnología empleada de conversión en energía eléctrica, de la situación geográfica de las unidades generadoras, de las diferentes políticas energéticas de subvenciones, de los precios de la electricidad, y de la ampliación de la red eléctrica existente.

Además, las herramientas SIG permiten introducir criterios específicos de diferentes grupos socioeconómicos (empresas eléctricas y grupos medioambientales) involucrados en la planificación de la generación distribuida renovable, cuando se pretende seleccionar lugares adecuados donde instalar un determinado tipo de generación distribuida renovable.

Así, un modelo SIG creado que representa a un sistema de ayuda multiagente, junto con un modelo SIG desarrollado que corresponde al sistema de ayuda a la negociación, constituyen unas herramientas SIG aplicables para situaciones donde varios grupos socioeconómicos participan en la toma de decisiones estratégicas para la instalación de nuevas plantas de DG renovables, en una región en estudio. Estas herramientas SIG consideran los diversos intereses (económicos y medioambientales) de los grupos, en términos del grado de preferencia (total o parcial) o de rechazo de cada grupo respecto a la instalación de un tipo de DG renovable, en cada localización de la zona estudiada; y además el sistema de ayuda a la negociación permite guiar los procesos de negociación entre los grupos, con el objetivo de lograr una solución de planificación satisfactoria para los mismos.

Las herramientas SIG mencionadas fueron ensayadas y validadas en La Rioja, si bien pueden ser aplicables a cualquier otra zona geográfica.

El trabajo de investigación, correspondiente al compendio de publicaciones que constituyen la tesis, fundamentalmente se entronca en el ámbito de la planificación energética regional utilizando sistemas de información geográfica [9]; así este compendio de publicaciones presenta, como veremos en el capítulo 2, contenidos que desarrollan aspectos de interés en la planificación de generación distribuida renovable, mediante SIG, en una zona geográfica.

Indicamos a continuación, una síntesis de los temas específicos abordados por dichas publicaciones.

La publicación “Spatial Long-term Forecasting of Small Power Photovoltaic Systems Expansion”, describe una herramienta SIG para la previsión del crecimiento espacio-temporal de sistemas de generación distribuida renovable, evaluado a largo plazo en una zona geográfica, mediante la previsión de la instalación de determinados tipos de tecnología (sistemas fotovoltaicos) de generación distribuida renovable, en esa misma zona geográfica y a lo largo del tiempo.

La publicación “Promotion of New Wind Farms Based on a Decision Support System”, expone detalladamente la herramienta SIG que constituye un sistema de ayuda a la decisión multiagente, utilizado para determinar localizaciones idóneas de nuevas instalaciones DG renovables (eólicas) en una zona geográfica, de acuerdo a la preferencia/tolerancia de los grupos socioeconómicos involucrados.

La publicación “Negotiation Aid System to Define Priority Maps for Wind Farm Development”, muestra la herramienta SIG que constituye un sistema de ayuda a la

negociación multiagente, utilizado en procesos de negociación entre grupos socioeconómicos, con opiniones o intereses contrapuestos, para llegar a establecer localizaciones definitivas de construcción de nuevas instalaciones DG renovables (eólicas), en la zona geográfica estudiada.

Y la publicación “A Geographic Information System Model for Evaluation of Electric Power Generation from Photovoltaic Installations”, describe una herramienta SIG para la evaluación de la generación de energía eléctrica a partir del cálculo espacio-temporal, con elevado grado de detalle, de los recursos energéticos renovables (solares) distribuidos en una zona geográfica, incluyendo la variación geográfica del rendimiento de la tecnología (fotovoltaica) utilizada.

CAPÍTULO 2. RESUMEN

En el presente documento, que corresponde a la tesis como compendio de publicaciones, se describen distintas herramientas de planificación de generación eléctrica obtenida con recursos renovables espacialmente distribuidos. Estas herramientas han sido implementadas en un sistema de información geográfica (SIG).

Como se ha dicho, se han creado modelos y una herramienta SIG para representar espacialmente la previsión del crecimiento, a largo plazo, de generación distribuida (DG) mediante pequeños sistemas fotovoltaicos, crecimiento extendido sobre una zona geográfica.

También se han construido modelos y metodologías, que constituyen un sistema (herramienta SIG) de ayuda a la decisión (a los grupos socioeconómicos implicados), para su aplicación en la selección de localizaciones geográficas idóneas de construcción de nuevas instalaciones DG eólicas. La herramienta SIG ofrece mapas geográficos de preferencia de localizaciones de los grupos, determinando así las mejores localizaciones simultáneamente aceptables por parte de todos los grupos.

Además se han creado modelos y metodologías, correspondientes a un sistema (herramienta SIG) de ayuda a la negociación, con objeto de que los grupos implicados en el desarrollo de instalaciones DG eólicas seleccionen, consensuada y ordenadamente, las localizaciones permitidas/toleradas donde finalmente emplazar dichas instalaciones, en la zona geográfica analizada.

Igualmente se han establecido modelos y metodologías para crear una herramienta SIG que permite evaluar, con elevado grado de detalle, la generación de energía eléctrica en una zona geográfica determinada, procedente de distintos tipos de tecnologías fotovoltaicas, utilizando cálculo espacio-temporal de los recursos solares, y mediante representación de interrelaciones espacio-temporales entre reflectancias del terreno y clima, y aquellas tecnologías fotovoltaicas.

2.1 OBJETIVOS

Los objetivos establecidos se han clasificado en tres objetivos fundamentales y un objetivo adicional. Son los siguientes:

Objetivos fundamentales:

1. Crear una herramienta SIG de previsión, a largo plazo, de generación de electricidad mediante sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia, junto con su distribución geográfica, mediante una metodología de previsión del crecimiento espacio-temporal de dichos sistemas fotovoltaicos en una zona geográfica.
2. Crear un sistema (herramienta SIG) de ayuda a la decisión para la localización óptima de instalaciones generadoras de energía eléctrica, a partir de los recursos renovables (eólicos) de una zona geográfica; sistema diseñado para considerar, simultáneamente, las distintas preferencias de los grupos que intervienen en la decisión de la localización. El sistema de ayuda a la decisión logra una selección idónea de los lugares más aceptables por parte de los grupos, sin que ellos interaccionen entre sí.
3. Crear un sistema (herramienta SIG) de ayuda a la negociación para la ubicación consensuada de nuevas instalaciones DG eólicas en una zona geográfica, diseñado para ofrecer soluciones a conflictos originados por las posiciones/opiniones inicialmente contrapuestas de los grupos y, finalmente, alcanzar una selección ordenada, según preferencias, y negociada entre los grupos, de los lugares “permitidos/tolerados” por los mismos.

Objetivo adicional:

4. Crear una herramienta SIG de evaluación de generación distribuida renovable, a partir de una modelización de tecnologías fotovoltaicas y de un modelo de evaluación espacio-temporal (con elevado grado de detalle) de recursos solares, incluyendo la creación de bases de datos geográficos sobre clima, reflectancias del terreno, y tecnologías de generación fotovoltaica; y realizando también cálculos espacio-temporales que representan sus interrelaciones.

2.2 METODOLOGÍA

La metodología que se ha seguido, para alcanzar los objetivos propuestos, se presenta a continuación.

1. Revisión bibliográfica¹ de modelos de previsión espacio-temporal, a largo plazo, de generación de electricidad mediante sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia.
2. Revisión bibliográfica de sistemas de ayuda a la decisión para la localización idónea de nuevas instalaciones DG eólicas, considerando simultáneamente las preferencias de grupos socioeconómicos participantes en el proceso de decisión.
3. Revisión bibliográfica de sistemas de ayuda a la negociación para selección consensuada de ubicaciones geográficas de instalaciones DG eólicas por parte de grupos socioeconómicos con intereses contrapuestos.
4. Revisión bibliográfica de modelos de cálculo de recursos solares para la evaluación de generación distribuida fotovoltaica.
5. Creación e implementación de una herramienta SIG de predicción, a largo plazo, del crecimiento, en una zona geográfica, de generación distribuida renovable mediante sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia.
6. Creación e implementación de una herramienta SIG de ayuda a la decisión para la selección de localizaciones idóneas de implantación de instalaciones DG eólicas, en los mejores lugares simultáneamente aceptables por los grupos implicados.
7. Creación e implementación de una herramienta SIG de ayuda a la negociación para la ubicación consensuada de nuevas instalaciones DG eólicas mediante la selección, de forma ordenada y negociada, de lugares “permitidos/tolerados” por los grupos.
8. Creación e implementación de una herramienta SIG para la evaluación, con elevado grado de resolución, de generación de energía eléctrica en una zona geográfica, a partir del recurso solar disponible en la zona, considerando distintas tecnologías de panel fotovoltaico, así como detalladas bases de datos tecnológicos, meteorológicos y geográficos, y sus interacciones.

¹Cada una de las revisiones bibliográficas están referidas a cada uno de los años en que se publicaron los correspondientes artículos recogidos en esta tesis, presentada como compendio de publicaciones.

2.3 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y PRINCIPALES APORTACIONES

2.3.1 Modelo de previsión espacial, a largo plazo, de generación de electricidad mediante sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia.

Un aspecto que determina el éxito de un producto o tecnología es su expansión futura (crecimiento futuro) o su “penetración” futura en el mercado. Las respuestas a preguntas como “¿cuáles serán sus ventas en los próximos años?” o “¿cuándo vamos a lograr una cuota de mercado del 50%?” pueden ilustrar el éxito del producto a largo plazo. Las tecnologías energéticas se ven afectadas por una incertidumbre similar en cuanto a su expansión en el mercado: los productos basados en nuevas tecnologías tienen que competir con los basados en tecnologías antiguas.

Las políticas públicas llevadas a cabo en países desarrollados han venido otorgando a entidades oficiales más competencias en la planificación energética, reduciendo las áreas geográficas de interés para la instalación de nuevas plantas energéticas a lugares más específicos y zonas más pequeñas [11]. En este contexto es importante la consecución de objetivos tales como el crecimiento de sistemas de generación eléctrica más limpios y la reducción del impacto medioambiental asociado a la instalación de esas nuevas instalaciones energéticas.

La previsión de la demanda eléctrica ha sido tratada bajo métodos de evaluación del crecimiento de la demanda espacial (*Spatial Load Forecasting*) [12], [13]. Los factores geográficos son muy influyentes en los patrones de crecimiento de la demanda eléctrica futura. Por ejemplo, el uso del suelo, la distancia a los centros urbanos, a carreteras o a otras infraestructuras condiciona el patrón de evolución de la demanda eléctrica futura en un área geográfica.

De forma análoga, resulta de interés la previsión de la generación eléctrica distribuida (*Distributed Generation*, DG).

Los sistemas DG suelen incluir sistemas de cogeneración o sistemas con fuentes de energía renovables (ER), principalmente con energía eólica, solar, de biomasa o con “pequeñas” unidades hidroeléctricas. Los sistemas DG basados en ER ofrecen beneficios medioambientales en comparación con las instalaciones convencionales de generación eléctrica [14], aunque estas no son las únicas ventajas de los sistemas DG [15]. Los beneficios potenciales de la DG han llevado a la aprobación de distintas políticas de promoción en todo el mundo [16], y los sistemas DG basados en ER son unos de los de mayor interés actual por su empleo de “tecnologías limpias” [17].

Los Sistemas de Información Geográfica (SIG) son las herramientas adecuadas para análisis y visualización espacial de la expansión de sistemas de energía fotovoltaica de pequeño tamaño. Los sistemas SIG se han utilizado en diversas aplicaciones energéticas, desde la asignación de los recursos energéticos disponibles hasta la planificación de las infraestructuras energéticas. En aplicaciones energéticas, los SIG se han empleado en la evaluación de recursos de viento, solares o de biomasa [18], y en la integración de estas fuentes de energía renovable en zonas remotas [19]. Estos sistemas SIG manejan datos alfanuméricos geo-referenciados, empleando modelos digitales computerizados: uno de los modelos más útiles es el modelo de datos de trama o cobertura *ráster*. Dicho modelo divide el área geográfica estudiada en una rejilla regular de celdas SIG, en la que cada celda contiene el valor de una variable de interés, almacenada internamente en una posición geográfica geo-referenciada: la posición de esa celda. Por lo tanto, cada celda puede contener datos SIG tales como, entre otros, la densidad de población (actual o prevista), la generación de energía eléctrica total en el área (representada por la celda), o la potencia “punta” instalada con tecnología fotovoltaica, en esa posición geográfica geo-referenciada representada por la celda SIG.

Los pequeños sistemas de energía fotovoltaica son instalaciones DG renovables que se pueden conectar a las redes de distribución, aunque algunos consumos eléctricos en lugares “remotos” requieren sistemas de energía fotovoltaica “aislados” de las redes. La promoción de esta clase de tecnología de generación eléctrica, mediante subvenciones, ha impulsado la introducción de la tecnología fotovoltaica [20].

En adelante, estos sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia serán clasificados de la siguiente manera: sistemas aislados de las redes de distribución eléctrica, denominados “Sistemas Fotovoltaicos Aislados de la Red” (SFVAR); paneles fotovoltaicos conectados a las redes de distribución, denominados “Paneles Fotovoltaicos Conectados a la Red” (PFVCR); y sistemas fotovoltaicos integrados en edificios (SFVIE), denominados “Sistemas FVIE Conectados a la Red”.

El crecimiento o expansión de pequeños sistemas de energía fotovoltaica, en una zona geográfica determinada, está relacionada con el tipo de zona (rural o urbana) y la distribución demográfica en la zona. Las zonas urbanas son núcleos de población con elevadas densidades de habitantes (habitantes por unidad de superficie), donde la población suele agruparse en edificios altos (de varios pisos). Los sistemas FVIE y los PFVCR montados sobre tejados pueden ser instalados en estas zonas urbanas. Las zonas rurales, donde la densidad de población es menor, se pueden clasificar como zonas rurales electrificadas y zonas rurales no electrificadas, en función de la existencia o de

la ausencia de redes de distribución eléctrica en ellas. Las zonas rurales electrificadas son lugares adecuados para la instalación de PFVCR, debido a que la superficie disponible por habitante es mayor que en las zonas urbanas. En zonas rurales no electrificadas, y sólo para consumos de pequeña potencia domésticos, el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica SFVAR (incluyendo almacenamiento de energía), requiere mayores potencias por habitante que la necesaria en las zonas rurales electrificadas.

Por lo tanto, la mencionada categorización de áreas geográficas (rurales no electrificadas/electrificadas y urbanas), proporciona una adecuada clasificación de los factores asociados a la expansión de los sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia.

2.3.1.1 Aportación 1. Herramienta SIG para la previsión espacial, a largo plazo, de generación de electricidad mediante sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia.

En esta aportación se presenta la metodología propuesta para la predicción espacial, a largo plazo, del crecimiento o expansión de sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia, y su distribución espacial en una zona geográfica. Los resultados finales son mapas en un SIG que contienen una información útil, cuantitativa y visual, de la distribución espacial de las densidades de potencia asociadas a nuevos sistemas fotovoltaicos, a largo plazo.

La metodología tiene en cuenta la densidad de población, el uso del suelo y el tipo de sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia, clasificados tal y como se han descrito anteriormente. El problema de previsión de la generación se suele caracterizar, en ocasiones, por un escaso crecimiento (incluso ausencia) de estas instalaciones en el pasado, en ciertas zonas geográficas; por lo tanto es difícil predecir su crecimiento futuro a partir de datos del pasado en esas zonas.

En la metodología de previsión del crecimiento (expansión) espacial de estas instalaciones fotovoltaicas, se tienen en cuenta las opiniones de expertos, basadas en su experiencia y sus expectativas sobre el desarrollo de la tecnología, el mercado, las barreras de penetración de tecnologías fotovoltaicas y las tendencias de las políticas energéticas. Esta metodología de predicción agrega la información derivada del juicio de expertos, mediante un enfoque estructurado y consensuado.

En la literatura internacional no existen aplicaciones con la metodología propuesta que estén relacionadas con el campo de la energía fotovoltaica, pero existe

una gran cantidad de aplicaciones con otros métodos de previsión cualitativa (*qualitative forecasting*) [21] basados en el juicio de expertos. La principal diferencia entre la metodología propuesta y las demás encontradas en publicaciones científico-técnicas se centra en la interacción presencial entre los expertos.

La metodología SIG espacial desarrollada se centra en una desagregación espacial del problema de *qualitative forecasting*, lo que permite una mejor comprensión del proceso por parte de los usuarios del *forecasting* y, en consecuencia, ofrece mejores estructuras de trabajo y de extracción del conocimiento a partir del juicio de expertos. Este enfoque espacial SIG de la metodología está basado en que, habitualmente, hay una relación espacial significativa entre el desarrollo de instalaciones fotovoltaicas de pequeña potencia y el consumo eléctrico asociado a pequeñas demandas de energía eléctrica [22]. En consecuencia, existe una relación significativa entre la densidad de consumidores de electricidad (habitantes) y la densidad de potencia fotovoltaica instalada (mediante sistemas de pequeña potencia).

La metodología SIG propuesta utiliza información sobre distintos valores técnicos, como la potencia fotovoltaica (potencia punta) por habitante (Wp/hab.), denominada densidad de potencia fotovoltaica; y la información espacial sobre la densidad de consumidores (densidad de habitantes, es decir, habitantes por km²) en la zona bajo estudio. La potencia fotovoltaica por habitante (Wp/hab.) es un indicador adecuado para analizar diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos, morfologías urbanas y características de la zona geográfica en estudio. Además, la información sobre la densidad de habitantes (hab./km²) y su previsión, puede obtenerse de organismos oficiales.

El caso de estudio elegido corresponde a La Rioja, que se presenta en la Figura 2.3.1.1, donde se muestran diferentes tipos de zonas (o áreas): zonas urbanas, zonas rurales electrificadas y zonas no electrificadas. Tanto las áreas urbanas como las rurales electrificadas permiten que los sistemas fotovoltaicos se conecten directamente a las redes eléctricas de distribución. El otro tipo de zona corresponde al de zonas rurales no electrificadas, es decir, áreas destinadas a instalaciones fotovoltaicas de pequeña potencia aisladas de las redes de distribución. Se define “tecnología fotovoltaica” a una combinación de un tipo de instalación fotovoltaica de pequeña potencia y un tipo de zona geográfica (zona urbana o rural, electrificada o aislada).

La metodología general de previsión espacial, a largo plazo, se estructura en tres etapas. En la Etapa I, un grupo de expertos identifica y analiza escenarios alternativos con el fin de alcanzar, para cada escenario en cada horizonte temporal y para cada

“tecnología fotovoltaica”, un acuerdo sobre diversos valores técnicos asociados a la previsión. La Etapa II contiene un método para analizar la coherencia entre los valores obtenidos en la etapa anterior. Por último, en la Etapa III, se desarrollan los mapas SIG que contienen, para cada horizonte temporal, la expansión prevista de los sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia en la zona estudiada. Las etapas se irán ilustrando con el caso de La Rioja.

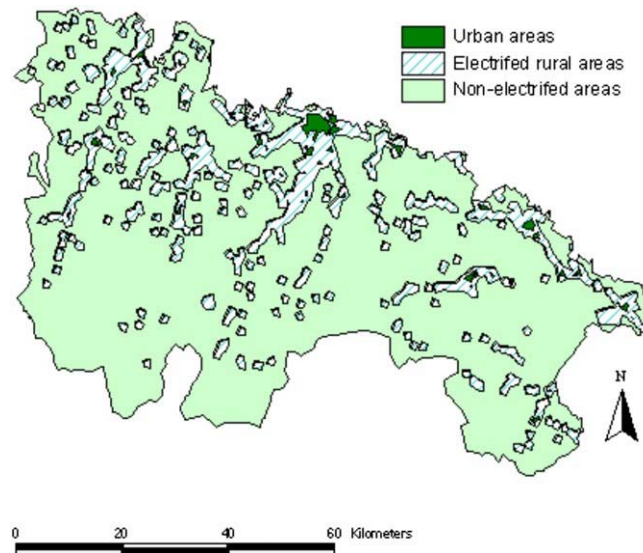


Figura 2.3.1.1. Tipos de zonas geográficas de La Rioja.

Evidentemente la metodología presentada en esta aportación se puede realizar periódicamente (por ejemplo cada cierto número de años), con nuevas reuniones de expertos.

Etapa I. Reunión de expertos independientes para realizar la previsión cualitativa tecnológica.

Se utiliza un método de previsión basado en información subjetiva llamado “jurado de opinión ejecutiva”, o “panel de método de consenso” [21]. Este método supone que el consenso entre varios expertos proporciona una previsión mejor que la opinión de un único experto. La etapa I consiste en una reunión de expertos, con una comunicación abierta y una interacción libre entre sus miembros, donde cada experto presenta su opinión individual sobre algunos de los indicadores necesarios para la previsión buscada.

Inicialmente los expertos proporcionan valores técnicos de acuerdo con un escenario optimista (alto – H) y otro escenario pesimista (bajo – L). Estos valores técnicos son: el crecimiento anual de la densidad de potencia fotovoltaica (potencia fotovoltaica por habitante, Wp/hab.) en cada año, y el valor de la densidad de potencia

fotovoltaica máxima, es decir, el nivel de saturación de la densidad de potencia fotovoltaica alcanzable al final del periodo de previsión en estudio.

El acuerdo a alcanzar por los expertos sobre los valores de densidad de potencia fotovoltaica se refiere a varios horizontes temporales (en nuestro caso, horizontes correspondientes a los periodos 2007–2012, 2012–2017, 2017–2022 y 2022–2027); y en zonas geográficas adecuadas (en nuestro caso, zonas urbanas, zonas rurales electrificadas y zonas no electrificadas). El nivel de saturación se considera un valor técnico asociado a las áreas “disponibles” para la instalación de sistemas fotovoltaicos. La “disponibilidad” está asociada a las características propias del área, y a los tipos de sistemas fotovoltaicos (por ejemplo, los sistemas fotovoltaicos integrados en edificios, SFVIE, son más apropiados en las zonas urbanas).

En nuestro caso de estudio, el consenso entre los expertos proporcionó los valores (para los escenarios bajo y alto) de crecimiento anual fotovoltaico, es decir, valores del incremento (ritmo de crecimiento) anual, en tanto por ciento, de la densidad de potencia fotovoltaica. Algunos expertos basaron sus valores en el conocimiento y la experiencia personal con respecto a la zona geográfica en estudio y su morfología rural y urbana; o basaron esos valores en políticas (nacionales y regionales) de incentivos de los sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia. Otros expertos presentaron argumentos que utilizaban estudios y previsiones internacionales sobre la evolución de la tecnología fotovoltaica en el mundo. Como resultado del consenso, los expertos más escépticos aceptaron previsiones más optimistas y los expertos más optimistas acordaron y comprendieron ciertas barreras que podrían reducir sus expectativas.

En el debate sobre los valores máximos de densidad de potencia fotovoltaica (nivel de saturación), los expertos coincidieron en que estos límites estaban relacionados con el área disponible, con las restricciones impuestas por la legislación y las asociadas a la zona para cada tipo de instalación fotovoltaica.

Por lo tanto, en las zonas urbanas, el nivel de saturación fue restringido por la superficie disponible en morfologías de construcción urbana, con más superficie disponible para los SFVIE, pero menos densidad de potencia fotovoltaica, lo que resultó en un nivel de saturación ligeramente mayor (70 Wp/hab.) que para los PFVCR (60 Wp/hab.).

En las zonas rurales resultó un nivel de saturación más elevado (160 Wp/hab.). Por último, para los sistemas fotovoltaicos aislados de la red (SFVAR), los expertos

coincidieron en que estos sistemas fotovoltaicos requieren un nivel de saturación aún mayor (250 Wp/hab.).

Etapa II. Análisis de la coherencia de los valores de previsión tecnológicos, realizado por el panel de expertos.

Como ha sucedido con otros productos tecnológicos en el pasado, podemos esperar un comportamiento similar en el crecimiento de los sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia. En los primeros años, el crecimiento puede ser relativamente bajo, aumentando moderadamente con el tiempo; en los años siguientes, puede aumentar rápidamente hasta llegar, en años posteriores, a un crecimiento muy lento (fase de saturación).

Este tipo de comportamiento puede ser representado por medio de una curva de crecimiento, también conocida como una curva en S, debido a su forma particular [21]. La curva en S elegida para esta aplicación es la curva S logística, definida por la expresión (2.3.1-1), donde X_t representa el valor futuro esperado en el tiempo t , S es el nivel de saturación o límite superior esperado y, por último, α y β son los parámetros que se determinarán mediante un proceso de adaptación funcional a los valores técnicos proporcionados por los expertos.

$$X_t = \frac{S}{1 + \alpha \cdot e^{-\beta \cdot t}} \quad (2.3.1-1)$$

Inicialmente, los expertos establecen unos valores sobre el crecimiento anual fotovoltaico (incremento anual, en tanto por ciento, de la densidad de potencia fotovoltaica), sobre el nivel de saturación y sobre los valores iniciales de densidad de potencia fotovoltaica (Wp/hab.). Luego, para cada escenario (alto – bajo) y cada “tecnología fotovoltaica” (es decir, una combinación del tipo de zona geográfica y el tipo de sistema fotovoltaico), se ajustan los parámetros de la curva S logística con dichos valores iniciales de densidad de potencia fotovoltaica (Wp/hab.), utilizando el método de mínimos cuadrados. La curva S resultante se muestra al panel de expertos con el fin de evitar inconsistencias (inadvertidas anteriormente) en los valores de consenso finales.

Por ejemplo, se espera una cierta coherencia entre la tendencia para la curva S logística y el valor del nivel de saturación empleado con esta metodología. Si los expertos detectan inconsistencias, los valores previamente acordados del nivel de saturación (Wp/hab.) y su duración, se modificarán en una nueva reunión de consenso, cambiando los valores de crecimiento anual fotovoltaico.

Después de repetir el proceso, se obtienen los valores finales de crecimiento anual fotovoltaico consensuado para cada uno de los diferentes escenarios y “tecnologías fotovoltaicas”.

Se ilustra a continuación el proceso de análisis de coherencia para la previsión del crecimiento de sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia en zonas rurales electrificadas para un escenario alto. Los valores consensuados iniciales sobre los valores de crecimiento anual fotovoltaico (de la densidad de potencia fotovoltaica), presentados por los expertos (15%, 20%, 25%, 20% para los periodos 2007–2012, 2012–2017, 2017–2022 y 2022–2027), se utilizan para calcular la densidad de potencia fotovoltaica (en Wp/hab.) hasta el final de cada periodo. Estos valores de densidad de potencia fotovoltaica inicial se muestran en la segunda columna de la Tabla 2.3.1.1 (Paso 1). Con estos valores y el nivel de saturación (160 Wp/hab.), también proporcionado por el panel de expertos, se evaluaron los parámetros α y β de la curva S logística utilizando el método de mínimos cuadrados.

