

ACTUALIZACIÓN DE LA CARTOGRAFÍA EÓLICA DE CANARIAS

Metodología y bases técnicas para el desarrollo de la cartografía eólica 2016

Departamento de Energías Renovables

Departamento de Computación Científica y Tecnológica

División de Investigación y Desarrollo Tecnológico

Noviembre de 2016



ÍNDICE

1. ANTECEDENTES Y OBJETIVO DEL INFORME	1
2. METODOLOGÍA.....	1
2.1. Descripción de los mapas eólicos.....	1
2.2. Validación del modelo físico utilizado para la proyección de los mapas eólicos.....	5
2.3. Limitaciones de los mapas eólicos producidos	6
2.4. Procedimiento de ajuste de la cartografía eólica con estaciones anemométricas de superficie	7
2.5. Mapas y archivos vectoriales pertenecientes a la Cartografía eólica 2016.....	9
3. ARQUITECTURA DE LA HERRAMIENTA.....	11
3.1. Resumen del estado anterior	11
3.1.2. Estimación de la energía producida por un aerogenerador.....	12
3.1.4. Listado de PDFs con atlas eólico resumido a los efectos del cómputo del IBEE ...	13
3.1.6. Navegador del Recurso Eólico de Canarias	14
3.1.8. Herramienta para el cálculo del Índice Básico de Eficiencia Energética (IBEE) de un parque eólico	15
3.2. Diseño de la nueva arquitectura	16
3.2.1. Propuesta inicial	16
3.2.2. Problemas de administración y migración de la arquitectura anterior	17
3.2.3. Decisiones de diseño	18
3.2.4. Arquitectura propuesta	19
3.2.5. Justificación de tareas propuestas en la encomienda.....	19
3.3. Servicios y servidores desplegados	21
3.3.1. Servidores	21
3.3.2. Servicios	22
3.3.3. Detalles del despliegue.....	26
4. BASES TÉCNICAS	28
4.1. Datos de partida	28
4.2. Metodología para la interpolación/extrapolación de los datos de la Cartografía eólica a la altura de buje definida por el usuario	29
4.2.1. Interpolación de la velocidad para alturas de buje comprendidas entre 40 y 100 metros.....	30
4.2.2. Extrapolación de la velocidad para alturas de buje superiores a 100 metros	30

4.2.3. Interpolación/extrapolación del factor de forma de Weibull	30
4.2.4. Interpolación/extrapolación del factor de escala de Weibull	31
4.3. Estimación de la Producción Anual de Energía (PAE). Producción bruta	31
4.4. Configuración geométrica de un parque eólico (D_{Ri})	32
4.5. Fichero de disposición espacial de aerogeneradores	33
4.5.1. Sobre los identificadores de modelos de aerogenerador	34
4.6. Estimación de la Producción Anual de Energía de un Parque eólico. Producción neta ...	35
4.7. Cálculo del Índice Básico de Eficiencia Energética (IBEE).....	36
4.8. Validación del procedimiento de cálculo del PAE y el IBEE.....	36
4.9. Estimación económica de proyectos.....	37
4.9.1. Ingresos por venta de energía	37
4.9.2. Gastos de explotación	38
4.9.3. Cálculo de los Flujos Netos de Caja (FNC)	39
4.9.4. Determinación de los parámetros de rentabilidad económica.....	40
4.9.5. Coste regularizado de la energía eléctrica (LCOE).....	41
4.10. Ejemplo de cálculo	42
5. REFERENCIAS	47

1. ANTECEDENTES Y OBJETIVO DEL INFORME

A petición de la Consejería de Empleo, Industria y Comercio del Gobierno de Canarias se desarrollan las actividades de revisión del “Recurso eólico de Canarias” (en adelante Recurso). El objetivo fundamental de este trabajo es la mejora de las estimaciones del recurso eólico y del modelo matemático utilizado. Para ello se han modificado las herramientas de consulta, que estarán disponibles en el aplicativo web, incorporando mapas de alta resolución generados con un sistema NWP (Numerical Weather Prediction).

Es importante mencionar que el procedimiento descrito no debe sustituir la necesidad de desarrollar campañas de medida con torres anemométricas con anterioridad a la instalación de un parque eólico. Sin embargo, el nuevo aplicativo permitirá la identificación de emplazamientos de interés y la estimación preliminar de la energía que se podría obtener en cada emplazamiento con mayor grado de exactitud que las estimaciones obtenidas del aplicativo desarrollado en 2006.

En este documento se describe la metodología empleada en los trabajos de actualización de la cartografía eólica, y se describen las bases técnicas que sirven de base para el cálculo de la energía producida por un parque eólico y de la rentabilidad asociada a un proyecto eólico.

2. METODOLOGÍA

2.1. Descripción de los mapas eólicos

Los mapas eólicos incluidos en el recurso eólico de Canarias han sido realizados por la empresa especializada en técnicas de exploración del recurso eólico a través de modelos físicos *AWS TruePower* bajo la supervisión del Instituto Tecnológico de Canarias, S.A. (ITC). La aplicación consta de 4 mapas por isla a alturas de 40, 60, 80 y 100 metros, desarrollados a partir de un modelo meteorológico de mesoescala *MASS* (Mesoscale Atmospheric Simulation System).

El modelo *MASS* simula los fenómenos físicos principales que rigen el comportamiento de la atmósfera a mesoescala en tres dimensiones: fundamentalmente, el principio de conservación de la masa y la dinámica de fluidos [1]. Así pues, partiendo de datos meteorológicos históricos se consigue estimar el comportamiento de la atmósfera frente a condiciones futuras en una posición concreta. Para ejecutar el modelo *MASS* se parte de las siguientes fuentes de información:

- **Base de datos de reanálisis:** Red tridimensional de datos meteorológicos históricos generados por el *NCEP US (National Center for Environmental Prediction)* y el *NCAR (National Center for Atmospheric Research)* [2]. Esta base de datos dispone de las condiciones meteorológicas a macroescala recabadas durante un periodo de 15 años en intervalos de 6 horas a distintas alturas.
- **Base de datos de radiosondeos:** Datos recogidos a través de equipos acoplados a globos con gas ligero que registran velocidades del viento, temperaturas ambiente y presiones barométricas, entre otras medidas, a diferentes alturas programadas en su ascensión.
- **Base de datos de estaciones de superficie:** En estas estaciones normalmente se registran medidas de velocidad y dirección del viento, temperatura, presión y humedad relativa, siendo su principal hándicap la ubicación donde dichas infraestructuras son instaladas, puesto que pueden estar bajo

la afección de zonas edificadas o regiones con escasa capacidad para su explotación con fines eólicos tales como en Aeropuertos.

- **Bases de datos geofísicas:** Disponen de datos de uso del suelo, índices de vegetación y valores climatológicos básicos como la temperatura de las masas acuáticas. Dichos datos son vitales para componer los modelos de elevación digital del terreno.