Tabla 2.3.1.1. Densidad de potencia fotovoltaica (Wp/hab.) del análisis de coherencia.

Año	Paso 1	Paso 2	Paso 3	Paso 4
2007	0.23	0.23	0.23	0.23
2012	0.46	1.24	0.70	1.24
2017	1.15	12.97	2.61	6.65
2022	3.51	69.76	11.69	29.83
2027	8.74	140.31	43.39	91.04

La curva S logística resultante, definida según la expresión (2.3.1-1), se muestra en la Figura 2.3.1.2 con los símbolos \blacklozenge , donde se representa la densidad de potencia fotovoltaica en el eje vertical. A continuación, esta curva S se mostró a los expertos, que no estuvieron de acuerdo con el tiempo necesario para alcanzar el nivel de saturación, por ser demasiado largo según sus perspectivas (cerca de 50 años). Obviamente cada experto tenía su propia opinión sobre la duración de este tiempo hasta alcanzar la saturación, pero los valores del crecimiento anual fotovoltaico fueron cambiando en el proceso de revisión interactivo entre los expertos, por lo que, con la curva S obtenida en el Paso 1, surgieron nuevos acuerdos que condujeron a una decisión de consenso.

Los expertos cambiaron sus valores del crecimiento anual fotovoltaico iniciales, que dieron lugar a nuevos valores de densidad de potencia fotovoltaica (Tabla 2.3.1.1, Paso 2), y la construcción de una nueva curva S logística, también mostrada en la Figura 2.3.1.2 con los símbolos \bullet .

Esta segunda curva S logística mostró, a juicio de los expertos, una corta duración hasta que la densidad de potencia fotovoltaica alcanzaba el nivel de saturación, por lo que el panel de expertos acordó nuevos valores del crecimiento anual fotovoltaico en cada periodo y, por consiguiente, un nuevo valor previsto de densidad de potencia fotovoltaica de cada periodo (Tabla 2.3.1.1, Paso 3); por lo tanto se obtuvo una tercera curva S logística, mostrada en la Figura 2.3.1.2 con los símbolos ▲.

Este procedimiento se volvió a repetir hasta alcanzar los valores consensuados finales, cuando los expertos no encontraron inconsistencias entre los valores del crecimiento anual fotovoltaico y el tiempo necesario para alcanzar el nivel de saturación. En el caso presentado, estos valores se alcanzaron después del Paso 4.

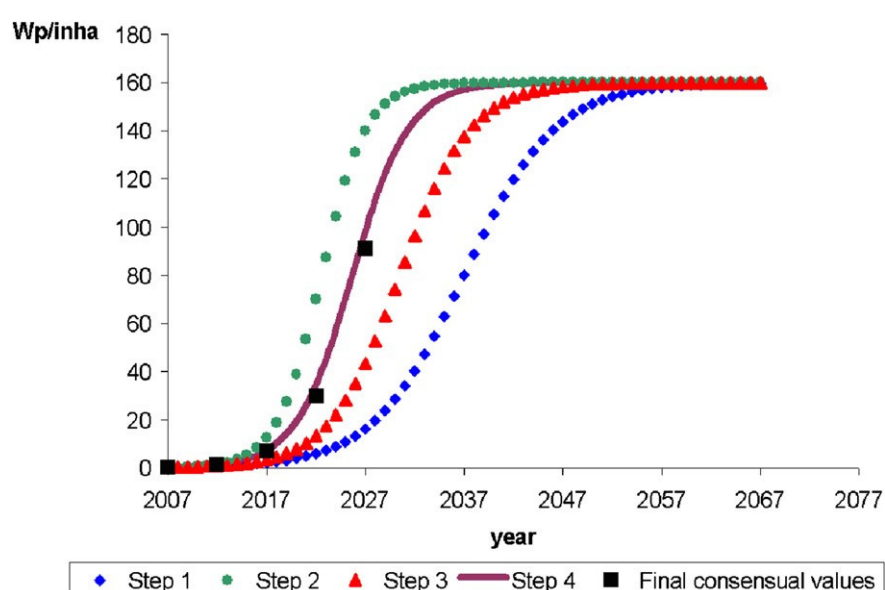


Figura 2.3.1.2. Evolución del análisis de coherencia.

El proceso propuesto se realizó con el resto de escenarios y “tecnologías fotovoltaicas”. Los resultados finales (Wp/hab.) se muestran en la Figura 2.3.1.3 y sus valores se presentan en Tabla 2.3.1.2, Tabla 2.3.1.3 y Tabla 2.3.1.4.

Tabla 2.3.1.2. Previsión de la densidad de potencia fotovoltaica (Wp/hab.) para zonas urbanas.

Año	Escenario Alto		Escenario Bajo	
	SFVIE	PFVCR	SFVIE	PFVCR
2007	0.23	0.23	0.23	0.23
2012	0.29	1.03	0.24	0.57
2017	0.73	3.83	0.39	0.92
2022	1.82	11.69	0.63	1.48
2027	2.93	26.73	1.01	2.39

Tabla 2.3.1.3. Previsión de la densidad de potencia fotovoltaica (Wp/hab.) para zonas rurales electrificadas correspondientes a PFVCR.

Año	Escenario Alto	Escenario Bajo
2007	0.23	0.23
2012	1.24	0.57
2017	6.65	1.75
2022	29.83	5.33
2027	91.04	12.19

Tabla 2.3.1.4. Previsión de la densidad de potencia fotovoltaica (Wp/hab.) para zonas no electrificadas correspondientes a SFVAR.

Año	Escenario Alto	Escenario Bajo
2007	3.00	3.00
2012	11.14	9.16
2017	41.36	27.94
2022	126.21	69.52
2027	203.27	139.84

Estos valores, obtenidos aplicando la metodología propuesta, fueron los valores definitivos utilizados en la siguiente Etapa III.

Etapa III. Construcción de mapas SIG.

En esta Etapa III se obtiene un conjunto de mapas SIG que representa la evolución espacial y temporal, a largo plazo, de la densidad de potencia fotovoltaica geográfica, en kWp/km², de futuros sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia en la zona estudiada.

En un primer paso, los mapas SIG obtenidos corresponden a la evolución de la densidad de población en el área de cada celda de la cobertura *ráster* SIG. Los valores previstos para cada área son obtenidos a partir de información de organismos oficiales.

Después de crear los mapas SIG de densidad de población prevista para la zona analizada, y en los horizontes temporales de estudio, los valores de la densidad de potencia fotovoltaica (Wp/hab.) se proyectan espacialmente sobre dichos mapas, de acuerdo a cada tipo de celda (situada en zona urbana, zona rural electrificada o en zona no electrificada).

La densidad de potencia fotovoltaica geográfica (kWp/km²) se obtiene a partir de los valores de densidad de potencia fotovoltaica (Wp/hab.) de los periodos de predicción (Tabla 2.3.1.2, Tabla 2.3.1.3 y Tabla 2.3.1.4), para cada “tecnología fotovoltaica”, obtenida después de la Etapa I y Etapa II; la evolución temporal y

espacial de la densidad de población geográfica (hab./km²) en cada zona de la región en estudio; y los tipos de zonas asociadas a la región en estudio: zonas urbanas (con paneles fotovoltaicos conectados a la red y con sistemas fotovoltaicos integrados arquitectónicamente en los edificios y construcciones, también conectados a la red); zonas rurales electrificadas (con paneles fotovoltaicos conectados a la red) y zonas no electrificadas (con sistemas fotovoltaicos aislados de la red).

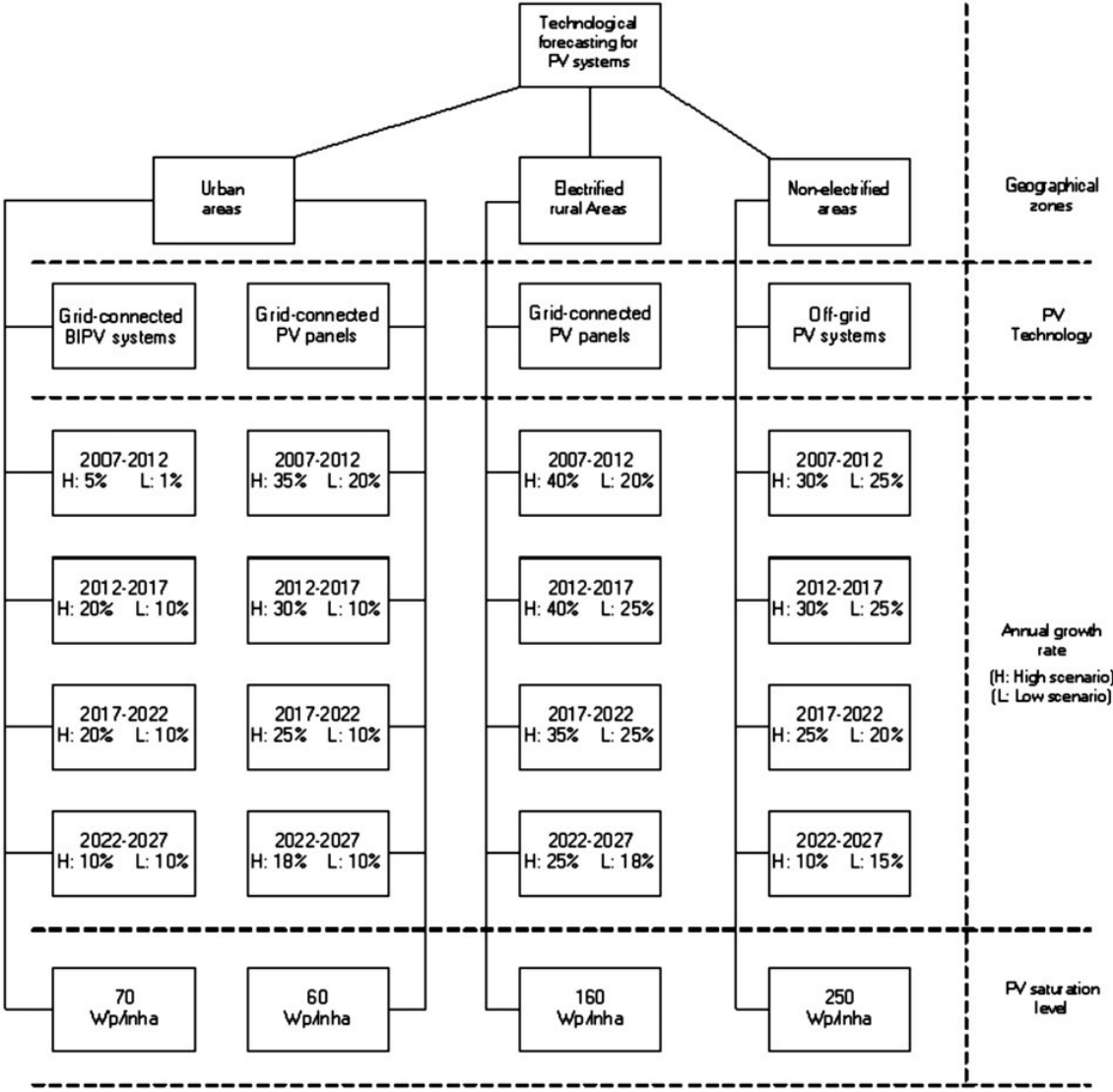


Figura 2.3.1.3. Valores consensuados finales después de la Etapa I y Etapa II de la metodología.

Los resultados computacionales son los mapas SIG de tecnología fotovoltaica correspondientes a la previsión, en los periodos estudiados, para cada “tecnología fotovoltaica”. Cada celda de cualquiera de estos mapas contiene el valor previsto de la densidad de potencia fotovoltaica geográfica (Wp/km²), que corresponde a una “tecnología fotovoltaica” dada. La agregación geográfica (mediante el sistema SIG) de estos mapas conduce a los mapas SIG finales que representan la previsión, a largo

plazo, de la densidad geográfica de potencia fotovoltaica total (Wp/km^2) en la zona. Algunos casos ilustrativos de estos mapas SIG se presentan a continuación.

2.3.1.2 Aportación 1. Aplicación de la herramienta SIG para la previsión espacial, a largo plazo, de generación de electricidad mediante sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia.

A continuación se presentan los resultados alcanzados en La Rioja (superficie total de 5045 km^2). La resolución utilizada (tamaño de cada celda SIG) en los mapas de SIG construidos fue de $100 \times 100 \text{ m}$.

Los resultados consistieron en mapas SIG de densidad de potencia fotovoltaica geográfica (kWp/km^2) a lo largo del periodo de estudio.

En primer lugar, se construyeron los mapas SIG de densidad de potencia fotovoltaica, para los subperiodos de estudio que finalizan en los años 2012, 2017, 2022 y 2027, tanto para el escenario alto (optimista en la previsión) como para el escenario bajo (el pesimista), para cada una de las cuatro “tecnologías fotovoltaicas”. Después se obtuvieron los mapas SIG de tecnología fotovoltaica (en cada celda SIG se multiplica el valor de la densidad de potencia fotovoltaica por el valor de la densidad de habitantes en esa celda).

Se construyeron 32 mapas SIG de tecnología fotovoltaica (cuatro “tecnologías fotovoltaicas”, en cuatro subperiodos, para cada uno de los dos escenarios alto H y bajo L). Posteriormente, mediante la agregación de mapas SIG de tecnología fotovoltaica, se crearon otros ocho mapas SIG con valores de densidad de potencia fotovoltaica geográfica total, para los escenarios alto H y bajo L, al final de los subperiodos que terminan en los años 2012, 2017, 2022 y 2027.

Como un ejemplo ilustrativo de uno de esos ocho mapas finales, el mapa SIG que se muestra en la Figura 2.3.1.4 presenta la densidad de potencia fotovoltaica geográfica total (kWp/km^2) prevista en La Rioja para el escenario alto, en 2027. La Figura 2.3.1.4 muestra los valores más elevados de densidad de potencia fotovoltaica geográfica total en zonas urbanas y en sus alrededores. En numerosas partes de La Rioja, la densidad de potencia fotovoltaica geográfica total presenta valores muy bajos, debido principalmente a la escasa densidad de población en estas zonas (zonas rurales no electrificadas). Se obtuvieron valores máximos de, aproximadamente, $453 \text{ kWp}/\text{km}^2$. En el mapa SIG para el escenario bajo en el año 2027, la densidad máxima prevista fue de, aproximadamente, $163 \text{ kWp}/\text{km}^2$.

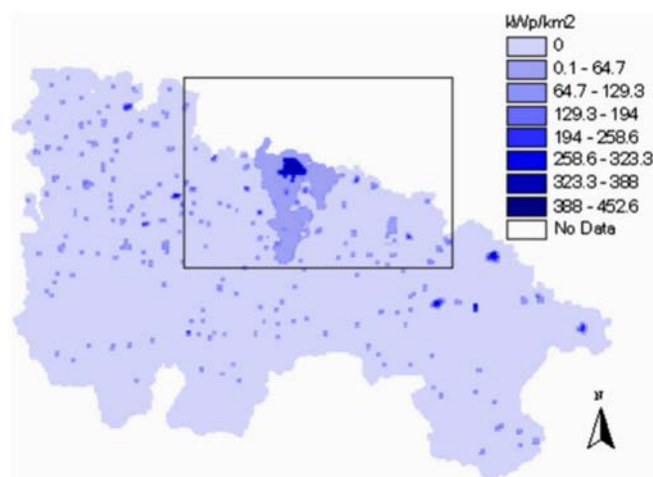


Figura 2.3.1.4. Mapa SIG de la densidad de potencia fotovoltaica geográfica total en La Rioja.

La Figura 2.3.1.5 muestra cuatro mapas SIG correspondientes a las “tecnologías fotovoltaicas”, en un área seleccionada de La Rioja (área enmarcada dentro un rectángulo en la Figura 2.3.1.4), para el escenario alto en 2027. El mapa **a** en la Figura 2.3.1.5 corresponde a paneles fotovoltaicos conectados a la red (PFVCR) en zonas urbanas; el mapa **b**, a sistemas fotovoltaicos integrados arquitectónicamente (SFVIE) conectados a la red en zonas urbanas; el mapa **c**, a paneles fotovoltaicos conectados a la red (PFVCR) en las zonas rurales; y el mapa **d** corresponde a sistemas fotovoltaicos aislados de la red en zonas no electrificadas (SFVAR).

Los cuatro mapas SIG de la Figura 2.3.1.5 muestran las diferencias en la densidad de potencia fotovoltaica geográfica total. Como era de esperar, los sistemas FVIE conectados a la red se encuentran en las zonas urbanas, con un desarrollo más intenso en zonas con alta densidad de población, alcanzando un valor máximo de 36.4 kWp/km². Los sistemas PFVCR aparecen distribuidos en las zonas urbanas y las rurales electrificadas, pero más intensamente cerca de las zonas con alta densidad de población. Los valores máximos de densidad de potencia en PFVCR fueron de 331.6 kWp/km² para las zonas urbanas y 251.9 kWp/km² para las zonas rurales electrificadas. Las instalaciones de sistemas fotovoltaicos aisladas de la red aparecieron en áreas con niveles muy bajos de población, en zonas relativamente alejadas de las redes eléctricas.

De esta manera, la herramienta SIG permite obtener la previsión espacial, a largo plazo, de la expansión de sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia en la región estudiada.

Por otra parte, se pueden obtener distintas previsiones de los mapas SIG de tecnología fotovoltaica para toda la región. Usando operaciones de computación SIG se pueden determinar los valores de previsión de la potencia fotovoltaica total (kWp) en la

región, para cada una de las “tecnologías fotovoltaicas” y para cada uno de los periodos de la previsión.

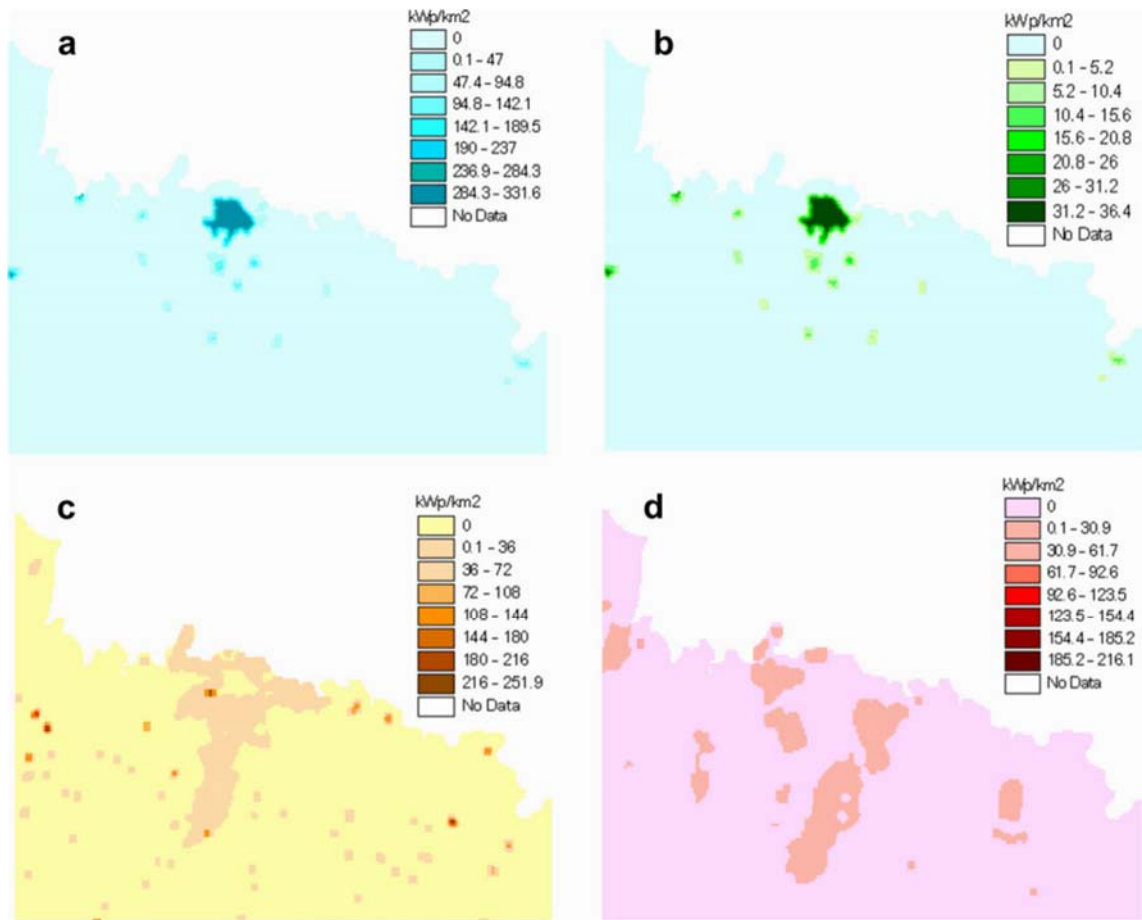


Figura 2.3.1.5. Mapas SIG de la previsión de densidad de potencia fotovoltaica en una parte de La Rioja.

Así, en la Tabla 2.3.1.5 se muestran los valores de previsión de la potencia fotovoltaica (kWp) para las “tecnologías fotovoltaicas” en La Rioja, y para los años 2012, 2017, 2022 y 2027, así como la previsión de la potencia fotovoltaica total regional (kWp). Como se muestra en la Tabla 2.3.1.5, los paneles fotovoltaicos conectados a la red en las zonas urbanas corresponden a la tecnología fotovoltaica con un mayor desarrollo; ello representa, en el 2027, casi el 59% de potencia fotovoltaica total regional. La segunda tecnología fotovoltaica con un desarrollo más intenso es la de paneles fotovoltaicos conectados a la red en las zonas rurales, que representan alrededor del 30% de la potencia fotovoltaica total regional. El desarrollo de las otras dos tecnologías fotovoltaicas (sistemas fotovoltaicos integrados en edificios, también conectadas a la red en zonas urbanas, y sistemas fotovoltaicos aislados de la red en áreas no electrificadas), es inferior a los valores porcentuales anteriormente citados (y se corresponden aproximadamente a los valores de 6.5% y 4.6%, respectivamente, de la potencia fotovoltaica total regional).

Tabla 2.3.1.5. Previsión a largo plazo, en el escenario alto, de potencia fotovoltaica total en La Rioja (kWp).

Tecnologías fotovoltaicas de pequeña potencia	2012	2017	2022	2027
PFVCR en zonas urbanas	210.3	800.6	2 512.3	7 893.1
SFVIE conectados a red en zonas urbanas	59.2	152.7	391.1	865.2
PFVCR en zonas rurales	134.3	737.0	3 398.9	4 010.5
Sistemas fotovoltaicos aislados de red	28.5	73.1	339.7	620.3
Previsión total (kWp)	432.3	1 763.3	6 642.0	13 389.1

Así, los resultados obtenidos (mapas SIG) contienen una importante información cuantitativa y visual sobre la distribución espacial de valores de densidad de potencia fotovoltaica geográfica de nuevos sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia en una zona específica durante un periodo de previsión determinado.

En cuanto a potenciales usuarios de la herramienta SIG desarrollada, los mapas de tecnología fotovoltaica podrían ser de utilidad para vendedores de equipos fotovoltaicos e ingenierías de instalaciones fotovoltaicas, dado que muestran localizaciones con potencial significativo para la construcción de este tipo de instalaciones según las “tecnologías fotovoltaicas” analizadas. Por lo tanto, estos “agentes” pueden planificar sus propias estrategias de negocio, centrando sus acciones en las zonas con mayor potencial de crecimiento fotovoltaico.

Igualmente, los resultados SIG también podrían tener aplicaciones, en la zona bajo estudio, para el análisis y planificación de redes de distribución. Por ejemplo, las empresas distribuidoras de electricidad podrían estudiar la información SIG de previsión, con el fin de analizar los posibles efectos de los sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia en las redes eléctricas.

Por último, mediante el análisis de los resultados SIG de previsión, los organismos oficiales vinculados a políticas energéticas podrían ajustar sus estrategias de incentivos públicos, para modificar los ritmos de penetración espacio-temporal de sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia, de acuerdo a sus planes de desarrollo energético.

2.3.2 Modelo del sistema de ayuda a la decisión para la selección idónea de la localización de nuevas instalaciones eólicas.

El número de nuevas instalaciones DG, a partir de recursos renovables, ha venido aumentando en las redes eléctricas. Los esfuerzos de los países para lograr un

suministro energético independiente de recursos externos y el desafío mundial del cambio climático, han fomentado el desarrollo de este tipo de instalaciones DG renovables.

La planificación y construcción de instalaciones DG eólicas conlleva la selección de lugares en los que estas instalaciones DG eólicas pueden ser construidas cuando varios grupos de decisión (grupos económicos y grupos medioambientales) tienen diferentes intereses. Por ejemplo, las empresas eléctricas buscarán ubicaciones económicamente más atractivas, mientras que otros actores, como los grupos medioambientales, podrían considerar algunas de estas localizaciones como medioambientalmente inaceptables, y siempre buscarán lugares con el mínimo impacto medioambiental. Este conflicto de intereses puede retrasar, e incluso llegar a paralizar, la construcción de nuevas instalaciones DG eólicas.

La planificación de instalaciones DG eólicas está sujeta a procesos de toma de decisión multi-agente, en ocasiones con aspectos económicos y medioambientales en conflicto. La mejor solución ofrecida por los modelos de planificación se ha basado tradicionalmente en soluciones de coste económico mínimo, aunque modelos posteriores han incluido la incertidumbre y otros objetivos, en busca de la mejor solución [23]. Algunos autores han desarrollado modelos de planificación que incluyen las preferencias de grupos sociales como parte del proceso para seleccionar la mejor estrategia de planificación, bajo incertidumbre [24]; o han estudiado el efecto de diferentes métodos para cuantificar los valores de preferencia, o han usado esta cuantificación para clasificar las alternativas de ubicación [25]. La mayoría de estos modelos integran un modelo de criterios múltiples, en un intento de examinar las implicaciones económicas y medioambientales del problema de planificación, donde la selección de los pesos que se atribuye a cada criterio es una de las tareas más polémicas [26].

La selección de ubicaciones para nuevas instalaciones DG eólicas puede ser, en ocasiones, un proceso de toma de decisiones multi-agente, asociado a las características geográficas de dichas ubicaciones [27].

El desarrollo de herramientas informáticas (por ejemplo, sistemas SIG) de apoyo a la decisión, puede contribuir a mejorar los procesos de selección de lugares idóneos para la ubicación de nuevas instalaciones DG eólicas, obteniendo soluciones aceptables para todos los grupos.

Los sistemas SIG se han aplicado a sistemas de apoyo a la decisión, tales como la evaluación del potencial regional en energías renovables [28], la explotación de los recursos renovables locales [29] o la selección de la tecnología energética renovable en la electrificación rural [30]. También se han utilizado los SIG para seleccionar lugares para la ubicación de nuevos parques eólicos [31], utilizando criterios obtenidos como respuesta a cuestionarios remitidos a agentes públicos y privados involucrados.

2.3.2.1 Aportación 2. Herramienta SIG de ayuda a la decisión para la selección idónea de la localización de nuevas instalaciones eólicas.

Esta aportación presenta un sistema de apoyo a la decisión (DAS), implementado en una plataforma SIG, para la selección de lugares idóneos de construcción de nuevas instalaciones DG eólicas, con características previamente definidas (potencia media instalada, tipo de turbina eólica, etc.), aunque puede ser utilizado para cualquier otro tipo de instalaciones DG renovables.

El sistema DAS permite construir mapas de criterios que contienen los valores de los criterios cuantificados por cada grupo (por ejemplo, la rentabilidad económica, para un grupo económico, asociada a una instalación DG eólica en cada ubicación geográfica de la zona en estudio, o celda SIG); y más tarde, el sistema DAS ayuda a identificar la preferencia/tolerancia de cada grupo (en mapas de tolerancia), con objeto de determinar los mejores lugares que son los preferidos por cada grupo, para construir instalaciones DG eólicas en una zona geográfica (por ejemplo, los lugares que proporcionan un mayor beneficio económico son los preferidos por el grupo económico). Posteriormente el sistema DAS seleccionará automáticamente las posiciones geográficas que son los mejores lugares, entre los preferidos por los grupos, para construir una nueva instalación DG eólica.

El sistema de apoyo a la decisión se ha aplicado a zonas seleccionadas de La Rioja, y ha incluido a dos grupos de interés: un grupo económico (compañías eléctricas y consorcios económicos); y un grupo medioambiental (agencias públicas medioambientales, activistas sociales y/o grupos ecologistas), interesados en evitar los efectos medioambientales de nuevas instalaciones DG eólicas.

La metodología para la creación de los mapas SIG de tolerancia puede dividirse en etapas. Las dos etapas principales del proceso de determinación de mapas de tolerancia SIG son la creación de mapas de criterios de decisión para cada grupo, y la creación de los mapas de tolerancia de ambos grupos.

En la primera etapa, cada grupo define sus mapas de criterios y sus conjuntos de atributos. Luego, en la segunda etapa, se obtiene el mapa de tolerancia de cada grupo, mapa en el que se describe y clasifica la preferencia de cada ubicación geográfica de la zona en estudio (o celda SIG), esencialmente a través de la definición de pesos para los criterios y la agregación de criterios de decisión del grupo.

Seguidamente describiremos cada etapa.

A) Etapa I. Creación de mapas de criterios y conjuntos de atributos para cada grupo.

Las preferencias de cada grupo a la hora de seleccionar las ubicaciones geográficas, para la construcción de instalaciones DG eólicas, se organizan en un conjunto de criterios especificados dentro de mapas. Por ejemplo, el grupo medioambiental puede seleccionar mapas de impacto visual de las instalaciones DG eólicas, o mapas de sus distancias a zonas habitadas, o mapas de zonas ecológicamente sensibles a causa de posibles colisiones de aves en las turbinas eólicas, etc. El grupo económico puede utilizar mapas de rentabilidad económica de las instalaciones DG eólicas (beneficio que se puede calcular a partir del “coste nivelado de la electricidad” [10], *Levelized Electricity Cost, LEC*, en €/kWh); mapas del riesgo económico de las inversiones en instalaciones DG eólicas, mapas de inclinaciones del terreno, etc. En el caso que describiremos, se incluyen algunos de esos mapas de criterios en detalle.

Para el sistema DAS, un atributo B es una medida, en tanto por uno, del grado en el que la ubicación de una instalación DG eólica satisface un criterio dado. Así, para un criterio dado, un mapa de preferencia/tolerancia de cada grupo implicado en la selección de la localización de una instalación DG eólica (en términos de valores comprendidos entre 0 y 1), se considera un mapa de atributos. Por ejemplo, los mapas *LEC* nos permiten obtener los valores del beneficio económico en cada celda SIG, que se puede transformar en valores entre 0 (valor 0 asignado a las celdas en las que situar una instalación DG eólica producirá un beneficio económico nulo o pérdidas en la región bajo estudio); y 1 (valor 1 asignado para la celda donde se producirá el mayor beneficio económico en la zona). Así, las celdas SIG del anterior mapa del atributo-*LEC*, con los valores más altos (entre 0 y 1), corresponden a las ubicaciones más favorables económicamente para construir instalaciones DG eólicas.

Por lo tanto, para un criterio dado, las posiciones de los mapas de atributos, con los valores de atributo nulos, están asociadas a las peores ubicaciones, según ese criterio y grupo; y los valores unitarios están asociados a ubicaciones excelentes.

B) Etapa II. Creación de mapas de tolerancia para cada grupo.

Esta segunda etapa se realiza en dos pasos, en los que primero se determina el peso relativo global que cada atributo debe tener, según la importancia relativa otorgada por cada grupo; y después se agrega el conjunto de atributos de cada grupo en un solo índice de tolerancia, que clasifica los lugares, de mayor a menor preferencia/tolerancia, donde situar una instalación DG eólica en la zona geográfica.

En el primer paso, se ajustan los pesos por parejas de criterios, y se obtienen después los pesos relativos globales normalizados para el conjunto de atributos, mediante la aplicación de métodos descritos en [32] y [33].

El ajuste de pesos para un conjunto de criterios puede ser una tarea difícil. Por ejemplo, al considerar los beneficios económicos y el “riesgo” asociado a inversiones en instalaciones DG eólicas, los pesos que representan la relevancia del riesgo frente a los beneficios económicos no son evidentes. Por lo tanto, el primer paso consiste en la determinación de pesos por pares (obtención de pesos entre pares de criterios de cada grupo, por separado), que se pueden seleccionar basándose en la experiencia de los miembros de cada grupo. Después, estos pesos entre pares de criterios proporcionan los pesos relativos globales W_c para todos los criterios de cada grupo por separado, corrigiendo posibles inconsistencias. Los pesos W_c tienen valores comprendidos entre 0 y 1, cumpliendo además, por ser normalizados, que la suma de todos ellos es la unidad. La matriz de Saaty [32], aplicada a los pesos por pares, junto con el método indicado en [33], se han integrado en la herramienta SIG (sistema DAS), para determinar automáticamente estos pesos relativos globales normalizados W_c .

En el segundo paso se produce la agregación SIG del conjunto de atributos de los criterios seleccionados por cada grupo, para construir, a partir de esa agregación SIG, el mapa de tolerancia para cada grupo. Así, para cada grupo, según la expresión (2.3.2-1), se calcula en cada celda j , un índice agregado, T_g , del conjunto de atributos de un grupo g , como una combinación lineal del valor de estos atributos en la celda SIG.

$$T_g = \sum_c W_c \cdot B_c \quad (2.3.2-1)$$

Los pesos W_c y los atributos B_c están referidos al número total de criterios c del grupo g .

Por lo tanto, esto nos permite obtener el mapa de tolerancias (o preferencias) a la construcción de la instalación DG eólica para cada grupo, representado por el índice

agregado T_g , donde cada una de las celdas SIG del mapa tiene un valor asociado de preferencia/tolerancia, que está comprendido entre 0 y 1. Un mapa SIG es una base de datos geo-referenciada, en la que se puede construir tablas adecuadas, donde cada registro representa una ubicación elemental de la instalación DG eólica (una celda SIG o posición j del mapa), con un valor determinado del campo “índice de tolerancia T_g ”. Así, los valores de los registros del índice T_g correspondientes a cualesquiera de las posiciones del mapa indican la preferencia/tolerancia del grupo relativa a esas ubicaciones donde situar una instalación DG eólica. Este *ranking* se realiza automáticamente por el sistema DAS.

A partir de los mapas de tolerancia de los grupos, el sistema DAS permite seleccionar las celdas SIG que contienen un valor 1 (o muy cerca de 1), y que aparecen simultáneamente en todos los mapas. Estos son los mejores lugares para construir nuevas instalaciones DG eólicas ya que todos los grupos están de acuerdo en que son las ubicaciones más adecuadas y más toleradas.

Del mismo modo, todas las celdas SIG que contienen un valor 0 (o muy cercano a 0), de forma simultánea en todos los mapas de tolerancia, son localizaciones en las que no se toleraría y sería inadecuada la construcción de instalaciones DG eólicas según el sistema DAS, ya que todos los grupos consideran que son los peores lugares, simultáneamente, según los criterios de selección de cada grupo.

2.3.2.2 Aportación 2. Aplicación de la herramienta SIG de ayuda a la decisión para la selección idónea de la localización de nuevas instalaciones eólicas.

Presentaremos un caso de implantación de esta metodología de construcción de mapas de tolerancia, para un grupo económico y un grupo medioambiental, a la hora de escoger ubicaciones para nuevas instalaciones DG eólicas en La Rioja.

a) Mapas de tolerancia para el grupo económico.

El mapa de tolerancia para el grupo económico se construye mediante la creación previa de mapas de atributos para los distintos criterios. Estos criterios son los criterios básicos de selección de ubicaciones para instalaciones DG eólicas que han sido escogidas por este grupo, como el criterio de beneficio económico, el criterio de riesgo asociado a la inversión, el criterio de inclinaciones del terreno y el criterio de altura sobre el nivel del mar.

En los siguientes párrafos se explicará el proceso de creación del mapa de atributos para uno de esos criterios: el criterio de beneficio económico. El resto de mapas de criterios y de atributos se abordan mediante un proceso semejante, particularizado a las distintas especificaciones determinadas por el grupo económico.

Mapa de atributos para un criterio económico: evaluación económica de la selección de emplazamientos de nuevas instalaciones DG eólicas.

El proceso de creación del mapa de atributos para el criterio del beneficio económico se divide en cuatro pasos:

- i) la evaluación de los recursos eólicos disponibles;
- ii) el filtrado espacial de la región estudiada, con objeto de identificar los lugares factibles para su análisis;
- iii) la evaluación del beneficio económico mediante la evaluación del *LEC* (€/kWh) en todos los lugares factibles para la instalación de una nueva instalación DG eólica; y por último,
- iv) la propia creación del mapa de atributos a partir de los valores del *LEC*.

El correspondiente resultado final de este proceso es el mapa de atributos que contiene la preferencia/tolerancia del grupo económico, en cada lugar factible, para la instalación de una nueva instalación DG eólica con unas características (potencia instalada, tipo de turbinas eólicas, límites de funcionamiento, curva de potencia, altura sobre el terreno, etc.), definidas por este grupo económico.

i) Paso 1. Recursos eólicos disponibles.

Un examen detallado de los recursos eólicos disponibles en una región es una tarea que requiere elevadas cantidades de cálculo computacional: depende de la orografía de la región bajo estudio, de la rugosidad del terreno, de los obstáculos al movimiento del aire sobre el terreno y, fundamentalmente, de los valores de velocidad y dirección de viento medidos históricamente en las estaciones meteorológicas de la región.

El Programa de Análisis y Aplicación del Atlas Eólico (*Wind Atlas Analysis and Application Program*, WAsP), desarrollado en el Laboratorio Nacional RISØ, de Dinamarca [34] utiliza modelos complejos de mecánica de fluidos para la extrapolación vertical y horizontal de los datos de viento. Este software se basa en un modelo dinámico de viento, y su precisión ha sido probada incluso en las peores condiciones [35].

El software WAsP manipula los datos de viento, utilizando estadísticas de su distribución de densidad de probabilidad. La distribución de densidad de probabilidad con la mejor descripción de las series temporales de velocidad del viento es la distribución de Weibull, que se expresa mediante dos parámetros: el factor de forma, k ; y el factor de escala, A . Estos parámetros varían de un lugar a otro, de acuerdo al régimen local de vientos, a la orografía y a la rugosidad del terreno de la región estudiada. La rugosidad es importante porque explica la influencia de la vegetación, o de cualquier obstáculo orográfico en el terreno, que pueda reducir la velocidad del viento en su proximidad, y modificar el perfil vertical de la velocidad del viento. Ambos parámetros, A y k , se utilizan en la distribución Weibull de la velocidad del viento para evaluar la producción de energía eléctrica promedio de un aerogenerador.

Los datos suministrados al software WAsP son:

- la orografía de la región en estudio, con curvas de nivel (isolíneas), o el modelo digital del terreno de la región, introducido en el SIG;
- mapas de rugosidad, construidos previamente con la plataforma SIG mediante mapas de vegetación y de uso del suelo en la región;
- series temporales de velocidad y dirección del viento, medidas en las estaciones meteorológicas de la región, cuyas ubicaciones están geo-referenciadas en el SIG;
- la definición y ubicación de obstáculos, junto con la rugosidad del terreno, alrededor de las estaciones meteorológicas.

Los resultados finales obtenidos del software WAsP son dos coberturas SIG, cuyas celdas contienen respectivamente los valores de los parámetros de escala y de forma de la distribución Weibull A y k , evaluados para una altura dada por la posición del rotor del aerogenerador sobre el terreno. A partir de los valores de ambas coberturas en cada celda SIG, se puede calcular el valor que adquiere la función de distribución de densidad de probabilidad de viento, $f_{A,k}(v)$, para cada velocidad del viento v no nula, de acuerdo a la expresión (2.3.2-2).

$$f_{A,k}(v) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (2.3.2-2)$$

La Figura 2.3.2.1 muestra los resultados finales del factor de escala A de la distribución Weibull de la velocidad del viento, para toda la región de La Rioja, a 80 m sobre el terreno.

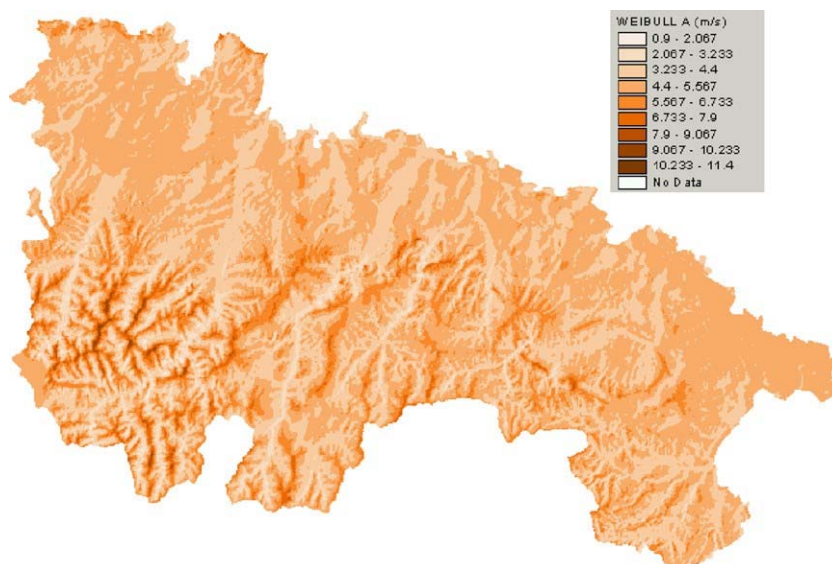


Figura 2.3.2.1. Factor de escala A (en m/s) de la distribución Weibull de velocidad del viento para La Rioja.

ii) Paso 2. Filtrado espacial de zonas prohibidas.

Después de calcular los resultados finales de los recursos eólicos, el sistema DAS filtra estos datos con el fin de excluir todos los lugares donde la instalación de una instalación DG eólica no es factible. Las siguientes áreas fueron excluidas en este caso:

- Parques naturales y áreas protegidas medioambientalmente (áreas completamente protegidas desde un punto de vista legal).
- Las áreas alrededor de las zonas habitadas (zonas urbanas, pueblos, ciudades, etc.).
- Las áreas con posibilidad de interferencias electromagnéticas, como las áreas cercanas a los repetidores de radio o televisión.
- Otras zonas restringidas, como aeropuertos, zonas militares, etc.

Por lo tanto los resultados filtrados, generalmente, incluyen sólo los recursos eólicos para esos lugares donde la instalación DG eólica puede ser permitida legalmente.

iii) Paso 3. Mapa LEC.

Las ubicaciones más favorables desde el punto de vista económico para la construcción de instalaciones DG eólicas se seleccionan, en el sistema DAS, mediante la aplicación de cálculos económicos.

Sea una instalación DG eólica específica, situada en una posición j , con unos determinados aerogeneradores que tienen unas curvas de potencia ($PC_g(v)$ para el aerogenerador g) especificadas entre unos límites máximo ($vmáx$) y mínimo ($vmín$) de velocidad v . La potencia media generada por un aerogenerador se calcula mediante la integración, entre las velocidades máxima y mínima del viento, del producto de la curva de potencia del aerogenerador $PC_g(v)$ y la velocidad del viento en esa ubicación específica j , expresada con su distribución Weibull de probabilidad, $f_{A,k}(v)$, obtenida para cualquier lugar. El factor de carga del aerogenerador g , FC_g , en tanto por uno, depende de las características del lugar j , y representa el cociente entre la potencia media generada (por el aerogenerador) en ese lugar a partir del recurso eólico disponible y la potencia nominal del aerogenerador, $P_{g,máx}$, como aparece en la expresión (2.3.2-3).

$$FC_g = \frac{\int_{vmín}^{vmáx} PC_g(v) \cdot f_{A,k}(v) \cdot dv}{P_{g,máx}} \quad (2.3.2-3)$$

La energía eléctrica anual EAP producida por los n aerogeneradores de la instalación DG eólica, en kWh, se calcula de acuerdo a la expresión (2.3.2-4).

$$EAP = 8760 \sum_{g=1}^n (P_{g,máx} \cdot FC_g) \quad (2.3.2-4)$$

El valor de LEC [10], en €/kWh, representa la relación entre el coste anualizado que puede asignarse a la instalación DG eólica y la energía eléctrica generada anualmente por la misma y se calcula, [9], según la expresión (2.3.2-5).

$$LEC = \frac{C_{fijo} + C_{conex} + C_{carr} + C_{suelo} + C_{o\&m} - P_{sub-v} \cdot EAP}{EAP} \quad (2.3.2-5)$$

En la expresión (2.3.2-5), el parámetro C_{fijo} (en €) incluye el coste económico de todo el equipamiento necesario para la instalación DG eólica, incluyendo obra civil y construcciones e instalaciones anexas. Depende del coste económico del equipamiento y de las condiciones de financiación del mismo. Pueden existir subvenciones públicas, que disminuyan este componente del LEC , para fomentar este tipo de instalaciones DG renovables. En principio, este coste no depende de las características geográficas, al menos, para cualquier ubicación j de una misma zona.

El parámetro C_{conex} (en €) se calcula directamente mediante un modelo de optimización, y corresponde al coste económico de construcción de una nueva línea

eléctrica que conecte la instalación DG eólica, en j , a la red eléctrica existente más próxima. Un modelo de optimización selecciona un camino de coste mínimo para esta línea. Este coste de conexión C_{conex} depende de factores geográficos como la pendiente del terreno, la presencia de obstáculos (por ejemplo, áreas acuáticas), la cercanía de carreteras, la accesibilidad al terreno por donde discurrirá la línea eléctrica, la distancia al punto de conexión más cercano de la red eléctrica existente, y otros factores variables espacialmente.

El parámetro C_{carr} (en €) incluye el coste de una nueva carretera, si fuera necesario construirla, para acceder a la ubicación j de la instalación DG eólica. Se calcula de una manera similar a como se ha calculado el parámetro C_{conex} . Un modelo de optimización determina la trayectoria de la carretera de coste mínimo, teniendo en cuenta los diferentes tipos y/o usos del terreno atravesado por la nueva carretera (rocoso, arenoso, fangoso y/o cultivado, con arbolado o improductivo) y el precio de su ocupación.

El parámetro C_{suelo} (en €) corresponde al coste de los terrenos necesarios para la construcción de la instalación DG eólica, y sus equipos auxiliares, en cada ubicación j . Depende de los usos del terreno en j y de las obras de acondicionamiento necesarias para su cambio de uso como instalación DG eólica.

Estos primeros cuatro componentes del LEC , C_{fijo} , C_{conex} , C_{carr} y C_{suelo} , deben ser “anualizados” de acuerdo con la vida útil prevista para la instalación DG eólica.

El parámetro $C_{o\&m}$ (en €) incluye el coste anual de operación y mantenimiento para la instalación DG eólica, situada en una ubicación determinada j . Depende de características geográficas, como el clima local o la distancia de esa ubicación a los centros de mantenimiento más próximos.

El parámetro P_{sub-v} es el valor medio de los ingresos anualizados por unidad de energía producida (en €/kWh), teniendo en cuenta posibles subvenciones públicas y un valor medio de venta de energía eléctrica en un mercado eléctrico.

La Figura 2.3.2.2 muestra el mapa LEC obtenido después de la aplicación de la expresión (2.3.2-5) a todas las celdas SIG de la región estudiada, considerando una instalación eólica de 10 MW ($P_{m\acute{a}x}$) con aerogeneradores (con rotor situado a 80 m de altura sobre el terreno).

El beneficio económico en cada posible ubicación se puede calcular directamente del LEC . Un valor negativo del LEC significa un beneficio económico,

mientras que un valor *LEC* positivo representa un coste económico. Las zonas con valores más bajos de *LEC* corresponden a lugares en los que los beneficios serán mayores que los obtenidos en cualquier otra zona de la región estudiada, y por tanto, serán las zonas mayormente preferidas por el grupo económico para las instalaciones DG eólicas.

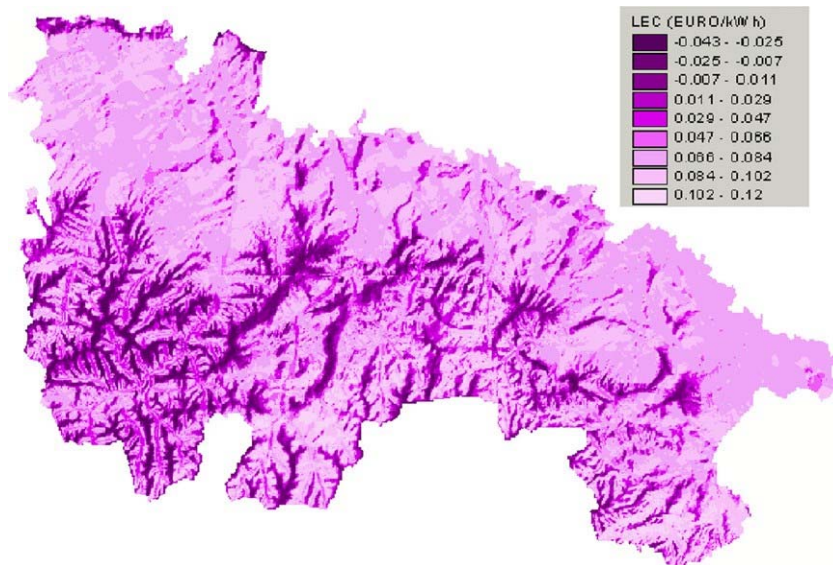


Figura 2.3.2.2. Mapa del criterio *LEC* (en €/kWh) de una instalación eólica en La Rioja.

iv) Paso 4. Mapas de atributos del LEC.

El mapa de atributos, tal como se ha descrito en la Etapa I de la metodología propuesta obtiene, para este criterio económico, evaluando en cada punto de la región en estudio el beneficio económico, que se modeliza geográficamente con el valor del *LEC*. Se puede construir el correspondiente mapa de atributos, en el sistema DAS ya que el valor del *LEC* en cada celda SIG (del mapa *LEC*) se puede transformar en un valor entre 0 (0 para todas las celdas SIG con un valor *LEC* positivo o nulo), y 1 (1 para las celdas con el valor más bajo del mapa *LEC*, el valor negativo de módulo más grande, y escalando el resto de valores negativos dividiéndolos por ese valor negativo de módulo más grande). De este modo, las celdas SIG del citado mapa de atributos del *LEC* con los valores más altos (todas las celdas del mapa tienen valores comprendidos entre 0 y 1), se corresponden con las ubicaciones económicamente más favorables para la construcción de la instalación DG eólica en la zona.

Así, este mapa de atributos del criterio de beneficio económico es uno de los mapas de atributos que se utilizarán por el grupo económico (junto con otros adecuados mapas de atributos), para la creación del mapa del índice de tolerancia de dicho grupo.

Mapa de índices de tolerancia para el grupo económico.

Entre los criterios que se han utilizado por el grupo económico, se incluyen los siguientes:

- el beneficio económico *LEC* ya descrito;
- el riesgo asociado a la construcción de instalaciones DG eólicas, básicamente debido a la incertidumbre a la hora de obtener realmente la energía producida, prevista con el régimen de vientos calculado con el software WAsP. El software WAsP proporciona una cobertura *RIX* (con unidades en tanto por uno) de la incertidumbre máxima (asociada a las evaluaciones de recurso eólico) calculada en cada celda SIG (muy pequeña en los lugares donde se sitúan las estaciones de medida y más elevada en los lugares más alejados de ellas y, sobre todo, en lugares con cambios orográficos como pueden ser las zonas montañosas);
- una inclinación del terreno no deseada por encima de un determinado nivel de pendiente, con una preferencia por cambios mínimos de pendiente (las pendientes del terreno están integradas en el SIG con el modelo digital del terreno de la zona);
- la altitud de la ubicación de la instalación DG eólica, con una preferencia por los valores de altitud inferior (donde la densidad del aire es mayor; la altitud del terreno está integrada en el SIG con el modelo digital del terreno de la zona).

De acuerdo a como se ha descrito en la Etapa I de la metodología propuesta, se pueden obtener varios mapas de atributos para el grupo económico a partir de los mapas de criterios como los señalados anteriormente, y con procedimientos semejantes de escalado de los mapas de criterios, como el mencionado en el Paso 4 anterior con respecto a la obtención del mapa de atributos *LEC*.

Posteriormente, siguiendo lo descrito en la Etapa II de la metodología propuesta, se determinan los mapas de tolerancia del grupo económico, mediante la agregación de los mapas de atributos para este grupo: se evalúan primero los pesos por pares de atributos (aplicando la matriz de Saaty [32] a las seis parejas formadas con los cuatro criterios mencionados: *LEC*, incertidumbre, pendientes del terreno y altura), para después obtener un conjunto de pesos relativos globales normalizados, uno por cada uno de los cuatro mapas de atributos en el ejemplo estudiado, que tienen valores comprendidos entre 0 y 1, y cuya suma es igual a 1. Cada uno de los pesos relativos globales normalizados determina la importancia relativa que el grupo económico asigna, de forma consensuada, a cada criterio de selección.