Partiendo de los datos enunciados, el modelo *MASS* se ejecuta de modo secuencial desde un mallado de 30 km hasta uno de 1,2 km, compilándose los resultados de cada iteración y constituyendo el nuevo dato de partida que alimenta a la siguiente simulación, de forma que los resultados obtenidos son cada vez más fiables que los datos precedentes. Asimismo, el resultado del modelo de macroescala es posteriormente refinado a microescala donde se le añade información adicional sobre la orografía y la rugosidad, reduciéndose el mallado hasta los 50 metros. Se esquematiza el proceso definido en la [Ilustración 1](#).

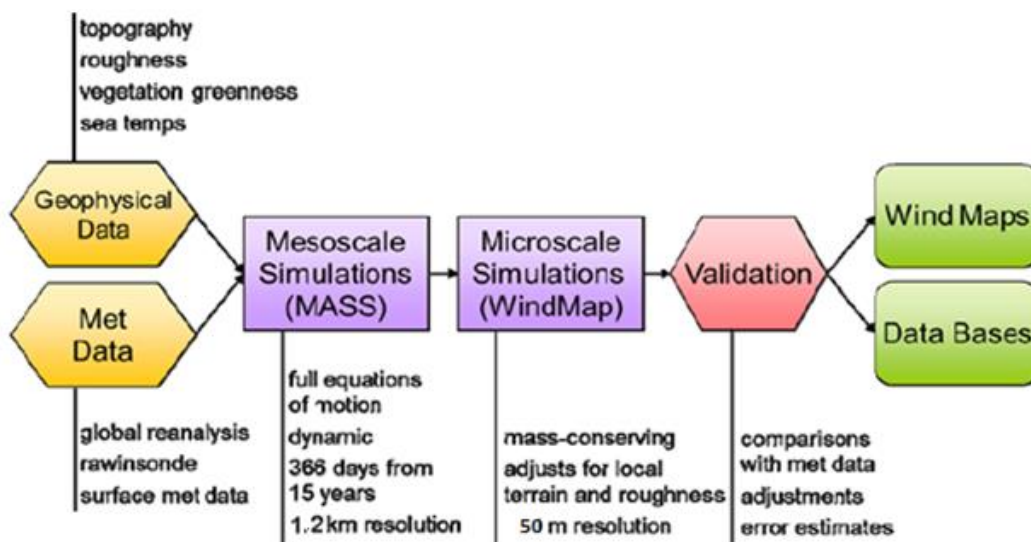


Ilustración 1 Esquema de la metodología seguida para la definición de los mapas eólicos

Este modelo matemático requiere unos altos requisitos computacionales y además dichas necesidades aumentan conforme lo hace la resolución del mapa generado. Se presenta en la [Tabla 1](#) una comparativa de los tiempos de computación requeridos para la estimación del recurso eólico de un cuadrante de 12 x 12 km conforme a las arquitecturas implementadas en los principales programas comerciales de evaluación del recurso eólico de la industria, datos aportados por TruePower^[1]. El modelo desarrollado en este caso se corresponde con “*NWP/mass – consistent (1.2km/50m)*”.

TIEMPO DE COMPUTACIÓN MEDIO SEGÚN ARQUITECTURA DE CÁLCULO (HORAS)						
Modelo	Jackson– Hunt (50 m)	CFD (50 m)	Mass – Consistent (50 m)	Mass – Consistent (1,2 km/50 m)	Mass – Consistent (400 m/50 m)	NWP/LES (90 m)
Tiempo	48	30	<2	864	2.304	18.720

Tabla 1 Tiempo de computación medio según arquitectura de cálculo

Por cada uno de los mapas eólicos generados se dispone de un archivo en formato ***.WRG** (Wind Resource Grid), formato reconocido en la industria e interpretable por los principales programas de modelización eólica del mercado (entre ellos *OpenWind* ^[3], *WAsP* ^[4], *WindPro* ^[5],...). Además, este fichero puede ser leído en formato de texto ***txt**, describiéndose para cada una de las coordenadas geográficas *UTM* de la geografía insular en cuadrículas de 50 x 50 metros la siguiente información:

- Elevación de la posición seleccionada.
- Altura con respecto al nivel del suelo de los datos de viento.
- Número de sectores considerados en el cálculo eólico.
- Parámetros característicos de C y K de la distribución de Weibull tanto para la proyección media como para cada uno de los sectores.
- Frecuencia de ocurrencia del régimen de viento por direcciones de la rosa de vientos.
- Densidad de potencia.

La [Ilustración 2](#) muestra una representación del contenido integrado en cada uno de los archivos *WRG* cuando es abierto en **.txt*, mientras que las [Ilustración 3 y Ilustración 4](#) exponen el formato general y la ubicación de las columnas de cada uno de los datos característicos anteriormente mencionados.