Un ejemplo de un mapa de tolerancia para el grupo económico (que corresponde a un área seleccionada en La Rioja, los valles altos y medios de los ríos Oja, Najerilla, Iregua y Leza), se muestra en la Figura 2.3.2.3, construido de acuerdo a la expresión (2.3.2-1). En él, los mapas de atributos utilizados con el conjunto de pesos relativos globales se corresponden con los mapas de atributos de los criterios de beneficio económico, de riesgo asociado a la construcción de instalaciones DG eólicas, de pendientes del terreno y mapas de altitud de las ubicaciones de dichas instalaciones.

Los valores T_a de la Figura 2.3.2.3 son los valores del índice agregado de la tolerancia resultante para el grupo económico, utilizando los mapas de atributos anteriormente mencionados. En la Figura 2.3.2.3, las áreas con valores (entre 0 y 1) más altos representan los lugares con una mayor preferencia para el grupo económico, a la hora de construir instalaciones DG eólicas: las zonas más interesantes suelen ser lugares con notables recursos eólicos, que también sean económicamente y técnicamente aceptables para la ubicación de nuevas instalaciones DG eólicas.

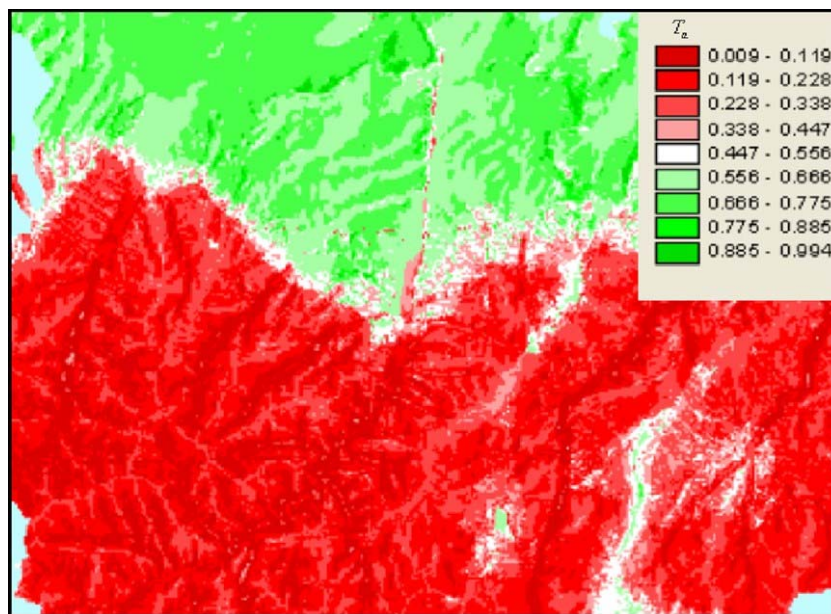


Figura 2.3.2.3. Mapa del índice de tolerancia T_a para el grupo económico.

b) Mapas de tolerancia para el grupo medioambiental.

Entre algunas de las sensibilidades e intolerancias a la construcción de instalaciones DG eólicas, que se ponen de manifiesto por grupos medioambientales, se incluyen: el impacto visual de instalaciones DG eólicas, el impacto sonoro de su contaminación acústica, los daños producidos a las aves que colisionan contra las palas de los aerogeneradores, el impacto medioambiental de otras infraestructuras asociadas a instalaciones DG eólicas (como carreteras de acceso y líneas eléctricas aéreas de

evacuación de energía eléctrica), el impacto sobre la vegetación en áreas medioambientalmente sensibles, etc.

Se presentan a continuación los procedimientos creados con el fin de modelizar el criterio de impacto visual de instalaciones DG eólicas para el grupo medioambiental. Con el mapa de este criterio se podrá crear el mapa de atributos del criterio de impacto visual, para seleccionar los lugares donde construir instalaciones DG eólicas con el menor impacto visual; incluiremos un caso de aplicación de la construcción del mapa de criterios de impacto visual en una zona de La Rioja.

También señalaremos posteriormente otros criterios que han sido considerados por el grupo medioambiental (con el fin de determinar primero los mapas de atributos y, después, el mapa de índices de tolerancia, tal como se ha mostrado respectivamente en las Etapas I y II de la metodología expuesta). El mapa de índices de tolerancia representa la preferencia/tolerancia de este grupo medioambiental a la hora de permitir la construcción de nuevas instalaciones DG eólicas. El caso de estudio incluye el mapa de tolerancia para el grupo medioambiental en un área determinada de La Rioja, correspondiente a la agregación de varios criterios medioambientales.

Un criterio de impacto medioambiental: mapas de impacto visual y sus mapas de atributos.

Las áreas de interés más significativo para el grupo económico, donde se tienen recursos eólicos relativamente altos y, en consecuencia, un alto potencial de beneficio económico en la construcción de instalaciones DG eólicas, se encuentran en ocasiones en zonas con significativo impacto visual en el valor escénico del paisaje circundante.

El sistema DAS se puede utilizar para evaluar índices cuantitativos de impacto visual, de acuerdo con la distancia a la instalación DG eólica y el número de aerogeneradores visibles desde cada ubicación geográfica donde se coloque un observador. El objetivo es obtener mapas que representen el impacto visual de todas las posibles ubicaciones de instalaciones DG eólicas en una región especificada. La instalación DG eólica se asocia a un conjunto de aerogeneradores con un tamaño predefinido. La ubicación de la instalación DG eólica es la variable geográfica de posición, j , para la cual se evalúa el impacto agregado, causado por la visualización de esa instalación desde un conjunto de puntos de observación de referencia fijos, i .

Uno de los datos entrada geográficos, que el sistema DAS emplea para la determinación del impacto visual, es un mapa de observación I en cuyas celdas SIG se almacenan los puntos de observación de referencia, en el que están representados,

además de las posiciones de los núcleos habitados, y otros lugares de interés tales como atalayas, puntos de vistas panorámicas, etc.

Cada punto de observación se caracteriza por el número de observadores, la frecuencia de observación y la importancia relativa de la observación. Los núcleos habitados con un mayor número de observadores son los puntos de observación más importantes. Los puntos de observación donde las personas pueden ver la instalación DG eólica con más frecuencia tienen más importancia que las observaciones esporádicas menos frecuentes. Las observaciones más excepcionales (como las hechas desde puntos con vistas panorámicas o desde atalayas), son más importantes que las observaciones habituales rutinarias, realizadas desde lugares habitados permanentemente.

Para construir los mapas de atributos del criterio de selección de impacto medioambiental, en el sistema de ayuda a la decisión integrado en el SIG se realizan unos procedimientos en tres pasos.

i) Paso 1. Cálculo del índice de impacto visual.

El sistema DAS calcula el impacto visual de la instalación DG eólica situada en la posición j , desde cada punto de observación i . Agrega en cada celda j los impactos visuales asociados a todos los puntos de observación. En cada punto de observación de referencia i , el sistema DAS utiliza funciones SIG para calcular la distancia a los lugares j de la instalación DG eólica, así como la visibilidad (lugares j que pueden verse ópticamente desde i) de un conjunto dado de aerogeneradores de la instalación DG eólica (con 1, 3, 6, 9, 15 aerogeneradores o *wind turbines*, WT).

Se aplica una función de impacto visual, utilizando como entradas el número de WT que se pueden visualizar y la distancia D_{ij} de observación a la instalación DG eólica. La función de impacto visual, I_{ij} , se obtiene de una función sigmoide, que se parametriza teniendo en cuenta la percepción media de impacto visual de un grupo de observadores en la zona de estudio. El sistema DAS calcula los valores del índice de impacto visual I_{ij} , para todas las ubicaciones geográficas en las que la instalación DG eólica es visible de acuerdo a la expresión (2.3.2-6).

$$\left. \begin{aligned} s &= 3.98635 + 1.0206 \cdot n \\ r &= 11.167 + 2.2599 \cdot n \\ I_{ij} &= \left(1 + e^{\frac{8 \cdot [D_{ij} \cdot (70/h) - s]}{r}} \right)^{-1} \end{aligned} \right\} \quad (2.3.2-6)$$

En la expresión (2.3.2-6) s y r son, respectivamente, los parámetros adimensionales de ajuste de proximidad y de escala de la función sigmoide de impacto visual, dependiente del número n de aerogeneradores (WT) en la instalación DG eólica.

Se ha obtenido la relación de s y r con respecto a n , mediante el ajuste de la función sigmoide a la percepción media de impacto visual de un grupo de observadores en la zona de estudio, percepción media obtenida estadísticamente mediante consultas cualitativas.

Como se ha indicado antes, D_{ij} es la distancia (en km) desde la ubicación del observador i a la ubicación de la instalación DG eólica j ; y h la altura (en m) del rotor del aerogenerador sobre el terreno.

El impacto visual es cero en lugares donde la instalación DG eólica no es visible. La plataforma SIG tiene funciones integradas que pueden determinar el número de posiciones j son visibles desde cada i , de modo que las expresiones (2.3.2-6) se aplican sólo a esas posiciones j visibles.

Para el estudio, se obtuvieron los valores de los parámetros s y r , en función de n , sobre una base estadística de consultas cualitativas entre más de 100 personas, a las que se preguntaba sobre su percepción de impacto visual al observar una serie de fotomontajes de instalaciones DG eólicas, que cubrían un rango de distancias de 0 a 30 kilómetros y un número variado de aerogeneradores (WT).

La Figura 2.3.2.4 proporciona la disminución del índice de impacto visual I_{ij} con el aumento de la distancia D_{ij} entre el observador y la instalación DG eólica. La figura muestra el aspecto de la función sigmoide definida en (2.3.2-6) en función del número de WT (1, 3, 6 ó 9 aerogeneradores). Las instalaciones DG eólicas con más aerogeneradores tienen impactos visuales más altos.

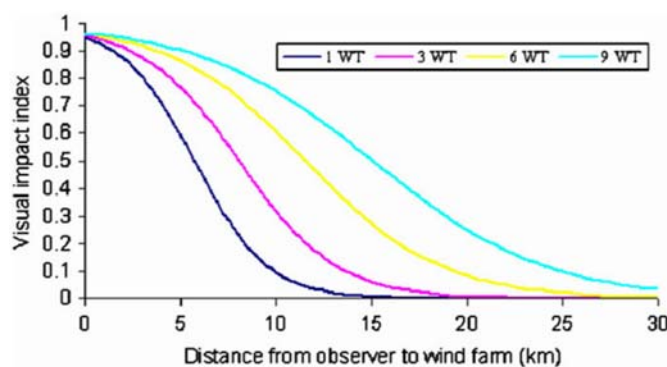


Figura 2.3.2.4. Funciones sigmoides para evaluar el impacto visual de varios aerogeneradores (WT).

ii) Paso 2. Mapas de impacto visual IV.

El valor global medio para el impacto visual se calcula como la agregación de los impactos de todos los observadores en la zona; y para evaluarlo se sigue, en este paso 2, el siguiente procedimiento.

Los observadores están geográficamente representados en el mapa de observación I , por un punto de observación (en la celda SIG que representa la ubicación i), que contiene las siguientes características almacenadas en la cobertura de puntos de observación: el número de observadores N_i , que puede ser el número de personas que habitan o visitan, anualmente, este punto; F_{ij} , que es el número estimado de veces (frecuencia) que la gente observa la instalación DG eólica (situada en la localización j) por año; y G_{ij} , que es el peso relativo que representa la importancia de la observación desde el punto i a la ubicación j de la instalación DG eólica (un valor entre 0 y 1). El peso relativo para un lugar de interés paisajístico, que la gente visita excepcionalmente (frecuencia baja), tiene un alto valor asignado $G_{ij} = 0.9$; en los lugares donde las personas observan la instalación DG eólica de forma rutinaria (frecuencia alta), se escoge un peso relativo bajo $G_{ij} = 0.1$. El correspondiente índice de observación O_{ij} se define de acuerdo a la expresión (2.3.2-7).

$$O_{ij} = N_i \cdot F_{ij} \cdot G_{ij} \quad (2.3.2-7)$$

La agregación ponderada del impacto visual, para todos los observadores de todos los puntos de observación i , es el índice del impacto visual global IV_j asociado a una instalación DG eólica situada en la localización j . Este índice agregado, con valores comprendidos entre 0 y 1 se define mediante la expresión (2.3.2-8). El valor 0 corresponde a ningún impacto visual; mientras que el valor 1 representa un impacto visual máximo.

$$IV_j = \frac{\sum_i O_{ij} \cdot I_{ij}}{\sum_i O_{ij}} \quad (2.3.2-8)$$

Este índice de cuantificación del impacto visual global IV se extiende a todas las posibles ubicaciones j de una instalación DG eólica en la zona, obteniendo así una cobertura de cuadrículas geográficas SIG en un mapa de impactos visuales, que se obtiene a partir del mapa de observación I , siguiendo el proceso que se ha descrito con los cálculos especificados en las expresiones (2.3.2-6), (2.3.2-7) y (2.3.2-8).

La Figura 2.3.2.5 muestra el mapa de impacto visual global IV resultante de situar una instalación DG eólica en los alrededores de Logroño.

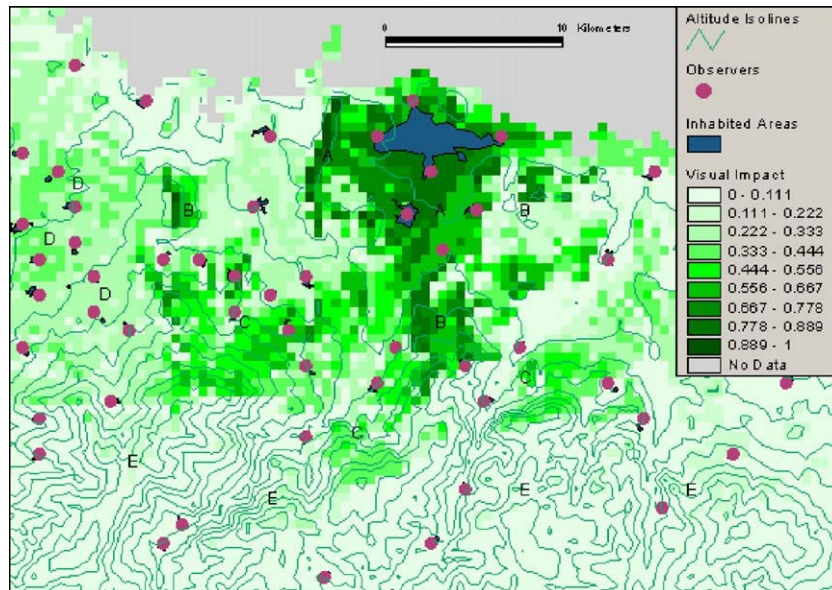


Figura 2.3.2.5. Mapa del impacto visual global en los alrededores de Logroño.

La instalación DG eólica tiene las mismas características técnicas que han sido las anteriormente definidas para el grupo económico. Los círculos magenta indican los puntos de observación de referencia, ubicados en todas las superficies habitadas de la zona. El número de observadores N_i , asociados con cada punto de observación, es proporcional al número de habitantes censados en las poblaciones; la frecuencia de observación anual F_{ij} y los pesos relativos de la importancia de la observación G_{ij} se han supuesto iguales para todos los puntos, porque todos representan el mismo tipo de observación habitualmente asociada a personas que viven en zonas residenciales.

Como resultado, se ha clasificado el área de los alrededores de Logroño, en zonas de bajo impacto visual, con los valores iguales o próximos a 0 (situadas, en general, lejos de los puntos de observación); y en otras de alto impacto visual con valores iguales o próximos a 1 (en las cercanías de los núcleos más habitados).

iii) Paso 3. Mapas de atributos del impacto visual.

Este tipo de mapas de impacto visual puede ser utilizado como uno de los criterios para evaluar el impacto medioambiental global de las instalaciones DG eólicas. Así, el mapa impacto visual global IV se puede convertir en un nuevo mapa de atributos (según se ha establecido en la Etapa I de la metodología presentada), que contiene el complemento a 1 ($1 - IV_j$) de los valores de impacto visual global para cada ubicación j . De esta manera, el mapa de atributos del criterio de impacto visual representa, en las

celdas SIG con los valores cercanos a 1, los lugares más preferidos/tolerados por el grupo medioambiental, debido a los impactos visuales más bajos. Por lo tanto, este mapa de atributos final se puede utilizar, junto a otros mapas de atributos de otros criterios medioambientales del grupo medioambiental, para obtener el mapa de índices de tolerancia para este grupo, siguiendo los procedimientos establecidos en la Etapa II de la metodología propuesta.

Mapa de índices de tolerancia para el grupo medioambiental.

Los siguientes criterios son utilizados por el grupo medioambiental:

- el impacto visual definido anteriormente;
- la distancia a las zonas habitadas, con una distancia especificada de seguridad límite alrededor de estas áreas habitadas, para proporcionar una seguridad adecuada para los seres humanos debido a la posible proyección o caída de elementos desde el aerogenerador, o para disminuir el impacto medioambiental debido al ruido producido por los aerogeneradores. Suele ser suficiente una distancia no inferior a 500 m. Se asigna mayor preferencia a instalaciones DG eólicas situadas a distancias superiores al límite de seguridad;
- áreas de protección medioambiental con diferentes niveles de protección (desde zonas prohibidas a zonas menos restrictivas para la construcción de instalaciones DG eólicas, si se cumplen condiciones específicas de protección), de acuerdo con la legislación de protección del medioambiente; estas áreas incluyen las áreas protegidas debido al riesgo de colisiones de aves y otras áreas protegidas en función de su tipo de vegetación y fauna;
- otras áreas ambientalmente sensibles (especialmente zonas ecológicamente sensibles como humedales, zonas ZEPA o Zonas de Especial Protección para las Aves).

De acuerdo a como se ha descrito en la Etapa I de la metodología propuesta, se pueden obtener varios mapas de atributos para el grupo medioambiental, a partir de los mapas de criterios como los señalados anteriormente; y con procedimientos semejantes de escalado (de los mapas de criterios) a los valores de preferencia/tolerancia entre 0 y 1 (de los mapas de atributos), como el mencionado en la obtención del mapa de atributos del *LEC* del grupo económico, o como en el caso de la obtención del mapa de atributos del impacto visual, antes descrito para el grupo medioambiental.

Posteriormente, siguiendo lo descrito en la Etapa II de la metodología propuesta, se determinan los mapas de tolerancia del grupo medioambiental, mediante la

agregación de los mapas de atributos para este grupo: se evalúan primero los pesos por pares de atributos (aplicando la matriz de Saaty [32] a las seis parejas formadas con los cuatro criterios mencionados: impacto visual, distancia a poblaciones habitadas, zonas de vegetación protegida y las zonas ZEPA de la región); para después obtener un conjunto de pesos relativos globales normalizados, uno por cada uno de los cuatro mapas de atributos en el ejemplo estudiado, que tienen valores comprendidos entre 0 y 1, cuya suma es igual a 1. Cada uno de los pesos relativos globales normalizados determina la importancia relativa que el grupo medioambiental asigna, de forma consensuada, a cada criterio de selección.

La Figura 2.3.2.6 muestra un ejemplo (de la misma zona en La Rioja que la seleccionada para el grupo económico y para la misma instalación DG eólica), de un mapa de índices de tolerancia para el grupo medioambiental, construido siguiendo la expresión (2.3.2-1), donde los mapas de atributos utilizados con el conjunto de pesos relativos globales, se corresponden a la agregación de los mapas de atributos de los criterios señalados, es decir, áreas de protección medioambiental de acuerdo con el Plan de Protección del Medio Ambiente Regional de La Rioja (seleccionadas según dos coberturas SIG diferentes, que son la cobertura de vegetación protegida y la cobertura de las ZEPA), junto con el criterio de distancia a las poblaciones habitadas, y el de impacto visual.

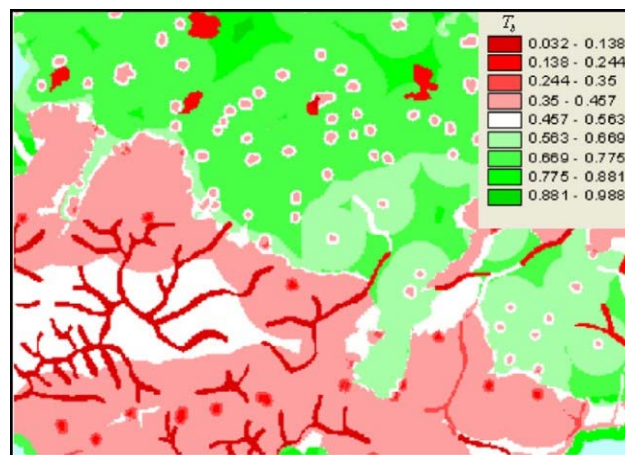


Figura 2.3.2.6. Mapa del índice de tolerancia T_b para el grupo medioambiental.

Los valores de T_b en la Figura 2.3.2.6 son los valores del índice agregado de tolerancia resultante para el grupo medioambiental, utilizando los mencionados mapas de atributos. En la Figura 2.3.2.6, con un rango de representación de los índices de tolerancia de entre 0 y 1, las zonas con valores más bajos representan lugares con una tolerancia/preferencia más baja: en el área seleccionada, estas zonas menos tolerables, a la hora de instalar una instalación DG eólica, corresponden principalmente a las zonas

que están cerca de los centros urbanos y en los alrededores de las zonas de protección medioambiental.

2.3.3 Modelo del sistema de ayuda a la negociación para la ubicación consensuada de instalaciones eólicas.

Los lugares de construcción de nuevas instalaciones DG eólicas dependen, como se ha dicho, de los intereses distintos, e incluso discrepantes, de grupos que pueden participar en el proceso de su planificación. Por ejemplo, las empresas eléctricas, lógicamente, buscarán ubicaciones para aquellas instalaciones DG eólicas más interesantes en términos económicos. Pero para otros agentes, como los grupos medioambientales, la instalación DG eólica situada en algunos lugares podría tener un impacto medioambiental inaceptable. Este conflicto de intereses puede retrasar, e incluso paralizar, la construcción de las nuevas instalaciones DG eólicas.

La planificación de infraestructuras eléctricas puede estar sujeta a procesos de toma de decisiones en un marco multi-agente (multi-grupo), donde intervienen aspectos económicos y medioambientales, en ocasiones contrapuestos. La opinión pública juega un papel importante, sobre todo en el establecimiento de restricciones medioambientales que pueden afectar a nuevas infraestructuras eléctricas bajo criterios económicos. En este contexto, los procesos de planificación de importantes infraestructuras eléctricas deberían introducir nuevas formas de presentar propuestas de planificación viables, a los grupos que intervienen en el proceso; y deberían hacer hincapié en la negociación y en el acuerdo (consenso) entre los grupos con intereses divergentes [36].

Usualmente, en los modelos de planificación, la solución sobre la selección de los lugares de construcción de instalaciones eléctricas ha estado asociada al coste económico mínimo, aunque posteriormente se hayan desarrollado modelos para gestionar la incertidumbre y otros objetivos en conflicto [23]. Unos autores han propuesto modelos de planificación que incluyen las preferencias de los grupos sociales como parte del proceso, para seleccionar la mejor estrategia de planificación bajo incertidumbre [24]; otros autores han estudiado el efecto de diferentes métodos multi-criterio, que cuantifican con valores numéricos los criterios de selección de los lugares de construcción de instalaciones eléctricas, y después utilizan estos valores para clasificar las alternativas de ubicación cuando son analizadas por grupos con intereses en conflicto [25]. La mayoría de estos modelos integran criterios múltiples, en un intento de considerar conjuntamente implicaciones económicas y medioambientales,

donde la selección de las ponderaciones asignadas a cada criterio es una de las tareas más polémicas en el proceso de planificación [26].

Aunque se han propuesto estrategias para identificar las mejores soluciones de ubicación de instalaciones eléctricas, aceptables para los grupos, existe una falta de trabajos publicados que traten el desarrollo de herramientas de negociación útiles para llegar a un consenso (en la selección de lugares para construir instalaciones eléctricas), entre los grupos con intereses discordantes. La selección de alternativas (localizaciones geográficas) de consenso para la ubicación de nuevas instalaciones DG eólicas es un proceso de toma de decisiones multi-agente [27], por lo que tal proceso puede ser estudiado mediante sistemas SIG [28], [31], [37]. El desarrollo de nuevas herramientas informáticas para apoyar los procesos de negociación entre los grupos responsables de planificar y seleccionar ubicaciones para instalaciones DG eólicas, con opiniones inicialmente en conflicto, ayudaría a llegar a soluciones satisfactorias o aceptables para los grupos implicados en la planificación.

2.3.3.1 Aportación 3. Herramienta SIG de ayuda a la negociación para la ubicación consensuada de instalaciones eólicas.

En esta aportación se presenta la estructura de un sistema de ayuda a la negociación (NAS, *Negotiation Aid System*) basado en SIG, para la selección de las mejores ubicaciones para implantación de nuevas instalaciones DG eólicas en una zona geográfica. Este sistema NAS también se puede aplicar a la selección de ubicaciones para otros tipos de instalaciones DG renovables, en presencia de grupos con intereses divergentes, en cualquier zona de estudio.

Este sistema NAS es significativamente distinto de una propuesta anterior [38]. Ahora, en esta aportación se presentan comparaciones holísticas de mapas para conseguir que los usuarios del sistema NAS determinen unos valores satisfactorios de ponderación relativa de sus criterios de selección de ubicaciones, así como una estandarización adecuada de esos valores asignados a los criterios, junto con su agregación. Todo ello conduce a la creación de un sistema NAS, complejo y estructurado, para negociaciones entre grupos con intereses contrapuestos, a partir de una clasificación inicial ordenada de ubicaciones geográficas.

Se han llevado a cabo la aplicación del sistema NAS a la selección de las mejores ubicaciones para instalaciones DG eólicas en La Rioja, en procesos de negociación entre dos grupos. Algunos de los resultados se presentan en este documento

para describir la metodología, y también se presentan como caso de aplicación del sistema NAS.

El problema consiste, básicamente, en la identificación de las preferencias colectivas (en términos de consenso o compromisos de aceptación entre los grupos de decisión), con objeto de ordenar en “grupos de clase”, o subconjuntos prioritarios, las ubicaciones geográficas factibles (las llamadas alternativas factibles), para la instalación de nuevas instalaciones DG eólicas, en una región determinada. Un grupo n es un grupo de decisión formado por miembros con los mismos intereses. Diferentes grupos pueden tener intereses en conflicto. El número de grupos es M .

El primer objetivo del NAS es ayudar, a cada uno de los grupos, en la definición de los mapas de preferencia/tolerancia, que se mostrarán a todos los grupos. El segundo objetivo es proporcionar una primera clasificación jerarquizada de las alternativas viables (las ubicaciones geográficas para instalaciones DG eólicas). Un tercer objetivo consiste en la aplicación del sistema NAS en sucesivos procesos de negociación entre los grupos, para cambiar, ordenadamente y consensuadamente, la clasificación jerarquizada de las ubicaciones de las instalaciones DG eólicas.

La definición de las zonas geográficas prioritarias para la construcción de instalaciones DG eólicas se plantea como un problema multi-criterio, en el que las alternativas están bien definidas mediante atributos numéricos de esos criterios. En nuestra aproximación SIG, una alternativa H es una de las localizaciones geográficas donde se ha planteado construir una instalación DG eólica.

En la estructura espacial de un sistema SIG, cada alternativa es una celda elemental de la cobertura SIG (o mapa de la zona estudiada), que almacena en su posición geográfica un valor numérico especificado del atributo de un criterio de selección determinado.

La celda elemental tiene una forma cuadrada, con unas dimensiones definidas a priori y por ello, con una superficie (en km^2) conocida. A fin de acelerar los cálculos, las celdas con características similares (mismo valor numérico de atributo o mismo rango de valores), se agrupan en subconjuntos geográficos o grupos de clase D .

El espacio de las alternativas factibles V es la extensión de todas las alternativas H en el mapa geográfico de la región, excluidos los “lugares imposibles” para nuevas instalaciones DG eólicas en la región de estudio. Estos lugares imposibles son el resultado de las limitaciones en la ubicación de los lugares de instalación (y se deben eliminar del espacio de alternativas factibles al comienzo del proceso de negociación).

Un criterio C es la definición de una guía de preferencia por parte de un grupo de decisión, a la hora de seleccionar una localización. La evaluación de los criterios de cada grupo se representa como un conjunto de mapas SIG. Estos criterios pueden ser cuantitativos (por ejemplo, la distancia mínima a centros urbanos, la velocidad media del viento en el lugar); o cualitativos (por ejemplo, zonas de protección medioambiental alta, media o baja).

Además, estos criterios pueden tener una cobertura SIG continua espacialmente (por ejemplo, la distancia a los centros urbanos) o, por el contrario, discontinua (por ejemplo, el área municipal, que puede tener enclaves de otros municipios). Cada grupo n adopta de forma independiente un número de criterios X_n .

Un atributo T es una medida de cómo una alternativa H , del espacio de alternativas factibles V , satisface un criterio C dado. Los atributos se definen a través de funciones de valor, establecidas por cada grupo. Los valores que el atributo de un criterio puede alcanzar están comprendidos entre 0, para las peores ubicaciones según el criterio seguido, y 1, para las mejores ubicaciones. Los atributos T se transforman en nuevos valores escalados T' , mediante un proceso de estandarización (que comentaremos más adelante), para homogeneizar los atributos.

La importancia relativa de un criterio está asociada a una ponderación o peso z de su atributo correspondiente. El sistema NAS parte de los pesos z , con objeto de llegar a construir una matriz de otros pesos relativos z' para cada uno de los X_n criterios de cada grupo n , y corrige las inconsistencias generadas por los grupos de decisión.

Una función F_n proporciona un valor agregado de prioridad en el espacio de alternativas factibles V , para cada alternativa de ubicación H , desde el punto de vista de cada grupo n . Esta función F_n es el resultado de la agregación de los atributos estandarizados de todos los criterios de cada grupo, mediante sus respectivos pesos relativos globales, y representa el nivel de preferencia o tolerancia (entre 0 y 1) de ese grupo en cada localización, para la construcción de instalaciones DG eólicas en la región.

D^+ representa el subconjunto de ubicaciones H , o celdas elementales SIG del mapa, que son seleccionadas por el NAS, por ser “consensualmente” mejores que un nivel de preferencia especificado por cada grupo (esto es, por tener unos valores respectivos de F_n mejores que los especificados por cada grupo). ND^+ es el número de localizaciones, de celdas elementales SIG, del subconjunto D^+ (es decir, es el conjunto cardinal de D^+), que puede medirse en unidades, o bien se puede medir en su

equivalente en superficie (km^2). Del mismo modo, D^- se utiliza para el mapa con el subconjunto de localizaciones “consensualmente” peores que un nivel de preferencia especificado por cada grupo; y ND^- es su cardinal.

El sistema NAS clasifica los subconjuntos mejores, estableciendo un listado ordenado de clasificación por orden de prioridad. D_O^+ representa ese *ranking* de orden O , es decir, el conjunto de ubicaciones (o zona geográfica de superficie en km^2 correspondiente, ND_O^+), ordenado en la clasificación de prioridad en el puesto O .

D'_O^+ representa la clasificación de prioridades recalculada por el NAS con el número de orden O ; y D''_O^+ , representa el nuevo orden de prioridad alcanzado después de cada etapa sucesiva del proceso de negociación supervisado por el NAS. ND'_O^+ y ND''_O^+ , son los cardinales respectivos, medidos en número de celdas o en superficie equivalente (en km^2).

La metodología propuesta de articula en tres etapas.

En la primera etapa se definen los mapas de criterios de cada grupo, junto con los conjuntos de atributos y su proceso de estandarización. Cada grupo n crea estas definiciones para cada criterio C . La estandarización de los valores de los atributos asignados por un grupo es un proceso automático del NAS.

En la segunda etapa se establece el orden de preferencia de criterios dentro de cada grupo. Esta etapa incluye la definición de pesos, según la importancia relativa asignada a cada criterio, y la agregación de los criterios siguiendo un orden de preferencia del grupo. En la selección de los pesos el NAS utiliza técnicas espaciales SIG, basadas en comparación de pares de criterios, para llegar a determinar los pesos relativos globales para cada atributo estandarizado de cada grupo.

En la tercera etapa se utiliza el orden de preferencia de cada grupo individual, para generar un *ranking* para los grupos. Se utilizan técnicas espaciales SIG para establecer este *ranking* sin la intervención de los grupos de decisión. A continuación, el proceso de negociación implica, básicamente, un acuerdo entre los grupos para alterar la clasificación inicial; después el sistema NAS reconstruye los mapas de prioridades de selección de ubicaciones, según tal acuerdo. Posteriormente, el proceso de negociación prosigue, usando el sistema NAS, hasta llegar a encontrar un acuerdo final.

La Figura 2.3.3.1 muestra el procedimiento seguido para un caso con dos grupos de decisión.

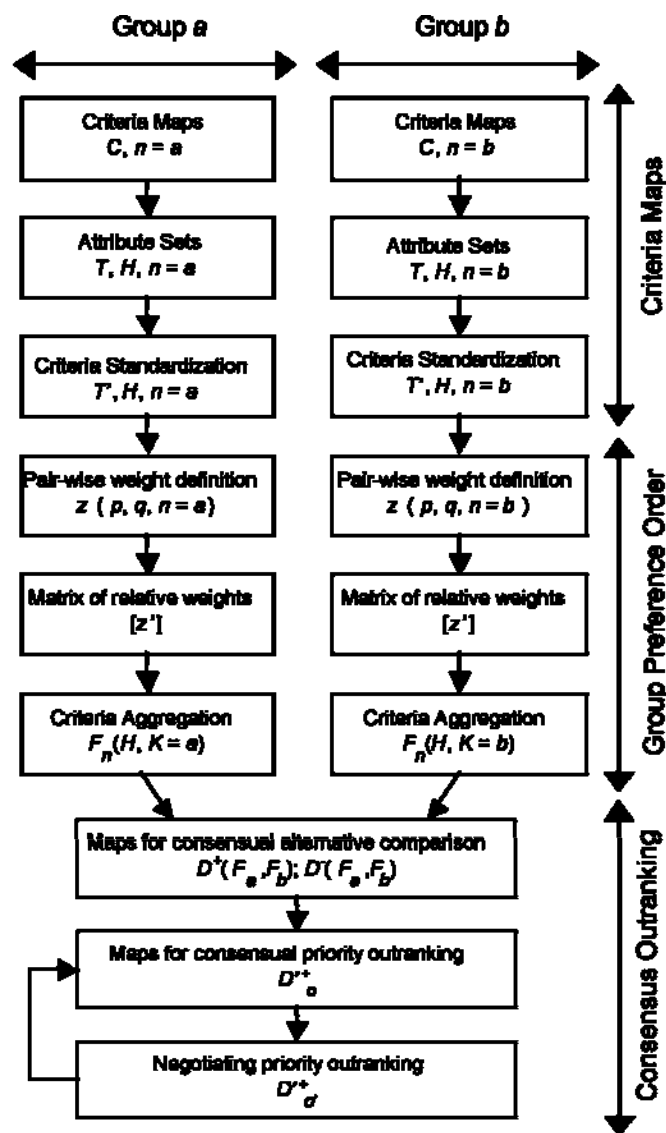


Figura 2.3.3.1. Procedimiento del sistema espacial de ayuda a la negociación.

A) Etapa I. Mapas de criterios y mapas de atributos estandarizados.

i) Paso 1. Mapas de criterios.

Cada grupo n elige un conjunto de criterios, según las opiniones de sus miembros, para la definición de sus preferencias de ubicación de nuevas instalaciones DG eólicas en una región. Por ejemplo, un grupo medioambiental puede utilizar mapas con restricciones medioambientales legales, las distancias a zonas habitadas, las distancias a corredores protegidos para la migración aviar (pasos de aves), etc. Por otro lado, un grupo económico interesado en el desarrollo de instalaciones DG eólicas, pueden utilizar mapas con indicadores sobre el coste de producción de energía eléctrica, las características socioeconómicas de los municipios de la región, el riesgo económico de la inversión, las pendientes del terreno, etc.

La selección de los criterios debe evitar la repetición (implícita) de algunos posibles factores de decisión, porque esto afectaría al resultado de agregación de criterios definido posteriormente. Por ejemplo, los mapas (coberturas) de “coste nivelado de la electricidad” (*LEC*) [37] (€/kWh), para las instalaciones DG eólicas, incluyen (en su cálculo) velocidades medias del viento. Así, el uso de ambas coberturas geográficas (la cobertura de velocidad del viento y la cobertura *LEC*), como criterios de decisión, incrementaría significativamente la influencia de la velocidad del viento en el mapa de criterios de preferencia de localizaciones para instalaciones DG eólicas.

La zona geográfica estudiada puede cubrir varios miles de km². Uno de los parámetros a definir en el sistema SIG es la resolución utilizada, es decir, el tamaño de la celda cuadrada elemental SIG. De ese tamaño dependerá la conversión del número de ubicaciones H del subconjunto D (es decir, el cardinal de D) a km². En función del tamaño de la instalación DG eólica (potencia nominal) y del espacio que ocupa con ese tamaño, las resoluciones aceptables (o superficie de las celdas elementales en el SIG), normalmente suelen oscilar entre 20x20 y 100x100 metros (superficies por celda de 400 y 10 000 m²).

Como antes se indicó, las distintas limitaciones geográficas, técnicas y legislativas, deben evaluarse al inicio del proceso de negociación, para excluir de la región las ubicaciones que sean inaceptables para instalar nuevas instalaciones DG eólicas. Este filtrado geográfico se realiza en un proceso de supervisión, acordado por todos los grupos involucrados, para crear inicialmente el espacio de alternativas factibles V .

ii) Paso 2. Configuración de atributos.

Un atributo T es un mapa con una medida del desempeño de cada alternativa de localización factible H , desde el punto de vista del grupo n . El valor del atributo es la cuantificación de las preferencias/tolerancias del grupo, escaladas en un rango numérico mediante una función interna de valor. El usuario del sistema NAS, que representa al grupo, define la función de valor mediante la asignación de valores de búsqueda de menor a mayor preferencia de ubicación (desde el valor 0 al valor 1). El sistema NAS utiliza esta tabla de consulta para reclasificar el mapa de criterios.

iii) Paso 3. Estandarización del valor de los atributos.

Se debe establecer un método de estandarización para hacer comparables los diferentes mapas de atributos de criterios, que se logra a través de una función de ajuste

f , dando lugar a un mapa de valores de atributos modificados T' (es decir, la aplicación de la función f sobre los atributos T da lugar a los atributos T').

La Figura 2.3.3.2 muestra una función f , definida en la expresión (2.3.3-1), que puede ser utilizada para estandarizar criterios.

$$T' = \begin{cases} \frac{0.5 \cdot (T - T_{\min})}{(T_{\text{med}} - T_{\min})} & \text{con } T_{\min} \leq T \leq T_{\text{med}} \\ \frac{0.5 \cdot (T - T_{\text{med}})}{(T_{\text{máx}} - T_{\text{med}})} + 0.5 & \text{con } T_{\text{med}} \leq T \leq T_{\text{máx}} \end{cases} \quad (2.3.3-1)$$

La expresión (2.3.3-1) ajusta el valor mínimo T_{\min} (0.2 en la Figura 2.3.3.2), el valor máximo $T_{\text{máx}}$ (0.9 en la Figura 2.3.3.2), y el valor de la mediana T_{med} (0.4 en la Figura 2.3.3.2) del atributo T , a los valores 0.0, 1.0 y 0.5 del atributo T' .

Por lo tanto, el valor $T' = 0,5$ separa las ubicaciones H del mapa en dos subconjuntos de igual tamaño (nótese que el valor de la mediana es el valor central, el percentil 50 que corresponde al valor por encima y por debajo del cual se encuentra el 50 por ciento de las celdas del mapa). Un subconjunto agrupará las celdas con la evaluación más alta del valor de atributo (por encima de 0.5), y el otro, las celdas con la evaluación más baja (menor de 0.5). Nótese que el subconjunto de ubicaciones del mapa que tenían asignados los valores máximos del atributo T , están formados por las mismas ubicaciones que, según los valores reasignados del atributo ajustado T' , tienen su valor máximo (1.0). Del mismo modo, el subconjunto de ubicaciones del mapa que tenían asignados los valores mínimos del atributo T , están formados por las mismas ubicaciones que, según los valores reasignados del atributo ajustado T' , tienen su valor mínimo (0.0).

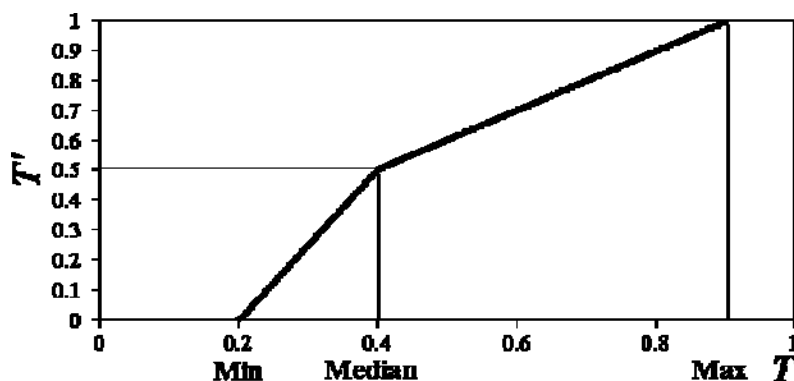


Figura 2.3.3.2. Función de estandarización de criterios.

La función básica de ajuste de la expresión (2.3.3-1) es lineal entre los valores mínimo y máximo; y no introduce ninguna distorsión en los valores de clasificación asignados por un grupo.

B) Etapa II. Orden de preferencia grupal.

i) Paso 4. Definición de pesos relativos por pares.

En problemas espaciales, la ponderación para un conjunto dado de atributos de los criterios de selección es difícil de establecer. Por ejemplo, si estudiamos un criterio de coste de producción de electricidad y un criterio de riesgo asociado a la inversión, deberíamos explorar la relevancia de los costes frente a los riesgos, lo cual no es obvio. Así, una de las funciones básicas del sistema NAS es ayudar a definir los “pesos relativos” de un grupo, evitando inconsistencias en el proceso de definición. Para una comparación de la importancia de cada criterio, el grupo debería poder examinar mapas donde comparar directamente la importancia relativa de cada criterio, sometiendo a inspección los diferentes patrones espaciales que aparecen en el mapa de atributos ponderados por pares.

En el sistema NAS se emplean metodologías espaciales para definir comparaciones por pares de criterios, y encontrar así “peso relativo” por pares de consenso. Para cada par de criterios p y q , el sistema NAS propone valores de pares de pesos, z_p y z_q , que suman 1, y utiliza estos valores de pesos para construir una función de agregación lineal $S_{p,q}$, según la expresión (2.3.3-2) sometida a las condiciones de la expresión (2.3.3-3).

$$S_{p,q} = (z_p \cdot T'_p) + (z_q \cdot T'_q) \quad (2.3.3-2)$$

$$(z_p; z_q = 1 - z_p), \forall z_p \in \{0.1; 0.2; \dots; 0.9\} \quad (2.3.3-3)$$

Para cada par de valores de pesos, se crea una cobertura o mapa correspondiente al valor agregado $S_{p,q}$. Entonces, con los valores resultantes asociados a las celdas de este mapa de atributos agregados, se pueden generar curvas de nivel o isolíneas para cualquier valor de pares de atributos de $S_{p,q}$. Estas isolíneas representan la frontera entre las zonas valoradas positiva o negativamente en cada mapa de valor agregado $S_{p,q}$, con diferentes pares de pesos.

La Figura 2.3.3.3 muestra un ejemplo de tres de esos mapas de la función de agregación $S_{p,q}$, correspondientes a tres valores de pares de pesos de dos criterios

distintos: el “coste nivelado de la electricidad” (*LEC*) y el índice *RIX* [37] (el índice *RIX* representa la incertidumbre en los valores de la energía producida por la instalación DG eólica).

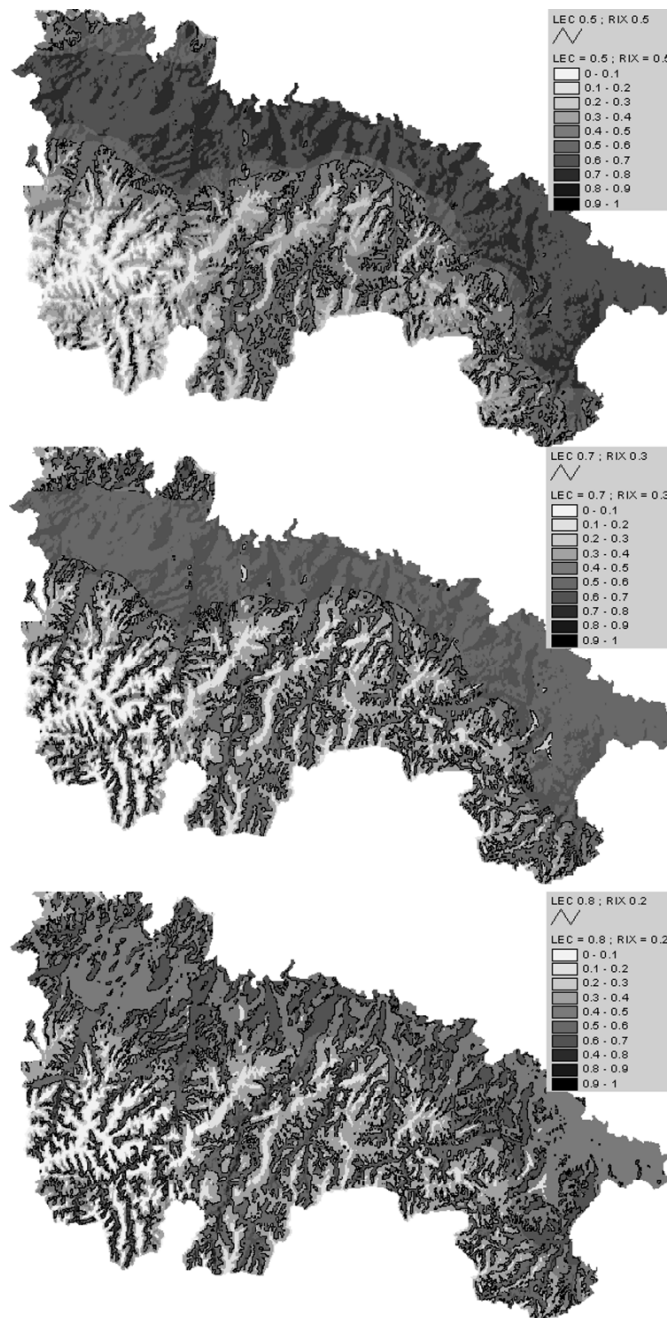


Figura 2.3.3.3. Mapas de isolíneas de atributos agregados por pares para tres combinaciones distintas de pares de pesos.

Los mapas se han construido a partir de datos referidos a La Rioja. Las zonas más oscuras en los mapas son las de mayores valores agregados $S_{p,q}$; en los mapas se han dibujado las curvas de nivel $S_{p,q} = 0.5$ como líneas negras que separan aquellos lugares con mayor aceptación de los de menor.

Cada par de valores de pesos (cada mapa) genera diferentes límites entre lugares más aceptables y menos aceptables. En los tres mapas de la Figura 2.3.3.3, al cambiar de una a otra pareja de valores de pesos de atributos *LEC* y *RIX*, se puede observar cómo cambia (de un mapa a otro) la forma de la “frontera” de separación (línea negra de $S_{p,q} = 0.5$) entre las áreas más oscuras, más aceptables, y las áreas más claras, menos aceptables.

Posteriormente, el grupo (que eligió estos criterios de ubicación de instalaciones DG eólicas), debe seleccionar el mapa más satisfactorio, que mejor representa la separación entre los lugares mejores y peores, según la experiencia de los miembros del grupo.

Este procedimiento, usando mapas SIG, es una forma original de descubrir las ponderaciones de un grupo, porque se basa en una evaluación integral y holística de sus preferencias en la región bajo estudio.

ii) Paso 5. Pesos relativos globales para el conjunto de criterios.

Basándose en los valores de pesos relativos, obtenidos en el paso anterior mediante los mapas de pares de criterios agregados, es posible identificar los valores de pesos relativos globales para todos los criterios X_n de cada grupo n ; y corregir las inconsistencias que puedan surgir en el proceso.

A partir de los valores de pesos z_p y z_q seleccionados en el paso anterior se definen, mediante la expresión (2.3.3-4), los elementos a_{pq} que forman la matriz de Saaty [32] para cada grupo n .

$$a_{pq} = \frac{z_p}{z_q} \quad (2.3.3-4)$$

Los pesos relativos globales z' , del grupo n , pueden obtenerse entonces por el método descrito en [33] utilizando la expresión (2.3.3-5).

$$\begin{aligned} \text{Minimizar } y &= \sum_{p=1}^{X_n} \sum_{q=1}^{X_n} (a_{pq} \cdot z'_q - z'_p)^2 \\ & \text{sometido a } \sum_{p=1}^{X_n} z'_p = 1; \quad 0 \leq z'_p \leq 1 \end{aligned} \quad (2.3.3-5)$$

iii) Paso 6. Agregación de criterios.

Una vez que se alcanza, para cada grupo n , un conjunto coherente de valores de pesos relativos globales, se puede realizar el cálculo de un índice agregado F_n de atributos T' , basado en una combinación lineal de estos atributos de acuerdo a la expresión (2.3.3-6).

$$F_n = \sum_{p=1}^{x_n} (z'_p \cdot T'_p) \quad (2.3.3-6)$$

El resultado es un mapa de preferencias/tolerancias del grupo n , en cada ubicación de instalaciones DG eólicas, con los valores F_n comprendidos entre 0 y 1, asociados a cada celda SIG de la cobertura o mapa de criterios de cada grupo. Como se dijo, un mapa SIG es una base de datos geo-referenciada, en la que se puede construir tablas adecuadas, donde cada registro representa una ubicación elemental de la instalación DG eólica (una celda SIG o posición en el mapa de una alternativa factible de ubicación, H), con un valor determinado de la función de agregación de criterios F_n . Así, para un grupo dado, el orden en el que quedan los registros de la tabla correspondiente (las posiciones del mapa), con respecto a la función F_n , proporciona la clasificación individual de los lugares H preferidos/tolerados por ese grupo, para la construcción de una instalación DG eólica. Este *ranking* u ordenación se realiza automáticamente por el sistema NAS; y ofrece la clasificación de la prioridad del grupo n en la selección de ubicaciones para construir una instalación DG eólica, independientemente de cualquier negociación con los otros grupos.

C) Etapa III. Reclasificación y negociación de alternativas.

i) Paso 7. Mapas para la comparación de alternativas.

A partir de los mapas de la función F_n de cada grupo (mapas de agregación ponderada de los atributos estandarizados de todos los criterios), el sistema NAS genera automáticamente una clasificación de alternativas consensuadas (*ranking* de lugares para construir instalaciones DG eólicas, aceptable para los grupos).

Para ello, en primer lugar se genera, para cada grupo n , un conjunto L_n con un número dado de niveles l_n de aceptación. Por ejemplo, un conjunto de 9 niveles para cada grupo de decisión n puede ser el correspondiente a la expresión (2.3.3-7).

$$L_n = \{0.1; 0.2; \dots; 0.8; 0.9\} \quad (2.3.3-7)$$

Cada combinación de los l_n niveles de aceptación, en cada grupo $n = \{1; 2; \dots; M-1; M\}$, permite al sistema NAS generar una serie conjuntos D formados por todas las celdas SIG de ubicaciones factibles H (es decir, cubriendo el espacio V del mapa de la región bajo estudio), que tienen el mismo valor en las funciones de aceptación F_n que el valor especificado por los respectivos niveles de aceptación l_n , “simultáneamente” en todos los grupos.

La ordenación de toda la serie de conjuntos D da lugar a un *ranking* con un índice o número de orden O , que comienza en el valor cero para el rango prioridad máxima de alternativas consensuadas, creciendo su valor para rangos cada vez menores en prioridad, hasta el índice o número de orden $O_{m\acute{a}x}$, que toma el valor expresado en (2.3.3-8).

$$O_{m\acute{a}x} = \left(\prod_{n=1}^M l_n \right) - 1 \quad (2.3.3-8)$$

En el caso de que el número de niveles l_n sea el mismo, l , para todos los M grupos, la última posición en el *ranking* tendría el número de orden $O_{m\acute{a}x} = l^M - 1$.

El conjunto D^+ se genera de forma similar, aunque en este caso, recogiendo al conjunto de todas las ubicaciones factibles H de la región que han logrado, “simultáneamente”, unos índices agregados F_n mejores que los niveles de aceptación l_n señalados por cada grupo.