Archivo	Edición	Formato	Ver	Ayuda																								
1042	1082	414975.000000	3065975.000000	50.000000																								
	414975.0	3065975.0	0.0	40.0	5.30	1.75	142.47	16	151	83	176	30	39	142	17	25	159	21	38	135	60	66	160	69	58			
	415025.0	3065975.0	0.0	40.0	5.20	1.75	134.56	16	150	83	176	31	39	141	18	25	158	22	38	135	61	66	160	70	58			
	415075.0	3065975.0	0.0	40.0	5.20	1.75	134.56	16	148	83	175	31	39	140	18	25	157	22	38	135	61	66	160	70	57			
	415125.0	3065975.0	0.0	40.0	5.20	1.75	134.56	16	146	83	175	30	38	140	17	25	156	21	38	136	61	66	161	69	57			
	415175.0	3065975.0	0.0	40.0	5.20	1.75	134.56	16	145	82	174	30	38	139	17	25	156	21	38	136	61	66	161	69	57			
	415225.0	3065975.0	0.0	40.0	5.20	1.75	134.56	16	145	82	174	30	38	138	18	25	155	22	38	136	62	66	161	70	57			
	415275.0	3065975.0	0.0	40.0	5.20	1.75	134.56	16	144	82	174	30	38	138	17	24	154	22	38	136	62	66	161	70	57			
	415325.0	3065975.0	0.0	40.0	5.20	1.74	135.63	16	142	82	173	30	37	137	17	24	154	22	38	136	62	66	161	70	57			
	415375.0	3065975.0	0.0	40.0	5.20	1.74	135.63	16	140	82	173	29	37	137	16	24	153	21	38	136	62	66	161	70	57			
	415425.0	3065975.0	0.0	40.0	5.20	1.74	135.63	16	139	82	172	30	37	136	17	24	153	22	38	136	63	66	161	71	57			
	415475.0	3065975.0	0.0	40.0	5.20	1.74	135.63	16	138	81	172	29	37	136	17	24	152	22	38	136	63	66	161	71	57			
	415525.0	3065975.0	0.0	40.0	5.20	1.74	135.63	16	137	81	171	29	37	135	17	24	152	22	38	136	63	66	160	71	57			
	415575.0	3065975.0	0.0	40.0	5.10	1.74	127.96	16	135	81	171	29	36	135	17	24	152	23	38	136	63	66	160	71	57			
	415625.0	3065975.0	0.0	40.0	5.10	1.74	127.96	16	134	81	170	29	36	135	17	24	152	23	38	136	64	66	160	71	57			
	415675.0	3065975.0	0.0	40.0	5.10	1.74	127.96	16	132	81	170	28	36	135	17	24	152	23	38	136	64	66	160	71	57			
	415725.0	3065975.0	0.0	40.0	5.10	1.74	127.96	16	130	81	169	27	36	135	16	24	153	22	38	136	63	66	161	70	57			
	415775.0	3065975.0	0.0	40.0	5.10	1.74	127.96	16	128	81	169	27	36	135	16	24	153	22	38	136	63	66	161	70	57			
	415825.0	3065975.0	0.0	40.0	5.10	1.74	127.96	16	126	80	168	27	36	135	16	24	153	22	38	135	64	66	161	71	57			
	415875.0	3065975.0	0.0	40.0	5.10	1.74	127.96	16	125	80	168	27	36	135	17	24	154	23	38	135	65	66	161	72	57			
	415925.0	3065975.0	0.0	40.0	5.10	1.74	127.96	16	122	80	167	27	36	134	17	24	154	23	38	135	65	66	161	72	57			
	415975.0	3065975.0	0.0	40.0	5.10	1.74	127.96	16	119	80	167	26	36	134	16	24	154	22	38	135	65	66	161	71	57			
	416025.0	3065975.0	0.0	40.0	5.10	1.74	127.96	16	116	80	166	25	35	134	16	24	154	23	38	134	65	66	161	71	57			
	416075.0	3065975.0	0.0	40.0	5.10	1.74	127.96	16	114	80	165	26	35	134	17	24	155	24	39	134	66	66	161	72	57			
	416125.0	3065975.0	0.0	40.0	5.10	1.74	127.96	16	110	80	164	25	35	134	17	24	155	24	39	134	67	66	161	73	57			
	416175.0	3065975.0	0.0	40.0	5.10	1.74	127.96	16	106	80	163	25	35	133	17	24	155	24	39	134	67	66	161	73	57			
	416225.0	3065975.0	0.0	40.0	5.00	1.74	120.58	16	103	80	163	24	34	133	16	24	155	23	39	133	67	66	161	72	57			

Ilustración 2 Fichero de datos WRG en formato txt

Line	Contents
1	$N_x N_y X_{min} Y_{min} \{cell\ size\}$ N_x is the number of grid points in the X-direction N_y is the number of grid points in the Y-direction X_{min} is the X-coordinate of the lower left corner (node) of the grid [m] Y_{min} is the Y-coordinate of the lower left corner (node) of the grid [m] $\{cell\ size\}$ is the regular resource grid cell size [m]
2	Results for site #1
3	Results for site #2
...	
n+1	Results for site #n

Ilustración 3 Formato general del fichero WRG

Column	Width	Contents
01-10	10	Text string (10 characters) identifying the site/grid point
11-20	10	X-coordinate (easting) of the site [m]
21-30	10	Y-coordinate (northing) of the site [m]
31-38	8	Z-coordinate (elevation) of the site [m]
39-43	5	Height above ground level [m a.g.l.]
44-48	5	Weibull A-parameter for the total distribution [ms^{-1}]
49-54	6	Weibull k-parameter for the total distribution
55-69	15	Power density [Wm^{-2}] or power production [Why^{-1}]
70-72	3	Number of sectors
73-76	4	Frequency of occurrence for sector #1 [%·10]
77-80	4	Weibull A-parameter for sector #1 [ms^{-1} ·10]
81-85	5	Weibull k-parameter for sector #1 [·100]
86-98	13	As columns 73-85, but for sector #2
...
216-228	13	As columns 73-85, but for sector #12

Ilustración 4 Datos contenidos en el fichero WRG en función de la columna tratada

En estos ficheros se ha prescindido del texto inicial (columnas de la 1 a la 10), siendo el primer valor representado las coordenadas en X. En las siguientes columnas se presentan los valores generales de cada posición (ubicación, altura, parámetros C y K de Weibull generales y densidad de potencia en columnas entre la 11 y la 76), y por último los coeficientes C , K de Weibull y la frecuencia de ocurrencia (columnas entre la 77 y la 228).

Los datos integrados en los ficheros WRG son las bases de partida utilizadas para los cálculos de energía generada ejecutados en el aplicativo del Recurso. El método empleado para la ejecución de estos cálculos se describe en el [Apartado 3](#).

Los datos tabulares deben representarse en un visor geográfico común, dando información de las velocidades medias por altura para cada isla. Para la realización de esta tarea se ha utilizado el programa OpenWind Enterprise, traduciendo los ficheros WRG al formato **Arclnfo ASCII grid** el cual es legible en herramientas de información geográfica GIS.

A modo de ejemplo, se presenta en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** un mapa de velocidades medidas de Lanzarote abierto en este formato con el programa de licencia libre *Quantum GIS*.

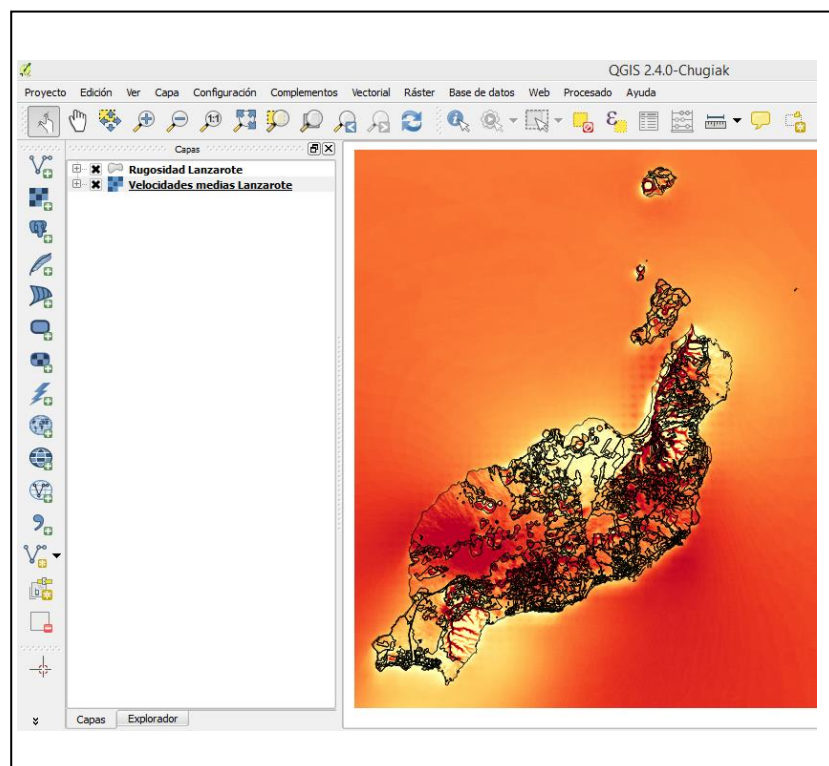


Ilustración 5 Apertura del fichero *.asc en software QGIS

2.2. Validación del modelo físico utilizado para la proyección de los mapas eólicos

La empresa TruePower ha realizado distintos estudios en diferentes regiones, tanto de orografía simple como compleja, con el objetivo de demostrar el grado de sofisticación conseguido con el modelo físico de análisis del recurso eólico *NWP – MASS*.

De entre los estudios desarrollados el que mejor resume la fiabilidad del modelo es el realizado por Philippe Beacage [1] en el año 2012, donde se presenta una comparativa de los cálculos energéticos realizados con diversos programas (referencias de la industria actual) para cuatro regiones geográficas ubicadas en Inglaterra y Estados Unidos. Las cuatro posiciones presentaban distintas características geográficas, alterándose entre zonas de llanura, regiones montañosas y ubicaciones con distinto grado de longitud de rugosidad derivada de la existencia de vegetación y árboles.

Los modelos seleccionados para realizar esta comparación fueron *WASP* (modelo de flujo de viento lineal implementado a través de las ecuaciones elementales de Jackson – Hunt), *MeteodynWT* (modelo *CFD* que simula el comportamiento dinámico del fluido), *SiteWind* (modelo que ejecuta una arquitectura paralela entre *NWP* y masa consistente), *ARPS* (modelo también paralelo *NWP* y “Large – Eddy Simulations” – *LES*) y *OpenWind Enterprise* (que desarrolla un modelo de masa consistente).

Los resultados obtenidos fueron posteriormente comparados con las medidas reales registradas en estaciones anemométricas para todas las posiciones evaluadas, determinándose el grado de fiabilidad mediante la métrica de error *RMSE* (Root Mean Square Error) [1,6]:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N \cdot (N - 1)} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N (U_{i,j} - U_i^{obs})^2}$$

Donde *N* es el número de mástiles y $U_{i,j}$ es la velocidad del viento predicha en la estación *i* con respecto a la estación de referencia *j*. Por su parte, U_i^{obs} representa la medida real en la estación *i*.

Se resume en la [Tabla 2](#) los principales resultados obtenidos del estudio comparativo para los diferentes modelos físicos de proyección del recurso eólico en las regiones evaluadas:

Variable	POSICIONES EVALUADAS				
	1	2	3	4	Combined
Tipo de terreno	Llano	Compleja	Compleja	Compleja	-
Tipo de rugosidad	Variada	Abierta	Forestal	Forestal	-
Número de mástiles	8	6	3	9	26
Distancia media entre mástiles	7,3 km	5,0 km	5,7 km	6,0 km	-
RMSE (m/s)					
Jackson HuntModel	0,26	0,34	1,15	0,74	0,62
CFD Model	0,50	0,46	1,07	0,95	0,76
Mass – ConsistentModel	0,32	0,26	0,75	0,76	0,56
Coupled NWP – MassConsistent	0,10	0,39	0,56	0,67	0,48
Coupled High-res NWP – Mass Consistent	0,24	0,30	0,59	0,63	0,46
NWP/LES Model	0,28	0,49	0,57	0,49	0,45

Tabla 2 Resultados de la simulación con diferentes modelos de simulación

Las simulaciones realizadas reflejan que los menores errores *RMSE* se obtienen con los modelos que implementan arquitecturas paralelas donde la mesoescala se simula con sistemas *NWP* las cuales son capaces de capturar las circunstancias locales del recurso eólico hasta los 400 metros, refinándose posteriormente los resultados con modelos de tipo *MASS* o *LES* con las cuales se consigue integrar condiciones más refinadas sobre la orografía regional [7].

2.3. Limitaciones de los mapas eólicos producidos

A pesar de que para la generación de los mapas eólicos se ha utilizado uno de los métodos físicos de mayor prestigio en la industria eólica actual, existen ciertos factores que podrían afectar a la precisión de las estimaciones generadas por dichos mapas eólicos. Dichos factores son los que se enuncian a continuación:

1. **Suavización de las capas de elevación:** En las regiones de orografía compleja, tales como barrancos, los modelos utilizados toman como datos de partida capas de elevación topográfica suavizadas para evitar el incremento de los costes computacionales. Esta suavización de la orografía hace que no se tengan en cuenta ciertos fenómenos como los flujos de viento turbulentos, lo que se traduce en que la velocidad del viento en dichas regiones tienda a subestimarse [8].
2. **Fiabilidad de los datos aportados por las bases de datos utilizadas:** Tanto las series meteorológicas de viento como los datos de elevación y topografía pueden contener errores no detectados que a pesar de haberse aplicado diferentes fases de filtrado previo a la ejecución del modelo, no se hubieran conseguido eliminar completamente. Este fenómeno ocurre por ejemplo en los datos de usos de suelo, los cuales están basados en imágenes aéreas y de satélite que dependiendo de la resolución pueden alterar el resultado final [8].

En conexión con lo anterior, en ciertos casos como en las capas de rugosidad, aun habiendo sido catalogados los usos de terreno de manera adecuada, existen incertidumbres en relación con las propiedades físicas de los terrenos y su interacción con el recurso eólico, entre ellas la densidad de ocupación, el follaje de la vegetación, las aristas,...

3. **Datos de reanálisis:** Los datos de partida utilizados para el diseño de los mapas eólicos proceden de bases de datos de reanálisis que a pesar de contener gran cantidad de información, en muchas ocasiones dichos datos no tienen un control riguroso, existiendo ciertos problemas como la homogeneización de la frecuencia de medida. El propio modelo *NWP* permite el tratamiento de esta información; y aun así, pueden surgir diferencias en determinadas localizaciones geográficas.
4. **Problemas de acoplamiento entre modelos de mesoescala y microescala:** Los modelos de microescala adaptan el campo de viento iniciado por el modelo de mesoescala a partir de las ecuaciones dinámicas atmosféricas “simplificadas” que reducen considerablemente los costes computacionales. En esta paridad de modelos se producen gradientes de velocidad del viento que pueden ser grandes en posiciones de orografía compleja, generándose ondas artificiales de muy poca amplitud pero que pueden ser identificadas si se realiza un análisis riguroso de los resultados generados en zonas de rugosidad constante como las existentes en la costa.