Si se tienen dos grupos, a y b , con los nueve niveles señalados en la expresión (2.3.3-7), aparecen $9^2 = 81$ combinaciones posibles, es decir, 81 conjuntos $D_{i,j}$ definidos según la expresión (2.3.3-9); y 81 clasificaciones de los distintos niveles de aceptación $D_{i,j}^+$ tal como se definen en la expresión (2.3.3-10), para los niveles de aceptación i del grupo a y j del grupo b .

$$D_{i,j} = \{H \in V \mid [F_a(H) = i] \cap [F_b(H) = j]\} \quad (2.3.3-9)$$

$$D_{i,j}^+ = \{H \in V \mid [F_a(H) > i] \cap [F_b(H) > j]\} \quad (2.3.3-10)$$

Los conjuntos cardinales $ND_{i,j}^+$ de estos últimos conjuntos (2.3.3-10), medidos ya sea en número de celdas SIG del mapa de la región o en superficie (en km^2) equivalente, resultan ser índices que representan el número de alternativas (ubicaciones de instalación) H , en el espacio V de las alternativas factibles, que son

“simultáneamente” mejores que el nivel de aceptación i para el grupo a y mejores que el nivel j para el grupo b .

Cada conjunto $D_{i,j}$ y $D_{i,j}^+$ se almacena en el NAS como un mapa. Cada número ND^+ mide la “distancia” a la mejor alternativa consensuada $D_{i=0.9,j=0.9}$, o “alternativa cero”. $D_{i=0.9,j=0.9}$ representa la alternativa que tiene simultáneamente los mayores niveles de aceptación de cada grupo.

En el sistema NAS también se define, de forma similar, y de acuerdo a la expresión (2.3.3-11), un número ND^- que mide la “distancia” a la peor alternativa, es decir, un conjunto cardinal que representa las localizaciones que son consensualmente peores que los niveles de aceptación de cada grupo, en el mapa de alternativas factibles.

$$D_{i,j}^- = \{H \in V | [F_a(H) < i] \cap [F_b(H) < j]\} \quad (2.3.3-11)$$

El *ranking* de alternativas consensuadas inicial se define, en el NAS, mediante la ordenación del conjunto de registros de las alternativas H por orden aceptación, es decir, ordenando los números ND^+ en orden O creciente.

Para conjuntos de alternativas consensuadas D^+ con el mismo número ND^+ , su ordenamiento sigue el orden decreciente de sus respectivos números ND^- (es decir, si están a “la misma distancia” de la mejor alternativa, tienen más prioridad las alternativas “más alejadas” de la peor).

ii) Paso 8. Mapas de reclasificación de prioridad.

El objetivo de la clasificación de prioridades es proporcionar un conjunto ordenado D_O de ubicaciones geográficas donde construir instalaciones DG eólicas en una región, donde O es el número de orden en el *ranking*.

Un número de orden O igual a cero, corresponde al conjunto de lugares donde el consenso alcanza su más alto grado; y un número de orden $O+1$ representa a un conjunto peor de alternativas que el representado por el número de orden inmediatamente anterior, O .

Para conseguir el requisito descrito en el párrafo anterior, el NAS requiere que el *ranking* satisfaga las dos condiciones siguientes.

- a) *Condición A*: El conjunto de ubicaciones (alternativas) D_O^+ debe estar contenido en el conjunto de ubicaciones D_{O+1}^+ .

Si un lugar es “consensualmente mejor” para el conjunto de ubicaciones clasificado con el número de orden O (la celda SIG H está contenida en D_O^+), entonces debe seguir siendo “consensualmente mejor” para los conjuntos de ubicaciones de rango inferior, es decir, la celda SIG H también estará contenida en todos los conjuntos de ubicaciones con número de orden $O+\alpha$ (donde α es un entero positivo).

- b) *Condición B*: El conjunto de ubicaciones (alternativas) D_{O+1}^- no puede ser parte del conjunto de ubicaciones D_O^+ .

Si un lugar es “consensualmente peor” para el conjunto clasificado en la posición O , entonces no puede ser “consensualmente mejor” para ninguno de los conjuntos de ubicaciones de rango superior, clasificados en posiciones $O-\alpha$ (donde α es un entero positivo).

En muchos casos, D_O^+ está incluido en, o es igual a D_{O+1}^+ . Sin embargo, hay casos en los cuales esto no ocurre, y la *Condición A* no se cumple.

La Figura 2.3.3.4 muestra un mapa de preferencias/tolerancias en el que se comparan distintos conjuntos de localizaciones posibles para instalaciones DG eólicas en La Rioja, con distintos niveles de acuerdo entre dos grupos de decisión: los conjuntos $S_1=D_{i=0.9,j=0.5}$ y $S_2=D_{i=0.5,j=0.9}$. El conjunto $D_{i=0.9,j=0.5}^+$ tiene la etiqueta “mejor que S_1 ”; el conjunto $D_{i=0.5,j=0.9}^+$ tiene la etiqueta “mejor que S_2 ”; el conjunto $D_{i=0.9,j=0.5}^-$, la etiqueta “peor que S_1 ”; y por último, el conjunto $D_{i=0.5,j=0.9}^-$ se etiqueta “peor que S_2 ”.

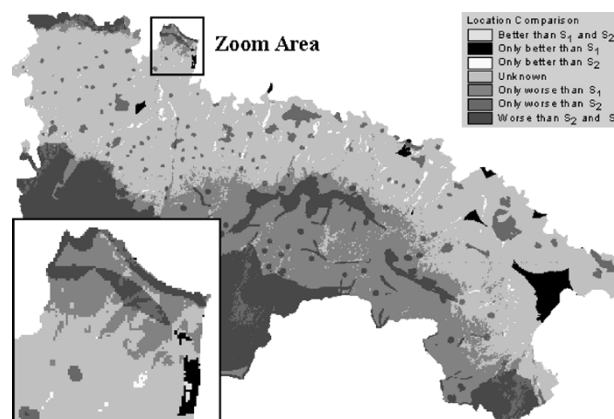


Figura 2.3.3.4. Mapa con dos series de clasificación superpuestas S_1 y S_2 .

Con operaciones SIG de superposición de estos conjuntos “mejores y peores”, utilizados como mapas para la comparación de alternativas consensuadas, se obtiene una clasificación de consenso, como se muestra en la leyenda de la Figura 2.3.3.4.

Cuando tratamos de clasificar los conjuntos S_1 y S_2 , surgen algunas inconsistencias. Por un lado, algunos lugares son mejores que S_1 y, a la vez, no son mejores que S_2 (las manchas negras con la etiqueta “Solo mejores que S_1 ”, “*Only better than S_1* ”); por otro lado, otros lugares son mejores que S_2 y no mejores que S_1 (manchas blancas marcadas con “Sólo mejores que S_2 ”, “*Only better than S_2* ”).

Si existiera un dominio perfecto de S_2 sobre S_1 , las manchas blancas no deberían aparecer en el mapa (no debería haber ninguna localización mejor que las que pertenecen al conjunto S_2).

A su vez, para un dominio perfecto del conjunto S_1 sobre el conjunto S_2 , no deberían aparecer las manchas negras en el mapa (pues son las localizaciones mejores que S_1).

Para superar este problema de dominancia de unas alternativas sobre otras, los mapas que representan los conjuntos D_0^+ y D_0^- se recalculan para lograr el cumplimiento de la *Condición A* y la *Condición B* antes mencionadas.

La secuencia de cálculos espaciales SIG sigue el siguiente bucle *for-next*, en pseudocódigo, con un índice de secuencia i creciente con el número de orden (o puesto en el *ranking*) O :

For O_i , from $O_i = 1$ to $O_{máx}$

$$D'_{O_i}^+ = \{D_{O_{i-1}}^+ \cup D_{O_i}^+\} \quad \text{Condición A}$$

For O_j , from $O_j = 0$ to $(O_i - 1)$

$$D'_{O_j}^+ = \{D_{O_j}^+ \setminus D_{O_i}^-\} \quad \text{Condición B}$$

Next O_j

Next O_i

El símbolo \setminus viene a representar la operación de sustracción de conjuntos, que en el caso del sistema NAS, es la resta de mapas de ubicaciones o alternativas de construcción de instalaciones DG eólicas. Por ejemplo, $S_1 \setminus S_2$ corresponde a la sustracción que selecciona las posiciones H de S_1 (con el valor de la cobertura S_1 en esas posiciones) que, además, no pertenecen a S_2 , como indica la expresión (2.3.3-12).

$$S_1 \setminus S_2 = \{H | H \in S_1 \wedge H \notin S_2\} \quad (2.3.3-12)$$

Este algoritmo espacial de recálculo crea una secuencia nueva de ordenación de mapas de prioridad (D'_0^+), que se utilizará como el orden de prioridad reclasificado de los lugares (alternativas H) donde construir nuevas instalaciones DG eólicas.

iii) **Paso 9. Negociación de la clasificación de prioridades.**

Como en el proceso descrito no se realizan comparaciones inter-grupales de preferencias, todos los grupos se encuentran en igualdad de condiciones en el comienzo del proceso de negociación.

Teniendo en cuenta el teorema de imposibilidad de Arrow [39], sabemos que no existe un procedimiento para combinar una clasificación individual en un *ranking* grupal, que no aborde explícitamente interrelaciones de preferencia. Incluso sobre la base de la metodología propuesta, la clasificación de prioridades que resulta no es absoluta. Pero el procedimiento admite la posibilidad de renegociar y, posiblemente, cambiar las preferencias de los grupos involucrados. Por lo tanto, la clasificación obtenida D'_0^+ puede ser considerada como un buen punto de partida.

En el proceso de negociación, los grupos proponen intercambios del orden de clasificación de pares de conjuntos D'_0^+ . El sistema NAS verifica la validez de cada cambio y recalcula el *ranking* de mapas de prioridades, generando una nueva clasificación de los conjuntos D'_0^+ .

La propuesta de intercambio, realizada por un grupo, puede ser invalidada por el sistema NAS si el grupo propone un intercambio de conjuntos, inicialmente bien ordenados, que conduce a desordenarlos en el ranking (por ejemplo, no es posible intercambiar los conjuntos bien ordenados $D_{i=0.5,j=0.5}^+$ y $D_{i=0.4,j=0.4}^+$ porque el conjunto $D_{i=0.5,j=0.5}^+$ debe estar siempre mejor clasificado que el conjunto $D_{i=0.4,j=0.4}^+$: hay que recordar del Paso 3, de estandarización de atributos, que el nivel 0.5 separaba, en todos los grupos, los puntos de un mapa con la evaluación más alta de los de más baja).

2.3.3.2 Aportación 3. Aplicación de la herramienta SIG de ayuda a la negociación para la ubicación consensuada de instalaciones eólicas.

En los párrafos siguientes se describirá un caso de mapas de clasificación de prioridades, a la hora de seleccionar ubicaciones para construir nuevas instalaciones DG eólicas, como una aplicación práctica del NAS; y, además, como caso de un proceso de renegociación de la clasificación de las prioridades.

a) Mapas de clasificación.

Se consideran dos grupos de decisión: el grupo medioambiental (EnvG) y el grupo económico (DvpG).

El grupo medioambiental escoge un conjunto de cinco criterios que considera importante tener en cuenta: las áreas del Plan de Protección del Medio Ambiente regional (en dos coberturas SIG diferentes), junto con las áreas de protección para la avifauna, las áreas de vegetación protegida, y las áreas próximas a zonas habitadas.

El grupo económico elige el siguiente conjunto de cuatro criterios principales: el coste de producción de electricidad de origen eólico, mediante su *LEC* (incluyendo en ese coste la disponibilidad de los recursos eólicos, los costes de las carreteras y de las conexiones de la red eléctrica, el valor de la propiedad de la tierra ocupada por las instalaciones, etc.); y además, el grupo considera la pendiente del terreno, la altitud sobre el nivel del mar, y el riesgo *RIX* asociado a la inversión.

El proceso es guiado por un supervisor de la negociación, operador del sistema NAS. En la primera etapa, cada grupo elige a un representante del grupo. Los representantes ayudan al supervisor a introducir en el NAS los datos necesarios para convertir los criterios en forma de coberturas SIG, incluyendo el filtrado geográfico acordado por los grupos para crear, inicialmente, el espacio de alternativas factibles *V* (Paso 1, con un total de nueve coberturas SIG, o mapas de criterios). A partir de la experiencia de los integrantes de cada grupo, se convierten los mapas de criterios en mapas de atributos de cada grupo (Paso 2, nueve mapas *T*). Si es necesario, el supervisor estandariza en cada mapa el intervalo de valores de los atributos de cada mapa, al rango [0, 1], con el valor 0.5 como mediana en todos ellos (Paso 3, nueve mapas *T'*).

La segunda etapa sirve para obtener los pesos por pares de criterios (Paso 4, con 24 pesos *z* para el grupo EnvG y 6 para el grupo DvpG); después los pesos relativos globales (Paso 5, con cinco pesos *z'* para el grupo EnvG y cuatro para el grupo DvpG); a continuación, el sistema NAS construye los mapas individuales de preferencia/tolerancia de cada grupo (Paso 6, un mapa para cada grupo). En la Figura 2.3.3.5, para el grupo EnvG, y en la Figura 2.3.3.6, para el grupo DvpG, las coberturas SIG muestran los valores de la función agregada, *F_n*, de atributos *T'* para cada grupo (observar las leyendas *F_EnvG* y *F_DvpG*); esas coberturas SIG constituyen los mapas de índices de tolerancia de cada grupo para la construcción de instalaciones DG eólicas en la región. En la Figura 2.3.3.5, las áreas más claras representan lugares con una

tolerancia menor a las instalaciones DG eólicas por parte del grupo medioambiental (nótese ese color más claro en los alrededores de los centros urbanos y en algunas zonas de protección medioambiental, sobretodo en la zona montañosa de la región).

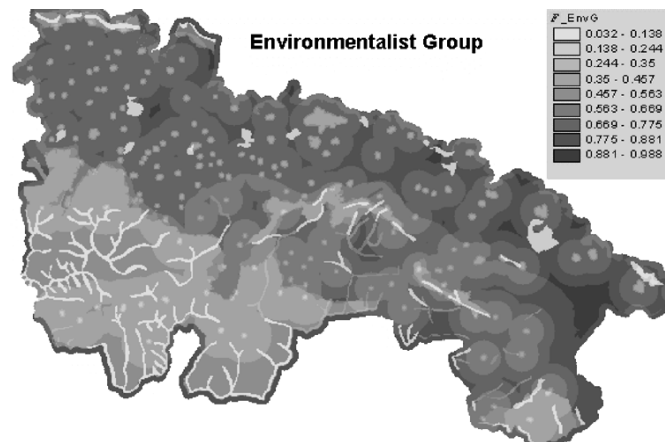


Figura 2.3.3.5. Mapa de índices de tolerancia para el grupo medioambiental.

En la Figura 2.3.3.6 las zonas más claras representan los lugares con una mayor tolerancia a las instalaciones DG eólicas por parte del grupo económico (donde las áreas más interesantes son lugares con altos recursos eólicos y otras ubicaciones técnicamente aceptables, como las zonas más bajas, de menor altura sobre el nivel del mar).

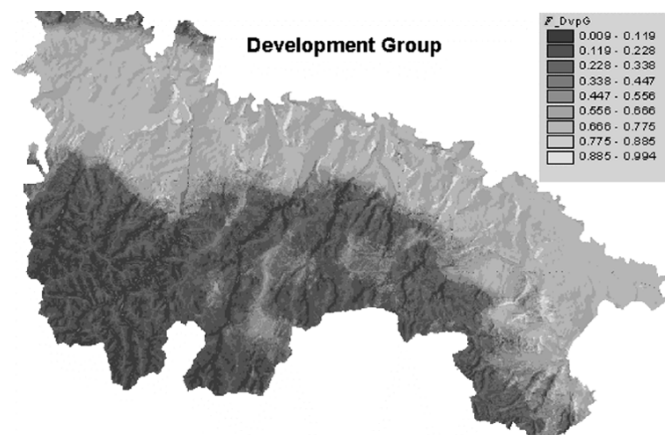


Figura 2.3.3.6. Mapa de índices de tolerancia para el grupo económico.

En la tercera etapa, siguiendo el procedimiento descrito en los Pasos 7 y 8, el sistema NAS produce el conjunto de mapas de clasificación inicial de prioridad, con nueve niveles de aceptación para los dos grupos. En la Figura 2.3.3.7 y en la Tabla 2.3.3.1 se muestra ese *ranking* inicial de las alternativas de localización de instalaciones DG eólicas.

La Tabla 2.3.3.1 muestra los 20 mejores conjuntos de ubicación de instalaciones DG eólicas en la región. La columna “Ranking *O*” muestra el número de orden en la

clasificación. Las columnas “L_EnvG” y “L_DvpG” son, respectivamente, los niveles de aceptación l_n para el grupo medioambiental y para el grupo económico, con los que se han seleccionado los conjuntos de clasificación de prioridad. La columna “ND⁺” muestra el cardinal de la serie de alternativas, representadas como una zona geográfica de una determinada superficie medida en km², y su valor mide una cierta “distancia” al mejor conjunto de alternativas. La columna “ND⁻” representa lo mismo, pero en relación con el peor conjunto. La columna “ND'₀⁺” muestra el área (en km²) ocupada por cada conjunto ordenado, después de la reclasificación de prioridad (de los mapas de clasificación consensuada de prioridad), siguiendo el algoritmo de reclasificación indicado en el Paso 8.

Tabla 2.3.3.1. Ranking de prioridades.

Ranking <i>O</i>	L_EnvG (p.u.)	L_DvpG (p.u.)	ND⁺ (km ²)	ND⁻ (km ²)	ND'₀⁺ (km ²)
0	0.9	0.9	0.26	4 912.16	0.26
1	0.9	0.8	0.45	4 867.77	0.45
2	0.8	0.9	10.39	4 433.73	10.58
3	0.8	0.8	22.49	4 401.25	22.49
4	0.7	0.9	35.43	2 731.10	47.43
5	0.9	0.7	35.74	3 939.28	82.72
6	0.6	0.9	36.48	2 005.33	83.87
7	0.5	0.9	37.37	1 791.66	84.76
8	0.4	0.9	37.87	915.14	85.26
9	0.9	0.6	71.74	2 904.73	121.26
10	0.7	0.8	73.52	2 724.71	147.35
11	0.9	0.5	73.80	2 569.82	149.41
12	0.9	0.4	74.59	2 329.59	150.20
13	0.6	0.8	77.58	2 001.85	153.11
14	0.5	0.8	79.37	1 789.08	154.01
15	0.4	0.8	80.45	913.14	154.59
16	0.8	0.7	270.19	3 685.71	367.00
17	0.8	0.6	478.74	2 823.17	539.55
18	0.8	0.5	513.08	2 520.54	571.83
19	0.8	0.4	525.01	2 291.45	582.97
20	0.7	0.7	910.03	2 597.44	1 171.78

En la Tabla 2.3.3.1 los conjuntos de ubicación prioritaria de alto rango corresponden a valores altos de los niveles de aceptación l_n para ambos grupos (columnas “L_EnvG” y “L_DvpG”). Para los conjuntos de ubicaciones de menor rango, se observa que los valores de los niveles de aceptación disminuyen, en algunos casos, con muy diferentes niveles de preferencia por los grupos (obsérvese los conjuntos de ubicación prioritaria clasificados en los puestos 8 y 12).

La superficie ocupada por las mejores zonas, para alternativas de localización bien clasificadas, es muy limitada (0.26 km² con excelentes ubicaciones en la región de 5030 km²). Sin embargo existen aproximadamente entre 80 y 150 km² en la región con

ubicaciones bastante aceptables para ambos grupos. En numerosos casos, un aumento en el número ND^+ (localizaciones más aceptables) conduce a una cierta disminución en el número ND^- (localizaciones menos aceptables).

La columna “ ND'_0 ” representa el área ocupada por las mejores ubicaciones consensuadas, tras la reclasificación de prioridad descrita en el Paso 8.

La Figura 2.3.3.7 muestra el orden de prioridad inicial para cada ubicación en la región estudiada. Esta clasificación es la base del proceso de negociación. La selección progresiva de cada conjunto de ubicaciones, según el puesto de prioridad que ocupa (desde el mayor rango, en el puesto 0, hasta el menor rango, en el puesto 20), va ampliando el área seleccionada de las ubicaciones. La clasificación individual de esos conjuntos (es decir, los niveles de aceptación de cada grupo en las columnas “ L_{EnvG} ” y “ L_{DvpG} ”), disminuye desde el punto de vista de cada grupo, hasta que se alcanza el límite más bajo tolerable de aceptación para cada grupo.

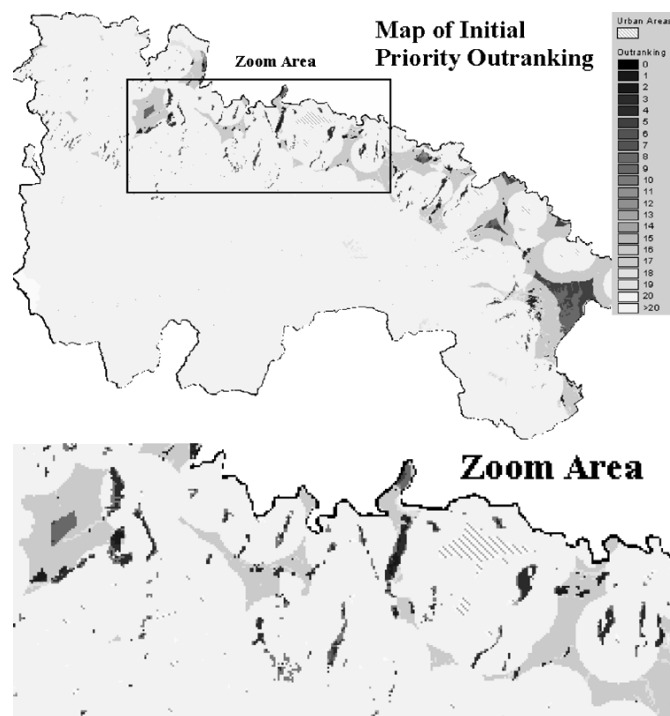


Figura 2.3.3.7. Mapa de la clasificación inicial.

b) Proceso de negociación.

Guiados por el supervisor del sistema NAS, en el *ranking* los representantes de los grupos negocian intercambios, por parejas, de los conjuntos de ubicaciones que, a su juicio, no ocupan el puesto que deberían. Vamos a ilustrar este proceso, indicado en el Paso 9 de la metodología.

A la vista de los resultados mostrados en la Tabla 2.3.3.1, el grupo medioambiental (EnvG) propone un intercambio entre el conjunto clasificado en la posición 10 y el conjunto clasificado en la posición 8, en un intento de hacer descender en el *ranking* este conjunto consensuado (el número 8), es decir, obtener un valor de rango inferior para acomodarlo mejor al propio nivel de aceptación de su grupo, que tiene un valor de 0.4 (columna “L_EnvG”).

El grupo económico (DvpG) acepta la propuesta del grupo EnvG, si se incluye un intercambio entre el conjunto clasificado en el puesto número 5, por ese mismo conjunto clasificado en la posición 10 que se quiere promover al puesto 8. Para el grupo DvpG, este cambio de posición se corresponde con un aumento en el *ranking* del conjunto de ubicaciones establecido en el puesto 10, con un nivel propio de aceptación de 0.8 (columna “L_DvpG”) a la vez que desciende en el *ranking* de ubicaciones el conjunto situado en el puesto 5, que tiene un nivel propio de aceptación de 0.7 (columna “L_DvpG”).

Se puede observar que en las propuestas de cada grupo, hay un intento de aumentar sus niveles propios de aceptación de ubicaciones pero, a la vez, esto implica una disminución en el nivel de aceptación del otro grupo.

El sistema NAS comprueba la validez de los intercambios, reordenando y verificando si los conjuntos superiores jerárquicamente se clasifican en posiciones más bajas que conjuntos promovidos a posiciones más altas en el *ranking*. Esto se hace mediante la comprobación de los niveles de aceptación de ubicaciones o de preferencia en las columnas “L_EnvG” y “L_DvpG”.

En nuestro caso el nuevo reordenamiento se presenta en la Tabla 2.3.3.2, con los puestos intercambiados sombreados. La columna “ ND'_{\emptyset}^{+} ” presenta los valores anteriores a la renegociación, y la columna “ $ND'_{\emptyset,}$ ” muestra el valor de cada conjunto de alternativas después de la reclasificación.

Tras la validación, el sistema NAS recalcula los mapas de clasificación de prioridad, con el algoritmo presentado en el Paso 8 de la metodología, y obtiene un nuevo conjunto de mapas de ubicaciones clasificadas.

La Figura 2.3.3.8 muestra las modificaciones que se han producido en la clasificación de ubicaciones consensuadas, con respecto al mapa de clasificación anterior (de la zona del mapa ampliada) presentado en la Figura 2.3.3.7. La Figura 2.3.3.8 muestra que negociaciones simples pueden causar modificaciones complejas en la clasificación de ubicaciones.

Tabla 2.3.3.2. Nueva clasificación en base a las propuestas de negociación.

Viejo Ranking	Nuevo Ranking	L_EnvG (p.u.)	L_DvpG (p.u.)	ND'_{θ}^+ (km ²)	$ND'_{\theta'}^+$ (km ²)
0	0	0.9	0.9	0.26	0.26
1	1	0.9	0.8	0.45	0.45
2	2	0.8	0.9	10.58	10.58
3	3	0.8	0.8	22.49	22.49
4	4	0.7	0.9	47.43	47.43
10	5	0.7	0.8	147.35	73.52
6	6	0.6	0.9	83.87	74.67
7	7	0.5	0.9	84.76	75.56
5	8	0.9	0.7	82.72	110.85
9	9	0.9	0.6	121.26	146.85
8	10	0.4	0.9	85.26	147.35

Algunos lugares bajan de *ranking* (obtienen una clasificación más baja que antes del cambio), mientras que otros suben (obtienen una clasificación más alta). Por otra parte, el procedimiento de negociación espacial del sistema NAS, ofrece indicadores adicionales para analizar los beneficios y las pérdidas derivadas de la negociación.



Figura 2.3.3.8. Mapa de modificaciones de la clasificación en la negociación.

La Tabla 2.3.3.3 muestra algunos de estos indicadores. En ella se muestra que en la región bajo estudio, y después del proceso de negociación, hay más lugares (medidos por la superficie que ocupan, en km²), donde el *ranking* “cae” (Disminuciones) que lugares donde el *ranking* “sube” (Incrementos). Esto significa que el proceso de negociación ha reducido el área que tiene mejores ubicaciones consensuadas con respecto al estado anterior a la negociación. Los valores medios de nivel de preferencia en las columnas “ F_m_EnvG ” y “ F_m_DrvG ” de la Tabla 2.3.3.3 (niveles propios de aceptación para cada grupo), muestran que para el grupo económico (DvpG) los lugares que han subido en la clasificación tienen un nivel de preferencia superior a los lugares que han bajado, lo que denota un acuerdo de negociación favorable para el grupo DvpG. Sin embargo, para el grupo medioambiental (EnvG) los lugares que han subido en la clasificación tienen un nivel medio de preferencia que resulta inferior al nivel de los lugares que han bajado en el *ranking*, lo que sugiere un acuerdo de negociación desfavorable para este grupo EnvG.

Tabla 2.3.3.3. Estadística espacial de las modificaciones de la clasificación.

Modificaciones del ranking	Superficie (km²)	F_m_EnvG (p.u.)	F_m_DvpG (p.u.)
Disminuciones	47.89	0.914	0.766
Incrementos	26.09	0.758	0.844

2.3.4 Modelo de evaluación de generación distribuida renovable basado en un modelo de cálculo de recursos solares.

Los modelos de evaluación de recursos solares, que en la literatura se han venido desarrollando para evaluar los recursos energéticos solares de una zona geográfica, asignan a cada punto del área en estudio, un valor medio de radiación total aprovechable por un sistema fotovoltaico (de una determinada tecnología), que es capaz de convertir el recurso solar en electricidad, de modo eficiente, esto es, con un cierto rendimiento.

Un método simple para evaluar el recurso solar es la interpolación de los valores medios de irradiación global diaria (H), que se obtienen a partir de estaciones meteorológicas [40] cercanas a la zona de estudio (generalmente espaciadas unas pocas decenas de km en áreas desarrolladas y varios cientos de kilómetros en áreas en desarrollo). Metodologías más complejas [41] utilizan imágenes satelitales para caracterizar la cobertura de nubes (por lo general para una resolución de 5 km), y albedos. Estos métodos no son eficaces si queremos conseguir una muy buena resolución (unos cientos de metros o menos). En estos casos resulta más adecuado usar metodologías SIG [42] debido a los efectos de:

- a) el terreno, las características de la vegetación, los efectos de sombra debidos a la trigonometría solar, la inclinación del terreno y las propiedades de reflexión luminosa en función de la naturaleza del terreno (albedos);
- b) la dispersión geográfica de las variables involucradas en la evaluación de la generación de energía eléctrica a partir de la radiación solar.

La combinación de estos efectos en los cálculos SIG, para los puntos (celdas SIG) de la zona estudiada, tiene una influencia mayor que la extrapolación, a estos mismos puntos, de las medidas de radiación solar registradas en las estaciones meteorológicas situadas en aquella zona. Obsérvese que la irradiación local puede ser extrapolada a toda el área en estudio mediante técnicas de interpolación espacial de los valores de irradiación de las estaciones meteorológicas terrestres.

En nuestro modelo SIG también calculamos la temperatura diurna media local, como parámetro que tiene una gran influencia en la eficiencia de conversión de la radiación luminosa en electricidad con diferentes tecnologías fotovoltaicas; el cálculo de la temperatura se ha realizado en una región relativamente extensa (5000 km²) con una resolución 5x5 metros (es decir, la celda del modelo SIG tiene casi el tamaño de 25 pequeños paneles fotovoltaicos estándar). En consecuencia, la herramienta SIG permite evaluar, con elevado grado de detalle, la generación DG renovable a partir de recursos solares mediante instalaciones fotovoltaicas.

El modelo SIG utiliza cálculo trigonométrico-estadístico-geográfico del sistema SIG, junto con la capacidad de dicho sistema SIG de construir bases de datos geo-referenciadas (por ejemplo, con datos alfanuméricos, como la posición y el nombre de las estaciones meteorológicas; datos vectoriales o asociados a superficies (coberturas), como el tipo de materiales de la superficie del terreno, su tipo de uso o su precio; tablas de datos técnicos de las tecnologías de paneles fotovoltaicos, etc.). De esta forma, a cada magnitud específica (tal como el valor de la irradiación solar, el valor de reflectancia de la superficie, el valor de un ángulo de inclinación de un panel fotovoltaico, etc.), se asocia su posición geográfica. Ello permite usar estas características geográficas para analizar espacialmente las variables almacenadas (por ejemplo, la irradiación global diaria, la temperatura ambiente media mensual o la energía eléctrica mensual generada por unidad de superficie de un panel fotovoltaico de una determinada tecnología, etc.).

2.3.4.1 Aportación 4. Herramienta SIG para la evaluación de generación distribuida renovable a partir del recurso solar disponible en una región.

Cualquier zona geográfica puede ser representada como un mapa en un SIG, con bases de datos geo-referenciadas asociadas a la posición absoluta (latitud y longitud) y la altura sobre el nivel del mar, o su conversión a coordenadas (X, Y, Z) mediante algún sistema de proyección, como el Sistema de Coordenadas Universal Transversal de Mercator (UTM). Además, se pueden asociar suficientes detalles como para incluir, en un modelo geográfico digital del terreno, elementos singulares tales como la altura de edificios y otros obstáculos. Estos obstáculos proporcionan, usando la geometría solar asociada a cada punto de estudio, una cobertura SIG con “zonas de sombra” sobre el terreno, incluyendo no solo el cambio día-noche, sino también el paso del tiempo durante el ciclo anual de traslación del planeta.

Otros datos a incluir en la base de datos geo-referenciada, construida en el SIG y asociada al mapa de la zona geográfica son: la pendiente media del terreno en cada punto de estudio, que se puede calcular con el modelo digital del terreno; y los puntos que determinan la ubicación geográfica de las estaciones meteorológicas. Además se pueden incorporar, en estos puntos, las variables meteorológicas recogidas en las estaciones mediante series temporales, que incluyen las variaciones anuales, bien de forma mensual (recogidas en cada mes promedio típico), o anualmente (en un año promedio típico). Como veremos, estas magnitudes meteorológicas estadísticas, para puntos localizados, pueden extrapolarse a toda la zona de estudio con técnicas de interpolación espacial (mediante herramientas SIG de interpolación espacial *kriging* y *co-kriging* [43]).

También a cada punto pueden asociarse las características del terreno que influyen en la irradiación recibida, como pueden ser los albedos del terreno, evaluados a partir de la reflectancia de los materiales de la superficie terrestre, ya sean naturales (roca, vegetación, aguas superficiales, etc.), o artificiales (materiales de construcción, vías de comunicación, grandes infraestructuras, etc.). Igualmente aquí cabe modelizar variaciones estacionales si la reflectancia de los materiales cambia a lo largo de las estaciones del año medio, algo que es bastante común en la vegetación o los cultivos de primavera a otoño, los días de nieve en invierno, etc.

Por otra parte, y como se describe más adelante, durante el proceso de cálculo de la generación de energía eléctrica a partir de la irradiación solar en cualquier punto del área de estudio, se han implementado, en la plataforma SIG, ecuaciones precisas y adecuadas a las características locales, comenzando los cálculos a partir de la constante solar (esto es, la potencia de la radiación solar extraterrestre recibida en la unidad de tiempo por una superficie unitaria, situada fuera de la influencia de la atmósfera).

Posteriormente, la relación de estos cálculos con los valores de las variables meteorológicas medidas en las estaciones meteorológicas de la región, introduce la influencia de la atmósfera particular y de la climatología local. Con la evaluación de series históricas de mediciones de datos meteorológicos de estaciones terrestres, suficientemente próximas entre sí en zona estudiada, se puede tipificar la climatología local, no sólo en el tiempo, sino también en el espacio, con lo que los resultados del modelo SIG reflejan mejor los patrones climáticos locales a largo plazo.

La metodología implementada también permite calcular la generación de energía eléctrica, producida en un panel fotovoltaico, fabricado con una tecnología semiconductora en particular, situado en un punto cualquiera del área en estudio, con

una inclinación con respecto a la horizontal del terreno y una orientación con respecto al eje Norte-Sur / Este-Oeste arbitrarias (incluso si el panel está equipado con seguidores solares de uno o dos ejes).

La generación de energía eléctrica, a partir de la radiación solar, incluye tanto la captación sobre la superficie activa del panel de la energía solar directa (es decir, la que excluye las sombras locales, debido a los obstáculos impuestos a la geometría óptica solar por la topografía del lugar y evaluadas a partir del modelo digital del terreno), como la energía solar captada a partir de la irradiancia difusa, transmitida a través de los patrones climatológicos locales e, incluso, la energía solar captada en la superficie activa del panel por la irradiación reflejada desde el terreno circundante.

El algoritmo de cálculo, desarrollado sobre una plataforma SIG, utiliza los pasos indicados a continuación [44].

I. Irradiancia solar sobre una superficie horizontal. Índice de Claridad.

Dado que, generalmente, en las estaciones meteorológicas terrestres, los datos de irradiancia global (H , potencia por unidad de superficie, Wm^{-2}) son medidos por sensores horizontales, deben ser relacionados con los valores correspondientes (H_0 , irradiancia global horizontal de día claro), como si se midiera la irradiancia fuera de la atmósfera de la Tierra.

Estos valores H_0 en un punto de la superficie terrestre (X, Y, Z) dependen de la irradiancia solar intrínseca (la potencia solar disponible por unidad de superficie normal a la radiación, llamada irradiancia directa normal o constante solar, $G_S = 1.3655 \text{ kWm}^{-2}$ [45]), y dependen de la geometría Tierra-Sol. La distancia al Sol desde ese punto de la superficie terrestre (X, Y, Z) y los ángulos de referencia punto-Sol dependen de la fecha del año, la latitud y el “tiempo solar”, que corresponde a la longitud terrestre del lugar en cada momento del día. El “tiempo solar” es la referencia de cálculo horario, e integrando, del cálculo diario, mensual, estacional o anual.

Posteriormente, con los datos meteorológicos de irradiancia global horizontal H en cada punto de la zona donde existen estaciones meteorológicas (X_E, Y_E, Z_E), podemos definir el Índice de Claridad promedio K_T diario, mensual, estacional o anual (si los valores de H y H_0 son los valores medios evaluados diaria, mensual, estacional o anualmente). Como se indica en la expresión (2.3.4-1), para cada punto (X_E, Y_E, Z_E) donde existen registros de una estación meteorológica terrestre, K_T viene a medir cuánto se acerca a las características de un día claro (sin nubes) el clima meteorológico local en los alrededores de la estación meteorológica terrestre.

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (2.3.4-1)$$

Las técnicas de interpolación espacial de *kriging* (*co-kriging* en zonas montañosas [43]), extienden (extrapolan) estos Índices de Claridad promedio, K_T , a cada celda (X, Y, Z) de la zona estudiada, formando la cobertura de Índice de Claridad de la zona. Esta cobertura SIG del Índice de Claridad, multiplicada por la cobertura de los valores H_0 de la zona en estudio, proporciona la cobertura SIG de la irradiancia global sobre una superficie horizontal, H , para cualquier punto (X, Y, Z).

II. Irradiancia solar en superficies inclinadas o con seguimiento solar. Irradiancia directa, difusa y reflejada.

La energía de la radiación solar es captada en el panel fotovoltaico durante el tiempo en que ese panel es iluminado por el impacto directo de los rayos del sol en la superficie activa del panel (irradiancia directa H_b , que desaparece cuando la sombra de un obstáculo alcanza el panel). El panel también recibe la radiación transmitida a través de la atmósfera (irradiancia difusa H_d , presente incluso con cielos cubiertos de nubes). Así el panel recoge la irradiancia global H , es decir, ($H_b + H_d$). Esta irradiancia global incluye la parte de irradiancia directa y difusa que es reflejada por el terreno circundante y que alcanza el panel, reflejo que es proporcional a la reflectancia o albedo del suelo circundante.

Diferentes enfoques [46], [47], [48], [49], [50], [51] se han implementado dentro del sistema SIG como métodos de cálculo, junto con los datos climatológicos y atmosféricos locales disponibles, con el fin de determinar (en cada punto de la zona de estudio, e introduciendo la unidad de tiempo), la irradiancia horaria directa, I_b , y la irradiancia horaria difusa, I_d , en un día típico (ambas con unidades de energía por unidad de superficie, Wh/m²), a partir de la irradiancia global horizontal y el Índice de Claridad. También se han implementado en el sistema SIG otros enfoques [52], [53], introduciendo el Índice de Turbidez de Linke.

Así, en un modelo atmosférico isotrópico simple [50], se calcula la irradiancia horaria directa, difusa y global, I_b , I_d e I , por unidad de superficie horizontal, a partir de los valores diarios de irradiación horizontal directa, difusa y global, H_b , H_d y H en un punto cualquiera (X, Y, Z). Además, se cumple la relación dada en la expresión (2.3.4-2): la irradiación horaria global, I , captada por unidad de superficie horizontal, se compone de la irradiancia horaria directa I_b más la irradiancia horaria difusa, I_d .

$$I = I_b + I_d \quad (2.3.4-2)$$

A partir de ellas, se puede obtener, mediante la expresión (2.3.4-3), una cobertura SIG, en un punto cualquiera (X, Y, Z), correspondiente a la irradiación horaria total diaria (en un día medio), I_t , en el plano de un panel fotovoltaico, inclinado un ángulo β con respecto a la horizontal.

$$I_t = I_b \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} + I_d \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (2.3.4-3)$$

En la expresión (2.3.4-3), θ es el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre el panel fotovoltaico; θ_z es el acimut del punto (X, Y, Z); β es el ángulo de inclinación del panel con respecto a la horizontal (todos los ángulos mencionados, en una hora de un día típico); y ρ es el albedo de la superficie adyacente, en un mes típico en particular (pues el albedo puede tener cambios estacionales).

En paneles fotovoltaicos con seguimiento solar, las conocidas ecuaciones de trigonometría solar [54] determinan las relaciones entre los ángulos, las horas y los días en un mes o en un año típico. Así podemos evaluar la irradiancia horaria de panel inclinado para todas las horas de un día típico o para todos los días de un mes típico. Acumulando sus valores, obtenemos una cobertura SIG en cualquier punto del área en estudio, correspondiente al valor de irradiancia H_t horaria total diaria (o mensual) para un panel inclinado o con seguidor solar.

III Generación de energía eléctrica mensual por unidad de superficie de panel fotovoltaico.

La generación de energía eléctrica por unidad de área del panel fotovoltaico, a partir de la energía solar interceptada por la capa semiconductor activa del panel, depende del rendimiento de la conversión fotoeléctrica que se produce en el panel semiconductor, η_P [55]. Es decir, depende de la tecnología de fabricación específica del panel. Las tecnologías semiconductoras de fabricación con células de silicio monocristalino, o poli-cristalino, o con células de película delgada como las de telurio de cadmio (CdTe), cobre-indio-selenio (CIS) o de silicio amorfo (a-Si), presentan diferentes rendimientos de conversión de célula semiconductor, η_R , a la temperatura de referencia T_R (que por lo general es 25 °C).

El rendimiento de la conversión fotoeléctrica en el panel, η_P , depende de la temperatura media alcanzada por el panel, T_P , en el lugar de la instalación fotovoltaica,

tal como indica la expresión (2.3.4-6), donde TC_P es el coeficiente de temperatura que posee el panel fotovoltaico, en K^{-1} , específico para cada tecnología de fabricación.

$$\eta_P = \eta_R \cdot [1 - TC_P \cdot (T_P - T_R)] \quad (2.3.4-4)$$

T_P está relacionada con la temperatura media mensual ambiente T_A en el lugar de instalación del panel, la posición (X, Y, Z), siendo T_A una variable geográfica obtenida de la extrapolación, a toda la zona en estudio (mediante técnicas de interpolación espacial de *kriging* y *co-kriging*), de los valores estadísticos medios mensuales de temperatura ambiente medidos en las estaciones meteorológicas de la zona.

La relación entre T_P y T_A (ambos en $^{\circ}C$) puede obtenerse mediante la expresión (2.3.4-5), donde $NOCT$ es la temperatura nominal de funcionamiento de la célula semiconductora, que depende del tipo de panel fotovoltaico considerado, mientras que K_T es el valor de la cobertura del Índice de Claridad mensual en la ubicación (X, Y, Z), obtenida, como se ha indicado, de la extrapolación, a toda la zona en estudio, de los valores calculados en la expresión (2.3.4-1), a partir de los datos de las estaciones meteorológicas.

$$T_P = \frac{NOCT - 20}{800} \cdot (219 - 832 \cdot K_T) + T_A \quad (2.3.4-5)$$

Por tanto, T_P se representa en una cobertura de temperaturas medias de panel; así T_P es una variable geográfica asociada a la posición (X, Y, Z) en el modelo digital del terreno SIG.

Si E_{PV} representa la generación de energía eléctrica (kWh) mensual, obtenida de un panel fotovoltaico de superficie activa S (de una determinada tecnología de conversión semiconductora, una inclinación determinada o con unos determinados sistemas de seguimiento solar), situado en una posición (X, Y, Z) en el área de estudio, donde puede captarse una energía solar en forma de irradiancia horaria mensual total H_t ($kWh\ m^{-2}$), resulta que la generación de energía eléctrica mensual por unidad de superficie de panel fotovoltaico, E_P , se calcula con la expresión (2.3.4-6).

$$E_P = \frac{E_{PV}}{S} = \eta_P \cdot H_t = \eta_R \cdot [1 - TC_P \cdot (T_P - T_R)] \cdot H_t \quad (2.3.4-6)$$

Así, mediante la expresión (2.3.4-6), construimos mapas SIG con la generación de energía eléctrica E_P por unidad de superficie de panel, obtenida de una instalación fotovoltaica situada en cualquier punto (X, Y, Z), de un determinado tipo de panel

fotovoltaico y de tecnología de conversión semiconductor, con inclinación fija o móvil (con seguidores de uno o dos ejes).

2.3.4.2 Aportación 4. Aplicación de la herramienta SIG para la evaluación de generación distribuida renovable a partir del recurso solar disponible.

El modelo computacional para calcular la generación de energía eléctrica, a partir de la radiación solar en un área específica, ha sido aplicado a La Rioja. La construcción de las bases de datos necesarias para nuestro modelo de referencia geográfica, ha requerido la cartografía SIG del modelo digital del terreno, el clima (temperatura ambiente e irradiancia), y los usos de la tierra (para establecer el albedo o reflectancia del terreno). El tamaño de la cuadrícula de las coberturas SIG se ha establecido en celdas de 5x5 metros.

Se han recogido y manejado los datos meteorológicos de estaciones oficiales disponibles en La Rioja, concretamente de una estación perteneciente a la red de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) en Agoncillo, con más de 60 años de datos, y los datos de 10 estaciones de la red del Gobierno de La Rioja [56], la mayoría de ellos con más de 10 años de datos meteorológicos almacenados día a día, cada 15 minutos. La lista de las estaciones meteorológicas utilizadas está geo-referenciada en la Tabla 2.3.4.1.

Tabla 2.3.4.1. Listado de las estaciones meteorológicas de La Rioja geo-referenciadas (UTM, huso 30T).

Estación	X (m)	Y (m)	Z (m)
Logroño	543 408	4 700 460	408
San Román	544 789	4 675 898	1 094
Ezcaray	499 552	4 686 914	1 000
Villoslada	527 583	4 663 694	1 235
Ocón	563 272	4 682 107	1 105
Yerga	584 943	4 666 139	1 101
Ventrosa	512 665	4 669 180	1 565
Moncalvillo	531 525	4 686 160	1 495
Calahorra	582 843	4 683 014	350
Aguilar	585 428	4 646 588	752

El modelo SIG computacional requiere la creación de una cobertura estacional del albedo del terreno en el área de análisis. Es decir, para cada una de las estaciones del año (primavera, verano otoño e invierno), y para cada mes de un año típico, se ha obtenido un mapa de la región con sus índices de reflectancia (en valores medios por unidad), que muestra el cambio que presenta la reflectancia de la superficie o área de

estudio, cubierta con materiales naturales (vegetación, tierras de cultivo, agua), o de origen artificial (materiales de construcción, tejados, calzadas).

Se ha creado una base de datos de tecnologías de panel fotovoltaico, con la información técnica pertinente (Tabla 2.3.4.2) en la plataforma SIG empleada [57], para construir mapas de la generación de energía eléctrica producida con paneles fotovoltaicos instalados en cada punto de La Rioja, a partir del recurso solar disponible en ese punto.

Tabla 2.3.4.2. Características de tecnologías de paneles fotovoltaicos.

Tipo de semiconductor	η_R (%)	$NOCT$ (°C)	TC_P (K ⁻¹)
Silicio mono-cristalino	13.0	45	0.40
Silicio poli-cristalino	11.0	45	0.40
Silicio amorfo	5.0	50	0.11
CdTe	7.0	46	0.24
CIS	7.5	47	0.46

Los cálculos incluyen los datos de los ángulos asociados a los paneles de inclinación fija, o con seguidores solares de uno o dos ejes. Uno de los numerosos resultados obtenidos se muestra en la Figura 2.3.4.1, que proporciona el mapa de la región estudiada (resolución de 5x5 metros), con la cobertura de la generación de energía eléctrica diaria, obtenida por metro cuadrado, de paneles fotovoltaicos de silicio mono-cristalino, con seguidores solares de dos ejes.

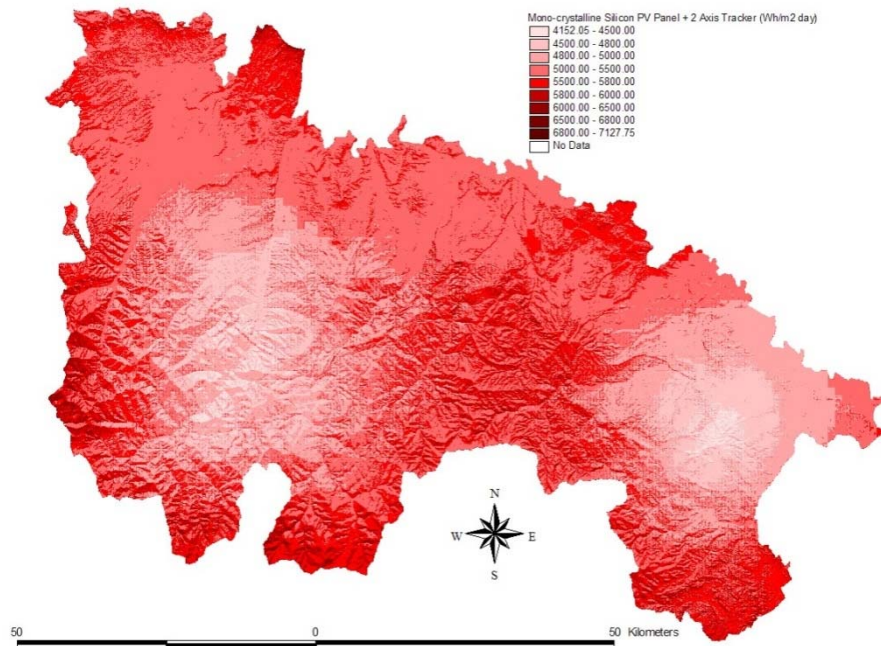


Figura 2.3.4.1. Generación de energía eléctrica diaria (Wh/m²) en La Rioja con paneles fotovoltaicos.

A partir de los datos meteorológicos regionales, se calculó la cobertura SIG del recurso solar anual (irradiación anual media diaria), disponible en La Rioja para calcular la generación de energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos. En la región es apreciable el efecto micro-climático del monte Yerga y del valle alto del río Najerilla (las manchas más claras situadas al este y al oeste del mapa en la Figura 2.3.4.1, respectivamente).

Usando la gran cantidad de mapas que pueden obtenerse combinando distintos tipos de tecnologías e inclinaciones de panel, podremos comparar las tecnologías fotovoltaicas más eficientes en cada lugar, teniendo en cuenta no sólo el recurso solar existente, sino también aquellas peculiaridades locales (microclimas locales, temperaturas medias ambientales, sombras de obstáculos y albedos), en cada punto particular de la región en estudio. Así, el modelo implementado en el SIG es una herramienta útil para seleccionar las ubicaciones geográficas, con la tecnología fotovoltaica más adecuada para lograr la mayor cantidad posible de generación de energía eléctrica, a partir de la energía solar disponible. Además, este modelo computacional implementado en la plataforma SIG se puede utilizar para elegir la tecnología fotovoltaica más adecuada para un sitio específico (silicio mono- o policristalino, silicio amorfo, CdTe, CIS, etc.), o se puede emplear para determinar la tecnología de seguimiento solar más adecuada en el mismo lugar especificado (seguidores solares de un solo eje horizontal o vertical, y seguidores de dos ejes), o los ángulos de inclinación más adecuados.

Finalmente conviene señalar que la herramienta SIG desarrollada puede utilizarse para analizar zonas geográficas rurales, donde las instalaciones fotovoltaicas aisladas de las redes eléctricas sean soluciones idóneas, tanto desde un punto de vista técnico como desde un punto de vista económico. Este tipo de zonas geográficas suelen encontrarse en países donde el recurso solar es de fácil acceso, por lo general en la zona climática subtropical. En países desarrollados, las instalaciones fotovoltaicas aisladas pueden ser utilizadas para facilitar el desarrollo de zonas geográficas remotas (alejadas de las redes eléctricas), de alto potencial turístico.

Por otra parte, en algunos países desarrollados se exigen medidas de ahorro de energía a través de la captación de energía solar para satisfacer parte de las necesidades energéticas en edificios de nueva construcción. El modelo implementado en la herramienta SIG, con una alta resolución, proporciona una herramienta útil, cuando se evalúa la energía solar disponible en lugares donde se pueden construir nuevos edificios.

CAPÍTULO 3. CONCLUSIONES

3.1 CONCLUSIONES DE LA APORTACIÓN 1. HERRAMIENTA SIG PARA LA PREVISIÓN ESPACIAL, A LARGO PLAZO, DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD MEDIANTE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE PEQUEÑA POTENCIA

En esta aportación se presenta una original metodología de predicción del crecimiento (expansión) espacio-temporal, estudiado en un área y a largo plazo, de sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia.

La metodología descrita en esta aportación sigue un procedimiento dividido en tres etapas:

1. Un grupo de expertos acuerda valores técnicos iniciales de crecimiento o expansión anual de nuevos sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia. Estos sistemas se van a instalar en un área, durante el periodo de previsión que también acuerdan los expertos, teniendo en cuenta dos escenarios de expansión (optimista y pesimista), y considerando cuatro “tecnologías fotovoltaicas” en el estudio a largo plazo.