Estas son las principales razones por las que **una prospección rigurosa del recurso eólico de una región concreta no puede estar basada únicamente en datos de reanálisis**, y se debe exigir la realización de campañas de medición con estaciones anemométricas que capten las circunstancias locales del recurso y permitan el ajuste posterior de los mapas eólicos base a partir de los datos medidos. Sobre este aspecto se profundizará en el [Apartado 2.4](#).

2.4. Procedimiento de ajuste de la cartografía eólica con estaciones anemométricas de superficie

En el [Anexo I](#) se presenta un estudio comparativo entre la cartografía eólica de Canarias 2006 y la actualización desarrollada en la presente edición, en el cual se detallan los cambios principales entre ambas versiones por regiones geográficas.

Los mapas eólicos descritos son una buena aproximación al recurso eólico de Canarias. Sin embargo, a la vista de las conclusiones expuestas en el [Apartado 2.3](#), estas proyecciones podrían mejorarse a partir de datos anemométricos recabados en posiciones concretas del archipiélago. El proceso de ajuste de la cartografía eólica con estaciones anemométricas de superficie se divide en 5 etapas:

- **Etap 1 (Filtrado de los datos anemométricos):** Los datos anemométricos se homogeneizan en forma y contenido generándose una matriz donde se representa la velocidad y la dirección del viento por cada altura y hora, comprobándose además que no existen discontinuidades en la serie.
- **Etap 2 (Identificación de tipo de estación):** Dependiendo de la disponibilidad de datos existente se determina para cada estación si será considerada en los estudios de correlación a largo plazo (etapa 3) como candidata o referencia. De acuerdo con el estado del arte, se consideran estaciones de referencia aquellas con periodos de medida continua de más de 10 años, mientras que las estaciones candidatas deben disponer de al menos 1 año de datos [\[9\]](#).
- **Etap 3 (Correlación a largo plazo):** Se emplea la metodología MCP [\[6\]](#) implementada mediante técnicas de *Machine Learning*, en concreto las *redes neuronales artificiales (ANN)* y las *máquinas de vector soporte para regresión (SVR)*. Con este procedimiento, los datos de las estaciones candidatas donde sólo hay disponible medidas recabadas a corto plazo son completados con datos estimados a largo plazo utilizando los registros de las estaciones de referencia.
- **Etap 4 (Extrapolación en altura):** Para realizar el ajuste de los mapas, los datos de las estaciones correlacionadas a largo plazo deben ser extrapoladas en altura hasta hacerlas coincidir con las alturas de medida de los WRG originales (40, 60, 80 y 100 metros). Para ello se utiliza para ello el método de Hellmann por sectores.
- **Etap 5 (Ajuste de los mapas eólicos con las estaciones MCP):** Finalmente los resultados de la etapa 4 son ingresados en el programa OpenWind Enterprise donde se ejecuta el procedimiento conocido como “ajuste al mástil”, el cual adapta para cada altura la medida de los mapas eólicos conforme a los datos de las estaciones empleándose para ello el método de inversa de la distancia al cuadrado [\[10\]](#).

Para más información acerca de los procesos desarrollados en cada una de las etapas definidas puede dirigirse al [Anexo II](#) “*Procesos de ajuste de la cartografía eólica con estaciones anemométricas de superficie*” donde se hace mayor hincapié sobre las técnicas utilizadas y las bases que justifican su elección en cada caso.

Teniendo en cuenta que el objetivo último es la mejora de la fiabilidad de la cartografía eólica y que dicha circunstancia dependerá directamente de la aptitud de los datos de partida, las estaciones anemométricas que pretendan servir para ajustar la cartografía eólica deben satisfacer unas condiciones de calidad lo más altas posible, exigiéndose el cumplimiento de un protocolo que garantice la fiabilidad del resultado. Los trabajos desarrollados en esta encomienda para el ajuste de la cartografía con datos de torre han tenido en cuenta los siguientes factores:

- **Medida a más de una altura:** Las estaciones anemométricas que ajusten los mapas eólicos deben disponer de medidas tomadas simultáneamente en más de una altura para desarrollar el proceso descrito en la etapa 4. Por todo ello, carece de sentido considerar como estación objetivo una posición donde sólo se hubieran registrado datos para una altura (máxime cuando esta altura no coincide con la del WRG), puesto que en esos casos la citada extrapolación pasaría por la suposición de un coeficiente de fricción o una longitud de rugosidad estándar no abalada por datos medidos in situ, lo que lejos de mejorar la fiabilidad del atlas estaría incrementando la incertidumbre de los mapas eólicos generados.
- **Certificados de instalación de las estaciones y fichas de seguimiento de los equipos:** En la instalación de una torre anemométrica se deben tener en cuenta una serie de protocolos con el fin de reducir al máximo posible las incertidumbres inherentes a la medida (recomendaciones en el Anexo G de la norma EN 61.400 – 12 – 1:2007). Por ello, la torre debe contar con certificado de instalación, además de garantizarse el seguimiento de los equipos.
- **Representatividad de las condiciones meteorológicas:** El proceso de ajuste al mástil condiciona el dato de viento incluso en zonas alejadas de la estación. Considerar una estación que se encuentra situada en una región con altas distorsiones, donde la medida es anormalmente baja, puede producir subestimaciones importantes en otras posiciones donde los mapas originales generan buenas proyecciones. De modo contrario, si la estación se ubica en una posición con altos regímenes de viento, el mapa ajustado tendería a sobreestimar. Conforme a lo descrito, conviene que el ajuste al mástil se realice siempre con el mayor número de estaciones ajustadas a largo plazo y que dichas estaciones se ubiquen a su vez en distintas ubicaciones bajo diferentes circunstancias de recurso eólico, priorizándose aquellas que se encuentran próximas a regiones con alta potencialidad para su explotación con fines eólicos.
- **Invariabilidad de las condiciones de medida:** Este es un aspecto de importancia principalmente para desarrollo de la etapa 3, y en concreto, para las estaciones de referencia. Así pues, si existe una estación con medidas recabadas durante más de 10 años pero se sabe que en un momento determinado dicha instalación fue desplazada o se ejecutó una obra en sus proximidades que pudiera afectarla, dicha sección de datos no puede ser utilizada como referencia.

Para los trabajos de actualización de la cartografía eólica de Canarias se ha tenido acceso a los datos de 157 estaciones anemométricas ubicadas en distintos puntos de la geografía canaria: de estas estaciones 115 estaciones provenían de las campañas de medición meteorológica desarrolladas por el Instituto Tecnológico de Canarias, S.A (ITC) y la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, y el resto (45

estaciones) han sido suministradas por la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) previa petición de la Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento del Gobierno de Canarias para su uso en esta encomienda.

De todas estas estaciones sólo 18 cumplían con la condición de que se hubieran recabado datos a más de una altura. Sin embargo, no se disponía de los certificados de instalación necesarios ni se conocía la incertidumbre asociada a los equipos de medida, ni se disponía de informes de control de las estaciones que permitieran identificar las anomalías detectadas en los datos durante la fase de filtrado.

En estas condiciones, se realizaron los cálculos de ajuste de la cartografía eólica con la información disponible, trabajo que permitió comprobar la precisión de los mapas en ciertas regiones. Sin embargo, se ha considerado que el resultado de los mapas ajustados no es válido, ya que las estaciones disponibles no permiten determinar el valor de incertidumbre del resultado.

A la vista de lo descrito **se ha recomendado la publicación de la cartografía eólica sin ajuste con estaciones anemométricas de superficie.**

2.5. Mapas y archivos vectoriales pertenecientes a la Cartografía eólica 2016

Se relacionan a continuación los mapas y archivos vectoriales desarrollados como parte de los trabajos de revisión de la cartografía eólica de Canarias (Rásters¹ por isla, altura y sector, según el caso):

- **Mapas de velocidades medias por altura e isla:** Ficheros en formato *ArInfo ASCII grid* y con extensión *.asc el cual siendo compatible con Sistemas de Información Geográfica (GIS) determina para toda la geografía insular y con una resolución de 50 x 50 metros las velocidades medias del viento en cada altura disponible. Número de capas independientes: 28 Rásters.
- **Mapas de velocidades medias por sectores, altura e isla:** Ficheros en formato *ArInfo ASCII grid* que determinan para cada altura de medida e isla las velocidades medias del viento por sectores con una resolución de 50 x 50 metros (16 capas en total). Número de capas independientes: 448 Rásters.
- **Mapas de densidades de potencia:** Archivos en formato *ArInfo ASCII grid* que exponen las densidades de potencia eólica para cada altura e isla medidas en W/m². Número de capas independientes: 28 Rásters.
- **Cartografía topográfica:** Ficheros en formato *ArInfo ASCII grid* que representan la elevación usada para el desarrollo de los mapas eólicos. Número de capas independientes: 7 Rásters.
- **Cartografía de rugosidad:** Ficheros en formato *ArInfo ASCII grid* que exponen la longitud de rugosidad eólica generada fundamentalmente con los mapas producidos a través del proyecto CORINE

¹Ráster: Estructura de datos que permite la representación de mapas a través de una rejilla organizada en filas y columnas en la que cada celda contiene valores que representa una información concreta. Dependiendo del atributo existente en cada celda, se le suele asignar un color, generando mapas temáticos útiles para el análisis de la información geoespacial.

[11] y la información del Sistema de Información de Ocupación del Suelo de España (SIOSE) [12].
Número de capas independientes: 7 Rásters.

- **Vientos predominantes:** Archivo en formato *Shape* con extensión *.shp que determina por medio de flechas las direcciones predominantes del viento para cada isla y altura habiéndose reducido la resolución a un mado de 200 x 200 metros para facilitar la lectura de las capas generadas. De la misma forma, se marcan con el color y la anchura de la flecha la magnitud de la velocidad del viento en cada posición. Número de capas independientes: 28 Shapes².
- **Ubicación de parques eólicos:** Archivo *Shape* que marca la ubicación aproximada de todos los parques eólicos instalados y los previstos a instalar de acuerdo con la información oficial publicada en el Boletín Oficial de Canarias (anuncios de autorización administrativa). Se presenta de la misma forma la altura de buje y tipo de aerogenerador instalado en cada caso. Número de capas independientes: 2 Shapes.

Además de la cartografía eólica básica se entregan los datos tabulares que sirven para el desarrollo de los cálculos energéticos, estos son:

- **Datos tabulares de mapas eólicos:** Ficheros base de mapas eólicos en formato específico *WRG* de acuerdo con las consignas enunciadas en el [Apartado 2.1](#). Número de archivos independientes: 28.
- **Datos tabulares de valores medios y por sectores:** Ficheros en formato *.txt los cuales contienen los datos tabulares de la rosa de los vientos, valores Weibull *K* y *C* y densidad de potencia. Número de archivos independientes: 56.

²*Shape: Formato vectorial de almacenamiento de datos que guarda la ubicación de los elementos geográficos y una serie de atributos geográficos asociados a esa posición.*

3. ARQUITECTURA DE LA HERRAMIENTA

3.1. Resumen del estado anterior

La encomienda de actualización del atlas eólico del Gobierno de Canarias consideraba la migración y actualización de los servicios eólicos heredados del último concurso eólico (año 2007) hospedados hasta ahora en el Instituto Tecnológico de Canarias.

A continuación se resumen los servicios ofrecidos vía web relacionados con el atlas eólico anterior.



itc INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CANARIAS  Gobierno de Canarias

Recurso Eólico de Canarias

Visite con frecuencia esta página. Contenidos en constante actualización

Parques Eólicos existentes en Canarias	Datos del Recurso Eólico de Canarias y Herramientas de Cálculo
Mapa de los Parques Eólicos de Canarias	Estimación de la Energía producida por un Aerogenerador
Ubicación de los Parques Eólicos de Canarias (Google Earth)*	Navegador on-line del Recurso Eólico de Canarias
	Herramienta para el cálculo del Índice Básico de Eficiencia Energética (IBEE) de un parque eólico

Cartografía digital cedida por GRAFCAN Documentación Jornadas Técnicas (*) Descargue Google Earth Más información sobre la Energía Eólica en Canarias

Ilustración 6 Frontal principal

3.1.2. Estimación de la energía producida por un aerogenerador

Consistía en una aplicación web que permitía estimar la energía producida por un aerogenerador para un emplazamiento, altura y modelo de aerogenerador a definir. Esta aplicación estaba escrita en lenguaje PHP y hacía uso de sus propias bases de datos de modelos de aerogeneradores y recurso eólico.



Recurso Eólico de Canarias
Estimación de la Energía producida por un Aerogenerador

Posición (UTM)		Límites R.E.C	
X =	<input type="text"/>	[170550,	677550]
Y =	<input type="text"/>	[3040750,	3274850]

Aerogenerador

Modelo: ?

Curva de potencia: ?

Altura (m): ?

Coord X (UTM):	
Coord Y (UTM):	
Tomo detalle numérico:	
Aerogenerador:	
Altura:	
Cte K de Weibull :	?
Velocidad viento :	
Dirección predominante del viento:	
Energía anual estimada:	?
Potencia anual:	?
Horas anuales equivalentes:	?

Ilustración 7 Estimación de la energía producida por un aerogenerador

3.1.4. Listado de PDFs con atlas eólico resumido a los efectos del cómputo del IBEE

Consistía en un conjunto de ficheros PDFs que describían el recurso eólico oficial a los efectos del cómputo del IBEE. Este recurso eólico oficial consistía en una serie de datos para cada emplazamiento y altura disponible en el recurso eólico, los cuales eran una simplificación (resumen) de los datos matriz del atlas eólico, si bien para la constante K de Weibull estos datos habían sido extendidos a partir de los datos matriz mediante interpolación espacial.