Las “tecnologías fotovoltaicas” incluyen, entre sus características, una adecuada distribución espacial de la presencia de determinados tipos de sistemas fotovoltaicos en zonas urbanas, zonas rurales con acceso a la red eléctrica y/o zonas rurales aisladas.

2. Los valores iniciales facilitados por el panel de expertos se analizan, de forma iterativa e interactiva, con el fin de detectar posibles incoherencias, con objeto de obtener valores finales consensuados de crecimiento anual fotovoltaico, es decir, valores que sean satisfactorios y definitivos.

En esta segunda etapa se ajustan los valores técnicos iniciales del grupo de expertos, determinando los valores definitivos de densidad de potencia fotovoltaica (potencia fotovoltaica por habitante), en coberturas de un sistema SIG. Estas coberturas SIG se reflejan en mapas con distintas densidades de potencia fotovoltaica según tecnología, escenario de expansión y periodo de previsión, en las distintas zonas del área.

3. Se realiza un proceso de agregación SIG, entre los valores definitivos de densidad de potencia fotovoltaica y los valores de la evolución de la densidad de población (habitantes por unidad de superficie), para obtener mapas SIG de tecnología fotovoltaica acordes con la futura expansión geográfica de las cuatro “tecnologías fotovoltaicas”, para el área analizada y periodo de estudio.

Dichos mapas SIG de tecnología fotovoltaica representan la densidad de potencia fotovoltaica geográfica total (kWp/km²) en el área y a lo largo del periodo estudiado.

Toda la información se presenta en forma cualitativa, cuantitativa y visual (mapas SIG), lo que permite identificar las superficies geográficas de expansión espacio-temporal de sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia para las “tecnologías fotovoltaicas” consideradas. También se puede utilizar para calcular la previsión de potencia fotovoltaica total (MWp) en la totalidad del área.

En cuanto a potenciales usuarios de la herramienta SIG desarrollada, como se describió en el capítulo 2, los mapas de tecnología fotovoltaica podrían ser de utilidad, por ejemplo, para instaladores, empresas eléctricas y organismos oficiales regionales.

3.2 CONCLUSIONES DE LA APORTACIÓN 2. HERRAMIENTA SIG DE AYUDA A LA DECISIÓN PARA LA SELECCIÓN IDÓNEA DE LA LOCALIZACIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES EÓLICAS

El sistema de ayuda a la decisión presentado ha sido creado como herramienta SIG de ayuda a la selección idónea de ubicaciones geográficas, para la construcción de nuevas instalaciones de generación distribuida (DG) renovable, considerando los intereses de los grupos involucrados en su planificación. La herramienta ha sido desarrollada sobre una plataforma informática SIG, aprovechando las capacidades de cálculo, gestión de bases de datos geo-referenciados y visualización espacial de dicha plataforma SIG.

El sistema de ayuda a la decisión (DAS) se basa en una metodología original con un objetivo principal: la creación de mapas geográficos de preferencia/tolerancia sobre zonas de una región, para la selección de los lugares más adecuados donde situar nuevas instalaciones DG renovables.

Los mapas de preferencia/tolerancia, que son diferentes para cada grupo, contienen una cuantificación numérica de sus preferencias sobre cada localización geográfica donde construir nuevas instalaciones DG renovables. El sistema DAS utiliza varios procedimientos SIG, especialmente diseñados para la creación de mapas de criterios específicos y mapas de atributos de selección de cada grupo.

Mediante la comparación por parejas de estos mapas de atributos, los grupos seleccionan su propio conjunto de pesos relativos globales y normalizados de atributos, que se utilizan para la agregación de todos los criterios de selección de cada grupo en mapas de índices de preferencia/tolerancia.

Así, en cada mapa de índice de preferencia/tolerancia de cada grupo, aparecen los lugares geográficos que contienen el valor máximo de 1 (o un valor cercano a 1), que representan su mayor preferencia o tolerancia al emplazamiento de nuevas instalaciones DG renovables. Los lugares, identificados por la herramienta SIG (sistema DAS), con un valor de preferencia 1 (o un valor cercano a 1) simultáneamente en todos los mapas de todos los grupos, indican las localizaciones que son, a la vez, idóneas para todos los grupos, a la hora de construir nuevas instalaciones DG renovables. Por tanto, el sistema DAS puede determinar los lugares idóneos según los criterios de selección de los grupos, sin que estos grupos tengan que interactuar entre ellos. Cada grupo solo tendrá que interactuar con el DAS para preparar su propio mapa de índice de preferencia/tolerancia, en el que estarán, agregados, sus propios criterios de selección de ubicaciones.

Con frecuencia, las diferentes preferencias provienen de los diversos intereses de estos grupos en el desarrollo de nuevas instalaciones DG renovables: por ejemplo, algunos grupos (empresas eléctricas, consorcios económicos, y otros) tienen intereses fundamentalmente económicos; mientras que otros grupos (agencias medioambientales, activistas u otros actores sociales) están interesados en la limitación de los impactos de las nuevas instalaciones DG renovables sobre el medioambiente.

En esta aportación se presenta un conjunto de resultados de mapas geográficos de tolerancia, útiles en la selección de lugares idóneos para la construcción de nuevas instalaciones DG eólicas en zonas de La Rioja, según la preferencia/tolerancia de dos grupos: uno económico y otro medioambiental.

El sistema DAS puede ser utilizado en zonas de cualquier otra región, para cualquier otro tipo de instalación DG renovable distribuida, y constituye una

herramienta útil para facilitar el desarrollo de nuevas instalaciones DG basadas en fuentes renovables.

3.3 CONCLUSIONES DE LA APORTACIÓN 3. HERRAMIENTA SIG DE AYUDA A LA NEGOCIACIÓN PARA LA UBICACIÓN CONSENSUADA DE INSTALACIONES EÓLICAS

En esta aportación se ha desarrollado un nuevo sistema de ayuda a la negociación (*Negotiation Aid System*, NAS), implementado sobre una plataforma SIG, creado para la selección de los lugares idóneos para nuevas instalaciones DG renovables, escogidos en un proceso de negociación entre grupos de decisión (económico y medioambiental).

La herramienta SIG (sistema NAS) se basa en una metodología original, combinada con sofisticados cálculos y procedimientos de gestión y construcción de bases de datos espaciales geo-referenciados (convertidos en mapas sobre una plataforma SIG). La metodología se basa en la definición de mapas de preferencia/tolerancia, utilizados más tarde en el proceso de negociación entre los diferentes grupos, así como en la obtención de una clasificación inicial de conjuntos de posibles ubicaciones geográficas, atendiendo a diferentes intereses de los grupos, mediante la agregación de sus criterios ponderados de selección.

Entre las características originales de la herramienta cabe destacar la estandarización de atributos de criterios y la comparación de pesos relativos por pares, en función de la importancia que cada grupo asigna a sus propios criterios de selección de los lugares geográficos preferidos/tolerados.

El sistema NAS permite la aplicación de un método original de análisis visual, para determinar ponderaciones relativas de criterios, que son necesarias en los problemas de decisión en presencia de criterios múltiples. Los grupos ponderan numéricamente la agregación, por parejas, de sus distintos criterios de selección; y realizan, con el sistema NAS, sucesivas evaluaciones holísticas, mediante análisis visual, de mapas que muestran gráficamente el resultado de cada decisión sobre los valores numéricos de ponderación utilizados; de esta forma los grupos pueden llegar a determinar los valores idóneos de ponderación que mejor representan sus intereses.

El sistema NAS obtiene una clasificación inicial, es decir, el ordenamiento (*ranking*) de conjuntos de ubicaciones geográficas seleccionables factibles, a partir de

funciones agregadas de aceptación de cada grupo y el establecimiento de unos niveles propios de prioridad en la selección. Después, en el proceso de negociación entre grupos, éstos realizan intercambios sucesivos de posiciones en el *ranking* (cambios en la clasificación de prioridades), de acuerdo con sus propuestas de negociación. A continuación, con los mapas SIG resultantes, los grupos analizan y negocian (de forma interactiva, usando el sistema NAS), los lugares más adecuados para construir instalaciones DG renovables, pudiendo finalmente llegar a determinar las mejores ubicaciones consensuadas.

Por lo tanto, este sistema de ayuda a la negociación puede contribuir a alcanzar acuerdos entre los grupos, y también puede ayudar a evitar retrasos o cancelaciones en los proyectos de construcción de nuevas instalaciones DG renovables.

Este sistema NAS ha sido ensayado para la selección negociada (entre un grupo económico y otro medioambiental) de lugares de construcción de nuevas instalaciones DG eólicas en zonas de la región de La Rioja. Además, esta herramienta se puede utilizar en zonas de en cualquier otra región y para cualquier tipo de instalación DG renovable.

En resumen, este sistema NAS, basado en SIG, es una herramienta adecuada para facilitar el desarrollo de nuevas instalaciones DG renovables.

3.4 CONCLUSIONES DE LA APORTACIÓN 4. HERRAMIENTA SIG PARA LA EVALUACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE BASADA EN UN MODELO DE CÁLCULO DE RECURSOS SOLARES

En esta aportación se ha presentado un modelo SIG, útil para la evaluación de la generación de energía eléctrica, con elevado grado de detalle, a partir del recurso solar disponible en una zona geográfica determinada, implementado en una nueva herramienta dentro de un sistema SIG. El modelo tiene en cuenta la trigonometría solar implicada en la captación de energía solar con paneles fotovoltaicos. También se consideran paneles fijos y móviles, incluyendo la influencia de las sombras debida a los obstáculos geográficos que se interponen entre el Sol y dichos paneles fotovoltaicos, así como la temperatura media ambiente, en cada localización de la zona y para cada momento del año. Además, este modelo considera la irradiancia difusa y su influencia al calcular el valor de la irradiancia global, incluyendo el efecto de los albedos asociados a cada punto de la superficie de la zona en estudio. A diferencia de otros modelos, el

nuevo modelo SIG incluye la variabilidad espacial y temporal del albedo en cada punto, con diferente cobertura espacial por cada mes del año.

Dado que el modelo puede ser utilizado con cualquier resolución, resulta muy adecuado para calcular, con un elevado grado de detalle, los recursos solares de cualquier zona geográfica, la temperatura media ambiente local, y para calcular la generación eléctrica mediante paneles fotovoltaicos en dicha zona.

3.5 CONCLUSIONES FINALES

En resumen, en el compendio de publicaciones que configuran la tesis, se han presentado nuevas herramientas para la planificación de generación distribuida (DG) renovable mediante sistemas de información geográfica. Dichas herramientas SIG alcanzan diversos resultados prácticos, en forma de mapas SIG, correspondientes a avanzados estudios de interés para la planificación de generación renovable en una zona geográfica, siendo esos mapas fácilmente analizables tanto cuantitativamente, como cualitativamente y visualmente. Como se dijo, las herramientas SIG creadas se entroncan fundamentalmente en un marco de planificación energética regional utilizando sistemas de información geográfica.

En cuanto a la previsión espacio-temporal del crecimiento de unas determinadas “tecnologías” DG renovables de pequeña potencia (conectadas a la red de distribución eléctrica, o bien aisladas de la red), se ha desarrollado una metodología original (basada en un “*qualitative forecasting*” de un grupo de expertos), para alcanzar una previsión, a lo largo del tiempo, de la evolución de la generación eléctrica con un determinado tipo de “tecnología” DG, en un área de estudio (aportación 1). La previsión se realiza mediante un proceso interactivo y repetitivo hasta alcanzar valores técnicos (consensuados por los expertos), del crecimiento geográfico de referencia, es decir, del crecimiento de densidad de potencia de generación distribuida de cada “tecnología” considerada (potencia por habitante). La herramienta SIG creada agrega geográficamente, en cada horizonte temporal y en cada escenario (optimista y pesimista) de crecimiento, la densidad de potencia de generación distribuida junto con la densidad de población (habitantes por unidad de superficie). De esta manera, la herramienta SIG obtiene resultados de densidad de potencia geográfica total (potencia por unidad de superficie), en forma de mapas SIG de aquellas “tecnologías” de generación distribuida renovable, en sucesivos horizontes temporales, acordes con la futura expansión geográfica prevista por el panel de expertos.

Uno de los aspectos de interés del desarrollo de nuevas instalaciones DG renovables es determinar la localización más adecuada para su construcción cuando aparecen diferentes grupos socioeconómicos, con intereses distintos o a veces contrapuestos, que deben tomar la decisión final de ubicar esas instalaciones DG renovables. La decisión multi-criterio y multi-agente de localización de nuevas instalaciones DG renovables se ha abordado desarrollando nuevas herramientas SIG, que consisten, por un lado, en un sistema de ayuda a la decisión, DAS (aportación 2) y, por otro lado, en un sistema de ayuda a la negociación, NAS (aportación 3).

El sistema DAS proporciona, como resultado, un mapa SIG de índices agregados de preferencia/tolerancia, en los que se ordenan los lugares donde situar nuevas instalaciones DG renovables, de mayor a menor nivel de preferencia/tolerancia, de acuerdo a los criterios ponderados de selección de todos los grupos. Después el sistema DAS permite seleccionar las celdas SIG con un valor 1 (o muy cerca de 1) en el mapa de atributos agregados, que representan las mejores ubicaciones donde construir instalaciones DG renovables para todos los grupos. De este modo, el sistema DAS determina las localizaciones idóneas de nuevas instalaciones DG renovables sin que los grupos tengan que interactuar entre ellos.

El sistema NAS incorpora sofisticados algoritmos para guiar procesos de negociación entre grupos que presentan intereses con un nivel significativo de divergencia. En base a un mapa SIG de índices agregados de preferencia/tolerancia, el sistema NAS realiza una ordenación inicial (*ranking*), donde las ubicaciones de nuevas instalaciones DG renovables quedan clasificadas en conjuntos ordenados según los criterios de los grupos, que reflejan sus intereses con determinados niveles de preferencia. De acuerdo con las sucesivas propuestas de negociación entre los grupos, el sistema NAS guía la realización de los correspondientes intercambios de conjuntos de localizaciones, modificando el *ranking*. Así, los grupos analizan y negocian sucesivamente los lugares más adecuados para construir instalaciones DG renovables, hasta determinar sus ubicaciones finales escogidas mediante el consenso alcanzado por estos grupos.

Por último, otro aspecto de interés en la planificación de generación distribuida renovable se refiere a la evaluación y aprovechamiento del recurso renovable distribuido en una zona determinada. Para dicha evaluación resulta adecuada la utilización de modelos SIG. En este sentido, se ha desarrollado una herramienta SIG (aportación 4) para la evaluación espacio-temporal, con elevado grado de detalle, del recurso renovable en esa zona, junto con la variación geográfica del rendimiento de su

conversión en energía eléctrica, para llegar a determinar la evaluación de la correspondiente generación distribuida renovable, representada en mapas SIG.

Para finalizar, conviene agradecer de nuevo el apoyo financiero de las entidades mencionadas en el apartado de “Agradecimientos”, permitiendo el desarrollo de varios proyectos que han sido soporte de los trabajos de investigación realizados.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] T. Ackermann, G. Andersson y L. Söder, “Distributed generation: a definition”, *Electric Power Systems Research*, vol. 53, n° 3, pp. 195–204, 2001.
- [2] P. Paliwal, N. P. Patidar y R. K. Nema, “Planning of grid integrated distributed generators: A review of technology, objectives and techniques”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 40, pp. 557–570, 2014.
- [3] European Wind Energy Association, EWEA, “Global wind energy statistics, Reports of wind energy scenarios”, <http://www.ewea.org>.
- [4] European Photovoltaic Industry Association, EPIA, “Global Market Outlook for Photovoltaics”, <http://www.epia.org>.
- [5] W. Kresse y D. M. Danko, *Springer Handbook of Geographic Information*, Berlin - Heidelberg, Germany: Springer, 2012.
- [6] M. M. Fischer y A. Getis, *Handbook of Applied Spatial Analysis. Software Tools, Methods and Applications*, Berlin - Heidelberg, Germany: Springer, 2010.
- [7] B. Meehan, *GIS for Enhanced Electric Utility Performance*, Norwood (MA), USA: Artech House, 2013.
- [8] B. Meehan, R. G. Brook y J. Wyland, “GIS in Energy and Utilities”, en *Springer Handbook of Geographic Information*, Berlin - Heidelberg, Germany, Springer, 2012, pp. 887-910.
- [9] I. J. Ramírez Rosado, E. García Garrido, P. J. Zorzano Santamaría, et al., *Planificación energética regional utilizando GIS*, Logroño: D.L. LR-492-2002, 2002.
- [10] S. Sevilgen, H. Erdem, B. Cetin, et al., “Effect of Economic Parameters on Power Generation Expansion Planning”, *Energy Conversion and Management*, vol. 46, n° 11-12, pp. 1780–1789, 2005.

- [11] M. Dicorato, G. Forte y M. Trovato, “Environmental-Constrained Energy Planning Using Energy-Efficiency and Distributed-Generation Facilities”, *Renewable Energy*, vol. 33, n° 1, pp. 297-313, 2008.
- [12] H. Willis, *Spatial Electric Load Forecasting*, 2nd ed., New York: Marcel Dekker, 2002.
- [13] M. Chow, J. Zhu y H. Tram, “Application of Fuzzy Multi-Objective Decision Making in Spatial Load Forecasting”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, n° 3, pp. 1185–1190, 1998.
- [14] A. Tsikalakis y N. Hatziargyriou, “Environmental Benefits of Distributed Generation with and without Emissions Trading”, *Energy Policy*, vol. 35, n° 3, pp. 395-409, 2007.
- [15] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, et al., “Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues”, *Energy Policy*, vol. 33, n° 7, pp. 87-98, 2005.
- [16] P. Lund, “Effectiveness of Policy Measures in Transforming the Energy System”, *Energy Policy*, vol. 35, n° 6, pp. 27-39, 2007.
- [17] A. Zangeneh, S. Jadid y A. Rahimi-Kian, “Promotion Strategy of Clean Technologies in Distributed Generation”, *Renewable Energy*, vol. 34, n° 27, pp. 65-73, 2009.
- [18] I. Ramirez-Rosado, L. Fernandez-Jimenez, C. Monteiro, , et al., “Powerful Planning Tools”, *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 3, pp. 56-63, 2005.
- [19] M. Muselli, G. Notton y A. Louche, “Computer-Aided Analysis of the Integration of Renewable-Energy Systems in Remote Areas Using a Geographical Information System”, *Applied Energy*, vol. 63, n° 1, pp. 41-60, 1999.
- [20] International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme, “IEA PVPS Annual Reports”, <http://www.iea-pvps.org>.
- [21] S. DeLurgio, *Forecasting Principles and Applications*, Boston: McGraw-Hill, 1998.

- [22] A. Bahaj y P. James, “Urban Energy Generation: The Added Value of Photovoltaics in Social Housing”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, pp. 21-36, 2007.
- [23] W. Burke, H. Merrill, F. Schweppe, et al., “Trade-off Methods in System Planning”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, pp. 1284–1290, 1998.
- [24] P. Linares, “Multiple Criteria Decision Making and Risk Analysis as Risk Management Tools for Power Systems Planning”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, pp. 895–900, 2002.
- [25] B. Hobbs y P. Meier, “Multicriteria Methods for Resource Planning: An Experimental Comparison”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, pp. 1811–1817, 1994.
- [26] P. Espie, G. Ault, G. Burt, et al., “Multiple Criteria Decision Making Techniques Applied to Electricity”, *IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution*, vol. 150, n° 5, pp. 527–535, 2003.
- [27] British Wind Energy Association, “Best Practice Guidelines for Wind Energy Development”, 1994, http://www.energy.ca.gov/windguidelines/documents/other_guidelines/BWEA-BPG.PDF.
- [28] D. Voivontas, D. Assimacopoulos, A. Mourelatos, et al., “Evaluation of Renewable Energy Potential Using a GIS Decision Support System”, *Renewable Energy*, vol. 13, n° 3, pp. 333–344, 1998.
- [29] C.-D. Yue y G.-L. Yang, “Decision Support System for Exploiting Local Renewable Energy Sources: A Case Study of the Chigu Area of Southwestern Taiwan”, *Energy Policy*, vol. 35, n° 1, pp. 383–394, 2007.
- [30] J. Amador y J. Domínguez, “Application of Geographical Information Systems to Rural Electrification with Renewable Energy Sources”, *Renewable Energy*, vol. 30, n° 12, pp. 1897–1912, 2005.
- [31] S. Baban y T. Parry, “Developing and Applying a GIS-Assisted Approach to Locating Wind Farms in the UK”, *Renewable Energy*, vol. 24, n° 1, pp. 59–71, 2001.

- [32] T. Saaty, “A Scaling Method for Priorities in Hierarchical Structures”, *Journal of Mathematical Psychology*, vol. 15, n° 3, pp. 234-281, 1977.
- [33] A. Chu, R. Kalaba y K. Spingarn, “A Comparison of Two Methods for Determining the Weights of Belonging to Fuzzy Sets”, *Journal of Optimization Theory and Applications*, vol. 27, n° 4, pp. 531-538, 1979.
- [34] Risø National Laboratory, Technical University of Denmark (DTU), “Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)”, Risø National Laboratory, Roskilde, Dinamarca, 1987-2007.
- [35] E. Berge, F. Nyhammer, L. Tallhaug, et al., “An Evaluation of the WAsP Model at a Coastal Mountainous Site in Norway”, *Wind Energy*, vol. 9, n° 1-2, pp. 131–140, 2006.
- [36] B. Gorestin, N. Campodonico, J. Costa, et al., “Power System Expansion Planning under Uncertainty”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, n° 1, pp. 129–136, 1993.
- [37] C. Monteiro, V. Miranda, I. Ramírez-Rosado, et al., “Spatial Decision Support System for Site Permitting of Distributed Generation Facilities”, *Proceedings of IEEE Power Technology Conference*, vol. 3, 6 pág., Oporto, Portugal, 2001.
- [38] V. Miranda, C. Monteiro y I. Ramírez-Rosado, “Negotiation Aid System for Promotion of Distributed Generation and Renewables”, *Proceedings of IEEE Transmission & Distribution Conference Asia-Pacific*, 6 pág, Yokohama, Japón, 2002.
- [39] K. Arrow, *Social Choice and Individual Values*, Nueva York: Wiley, 1951.
- [40] M. Schroedter-Homscheidt, C. Delamare, G. Heilscher, et al., “The ESA - ENVISOLAR Project: Experience on the Commercial Use of Earth Observation Based Solar Surface Irradiance Measurements for Energy Business Purposes”, en *Solar Energy Resource Management for Electricity Generation from Local Level to Global Scale*, by Dunlop, E., Wald, L., Šúri, M. (eds.), New York, Nova Science Publishers, 2006.

- [41] D. Dumortier, “Use of Satellite Images to Produce Solar Radiation and Daylight Information: Experience from Three European Projects”, en *Solar Energy Resource Management for Electricity Generation from Local Level to Global Scale*, by Dunlop, E., Wald, L., Šúri, M. (eds.), New York, Nova Science Publishers, 2006.
- [42] T. Cebecauer, T. Huld y M. Šúri, “Using high-resolution digital elevation model for improved PV yield estimates”, *22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Milán, WIP Renewable Energies, 2007, pp. 3553–3557.
- [43] V. D’Agostino y A. Zelenka, “Supplementing Solar Radiation Network Data by Co-Kriging with Satellite Images”, *International Journal of Climatology*, vol. 12, pp. 749–761, 1992.
- [44] J. Duffie y W. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, New York: Wiley Interscience, 2006.
- [45] C. Fröhlich, “Solar Irradiance Variability since 1978”, *Space Science Reviews*, pp. 1–13, 2006.
- [46] M. Iqbal, *An Introduction to Solar Radiation*, Orlando: Academic Press, 1983.
- [47] B. Liu y R. Jordan, “The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation”, *Solar Energy*, vol. 4, n° 3, pp. 1–19, 1960.
- [48] M. Collares Pereira y A. Rabl, “The Average Distribution of Solar Radiation Correlations between Diffuse and Hemispherical and between Daily and Hourly Insolation Values”, *Solar Energy*, vol. 22, n° 2, pp. 155–164, 1979.
- [49] D. Erbs, S. Klein y J. Duffie, “Estimation of the Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly Average Global Radiation”, *Solar Energy*, vol. 28, n° 4, pp. 293–304, 1982.
- [50] H. Hottel, “A Simple Model for Estimating the Transmittance of Direct Solar Radiation through Clean Atmospheres”, *Solar Energy*, vol. 18, n° 3, pp. 129–134, 1976.

- [51] S. Klein y J. Theilacker, “An Algorithm for Calculating Monthly Average Radiation on Inclined Surfaces”, *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 103, pp. 29–33, 1981.
- [52] F. Kasten, “The Linke Turbidity Factor Based on Improved Values of the Integral Rayleigh Optical Thickness”, *Solar Energy*, vol. 56, pp. 239–244, 1996.
- [53] B. Gschwind y F. Wald, “SoDa: Solar Radiation Data”, Armines / MINES ParisTech, Centre Energétique et Procédés (CEP), <http://www.soda-is.com/eng/index.html>.
- [54] J. Braun y J. Mitchell, “Solar Geometry for Fixed and Tracking Surfaces”, *Solar Energy*, vol. 31, n° 5, pp. 439–444, 1983.
- [55] D. Evans, “Simplified Method for Predicting Photovoltaic Array Output”, *Solar Energy*, vol. 27, n° 6, pp. 555–560, 1981.
- [56] Gobierno de La Rioja, “Meteorología: Estaciones del Gobierno de La Rioja”, <http://ias1.larioja.org/estaciones/estaciones/mapa/portada/index.jsp>.
- [57] ESRI (Environmental Systems Research Institute, Inc.), “ArcGIS® v.9.1 Software”, Redlands, California, 2005.

APÉNDICE I. “SPATIAL LONG-TERM FORECASTING OF SMALL POWER PHOTOVOLTAIC SYSTEMS EXPANSION”

APÉNDICE II. “PROMOTION OF NEW WIND FARMS BASED ON A
DECISION SUPPORT SYSTEM”

**APÉNDICE III. “NEGOTIATION AID SYSTEM TO DEFINE PRIORITY MAPS
FOR WIND FARM DEVELOPMENT”**

APÉNDICE IV. “A GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEM MODEL FOR
EVALUATION OF ELECTRIC POWER GENERATION FROM
PHOTOVOLTAIC INSTALLATIONS”

Se terminó de imprimir el 29 de mayo de 2015,
día de San Maximino de Tréveris