Ilustración 8 Detalle de los datos numéricos

3.1.6. Navegador del Recurso Eólico de Canarias

Se trata de una aplicación web que proporciona un visor geográfico que permite ver como capas de un mapa los diferentes parámetros que forman el recurso eólico. Este navegador requiere de un servidor web propio así como de un servidor de información geográfica para la carga de los mapas y las capas eólicas.

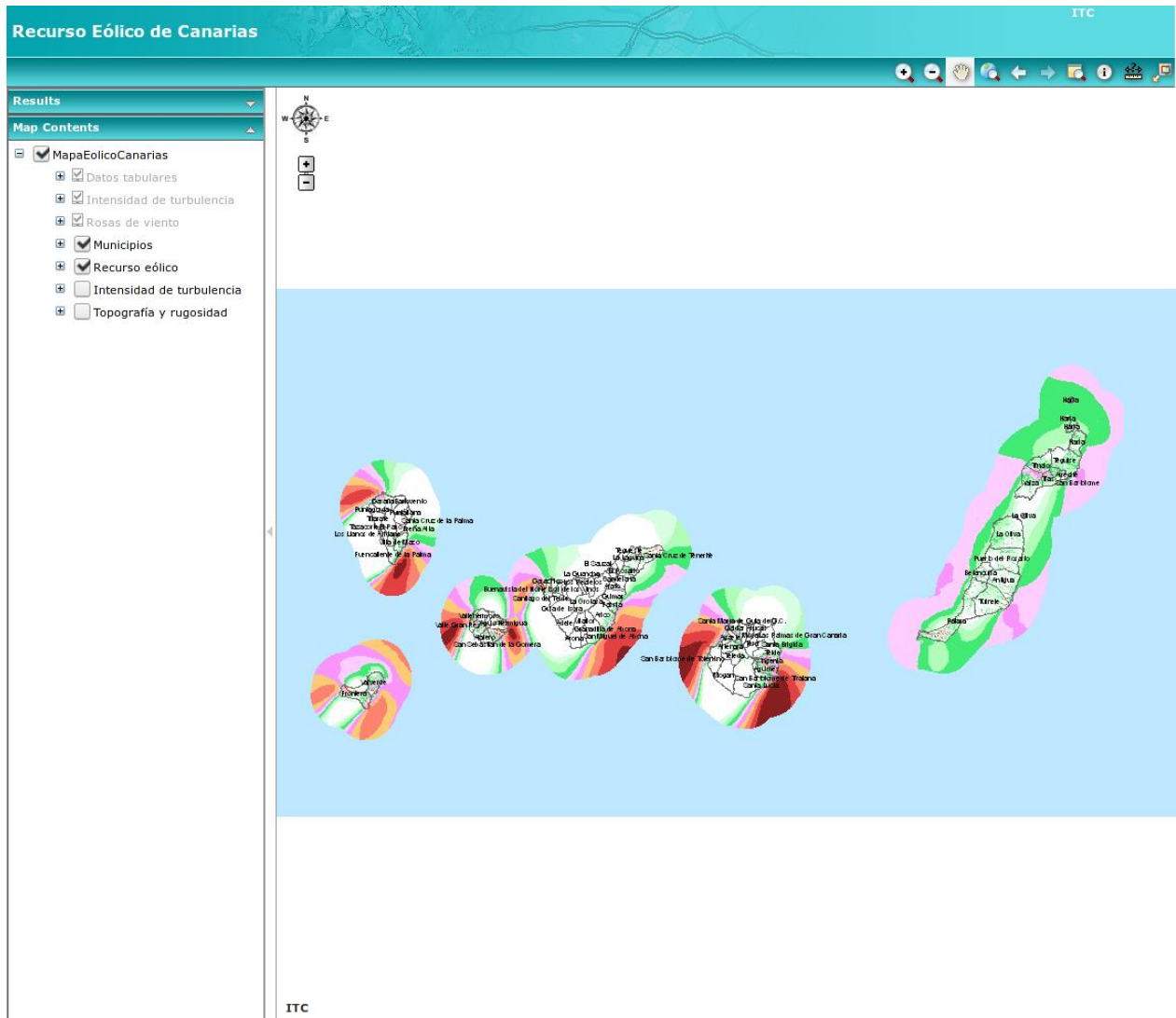


Ilustración 9 Navegador del recurso eólico

3.1.8. Herramienta para el cálculo del Índice Básico de Eficiencia Energética (IBEE) de un parque eólico

Se trata de una aplicación web que proporciona el valor del IBEE para una distribución espacial de aerogeneradores, esto es, un parque eólico, a partir del procedimiento descrito en la orden de 27 de abril de 2007, por la que se convocaba concurso público para la asignación de potencia en la modalidad de nuevos parques eólicos destinados a verter toda la energía en los sistemas eléctricos insulares canarios.

Recurso Eólico de Canarias
Configuración de los elementos de un Parque Eólico para el cálculo del Índice Básico de Eficiencia Energética (IBEE)

Nombre del Parque:

Inserción parámetros Aerogenerador

Fila: ?

Posición en la fila: ?

X (UTM): ?

Y (UTM): ?

Modelo: * ?

Altura de buje: ?

O carga de configuración mediante archivo de texto ? Archivo ? Listado

La exactitud de los datos de la curva de potencia cargada es responsabilidad del usuario.

Opciones de la selección:

Nº	Fila	Posición en fila	X (UTM)	Y (UTM)	Modelo	Altura de buje (mts)

* Las curvas de potencia disponibles en la aplicación han sido obtenidas de revistas especializadas y catálogos del fabricante.

Ilustración 10 Herramienta de cálculo del IBEE

Para este servicio se disponía de otra copia de las bases de datos de aerogeneradores y del recurso eólico. El servicio consistía de un frontal desarrollado en '.net' y de un módulo de cómputo desarrollado en 'Matlab'. El frontal hacía uso de su propia base de datos de modelos de aerogeneradores, y el módulo de cómputo de su copia también de las bases de datos de modelos aerogeneradores y del recurso eólico.

3.2. Diseño de la nueva arquitectura

3.2.1. Propuesta inicial

Dado que el deseo transmitido por la DGIE era que se migrasen los servicios relacionados con la cartografía eólica alojados en el ITC, la propuesta recogida en la encomienda contempló la migración **tal cual** de los servicios alojados en el ITC en Cibercentro. De ahí que las tareas propuestas en la encomienda para realizar en ésta relacionadas con la migración a Cibercentro se detallaran de la siguiente manera:

1. Gestión con cibercentro para instalación de servidor autogestionado (requiere participación de la CEIC para autorizaciones).
2. Réplica de instalación de itc en autogestionado.
3. Configuración de correo electrónico en servidor autogestionado (requiere participación de la CEIC para autorizaciones).
4. Transformación y carga de datos en autogestionado.
5. Instalación en servidor autogestionado de apache/php.
6. Sincronización y actualización de bases de datos de aerogeneradores.
7. Creación de bbdd de aerogeneradores sobre autogestionado para módulo de potencia.
8. Creación y carga de bbdd de recurso eólico sobre autogestionado para módulo de potencia.
9. Adaptación del módulo de potencia a los nuevos datos (cambio coordenadas, interpolación).
10. Instalación de módulo potencia sobre autogestionado.
11. Desarrollo de nuevo frontal al ibee, sobre java.
12. Desarrollo de módulo financiero, que aparecerá como una fase siguiente tras el cómputo por parte del usuario del ibee, sobre java.
13. Adaptación del backend del ibee a los nuevos datos (cambio coordenadas, interpolación).
14. Adaptación de la salida del backend del ibee al módulo financiero.
15. Desarrollo de módulo de interpolación, sobre java.
16. Elaboración de frontales web para los diferentes servicios (requiere participación de la CEIC para la edición web).
17. Configuración de copias de seguridad del servidor (requiere participación de la CEIC para autorizaciones).
18. Publicación de aplicativos en autogestionado (requiere participación de la CEIC para autorizaciones).
19. Por último, se realizarán las tareas de supervisión y mantenimiento del servidor en un entorno autogestionado.

3.2.2. Problemas de administración y migración de la arquitectura anterior

Al comenzar a desarrollar y profundizar en las tareas técnicas propuestas en la encomienda, se observó que la arquitectura anterior mostraba una serie de debilidades técnicas no previstas que han dado lugar al desarrollo de una nueva arquitectura de servicios con la misma funcionalidad que la requerida en la encomienda, pero técnicamente más sencilla, segura y administrable, a pesar de que a la vez supondría mayor trabajo en términos de desarrollo.

A continuación se detallan las debilidades técnicas descubiertas en el desarrollo de la encomienda que han justificado un cambio de tareas realizadas:

Múltiples copias de las bases de datos del recurso eólico y modelos de aerogeneradores

En cierta manera cada servicio digital de los anteriormente expuestos tenía su copia de la base de datos del recurso eólico de Canarias, en algunos casos completa y nativa (el navegador) como versiones resumidas para el cómputo del IBEE (el resto). Además, cada copia se encontraba en un formato diferente (pdfs, capas de información geográfica, base de datos transaccional, variables de Matlab). Esto no sólo aumenta el espacio requerido sino dificulta su mantenimiento (creación, cambios, mejoras, etc).

Si bien no se produjeron cambios en el recurso eólico, la experiencia nos ha demostrado que sí se produjeron cambios en la base de datos de aerogeneradores, lo que requería hacer sincronizaciones meticulosas de éstas para preservar la coherencia de los aplicativos.

Múltiples lenguajes de programación/servidores

Las herramientas software desarrolladas hacían uso de diferentes lenguajes de programación (php, .net, Matlab) así como de diferentes servidores web (Apache, IIS) los cuales estaban alojados en diversas máquinas.

Esto obliga a tener abundante personal cualificado para el mantenimiento de las aplicaciones, bien desde el punto de vista de desarrollo de las mismas (cambios de funcionalidad, corrección de errores), bien desde el punto de vista de administración (migración a otros servidores, gestión organizativa, mantenimiento correctivo).

Obsolescencia de tecnologías

Igualmente, al tratarse de tecnologías desarrolladas en el año 2006/2007, pasados diez años la migración tal cual requeriría una revisión y actualización de los componentes a versiones más modernas de aquellas.

Nueva cartografía eólica

La migración de servicios habría de tener presente que el nuevo atlas eólico provee datos a diferentes resoluciones espaciales y alturas no provistas por el recurso eólico anterior, lo que también implicarían cambios en los procedimientos de consulta y cómputo del recurso.

Navegador de la cartografía

Según el artículo 32.1b de la Ley 12/2014, de 26 de diciembre, de transparencia y de acceso a la información pública publicada en el BOC 2015/005 de 9 de enero de 2015:

1. La Administración pública de la Comunidad Autónoma de Canarias viene obligada a hacer pública y mantener actualizada la información siguiente:

...

b) Deberá, asimismo, garantizar el acceso público a toda la información geográfica disponible del Sistema de Información Territorial de Canarias a través de la Infraestructura de Datos Espaciales de Canarias (IDE Canarias), o de cualquier otra infraestructura de información geográfica de Canarias que permita el libre acceso a los datos y servicios geográficos y su interoperabilidad.

Reglamentariamente se precisarán el alcance y contenido de la información a suministrar por esta vía, los efectos jurídicos de su difusión y las obligaciones de actualización de la misma.

Con esto, **se delega ahora en la 'IDE Canarias' la navegación geográfica de la cartografía**, quitando sentido a la migración del navegador propio.

Se deberán buscar los mecanismos para que el nuevo atlas eólico pase a formar parte del Sistema de Información Territorial de Canarias.

Licencias para migración

Algunos de los servicios provistos dependían de otros licenciados exclusivamente para el Instituto Tecnológico de Canarias, como podían ser determinadas bibliotecas de desarrollo, el servidor de información geográfica, o incluso el servidor web de Microsoft IIS.

La migración tal cual de estos servicios requeriría la adquisición de estas nuevas licencias lo que incurriría en costes adicionales a la migración y al mantenimiento de los servicios migrados, lo que repercutiría sobre la Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento.

Cambio de imagen corporativa

Como parte del proceso de migración, el software también debía ser alterado para cambiar la imagen corporativa que presentaba del ITC por una imagen corporativa de la CEICC.

3.2.3. Decisiones de diseño

Como respuesta a las debilidades anteriores, se han tomado las siguientes decisiones de diseño:

- Unificar todas las bases de datos, manteniendo una única copia a la que accedan los diferentes servicios.
- Reducir los lenguajes de programación usados, optando por lenguajes y bibliotecas que tengan un soporte abierto que permitan el desarrollo y la ejecución de los mismos sin necesidad del pago de licencias para su uso.
- Reprogramar los servicios con tecnologías modernas, atendiendo a las nuevas especificidades del recurso eólico e incorporando la imagen corporativa de la CEIC.
- Unificar el cómputo de energía de un aerogenerador y el cómputo de la producción estimada de un parque eólico en un sólo formulario.

- Unificar en una sólo interfaz web todos los servicios digitales prestados a excepción de la navegación geográfica, la cual será delegada al IDE Canarias.
- Sustituir el Sistema de Información Geográfico anterior por Geoserver, una alternativa de código abierto que permitirá exportar las capas al IDE Canarias.

3.2.4. Arquitectura propuesta

A partir de lo anterior, la arquitectura consistirá en:

- Un servidor de base de datos Postgres que albergará la base de datos única de modelos de aerogeneradores.
- Sobre el servidor anterior, una base de datos Postgis que contendrá como *rasters* las capas del atlas eólico de Canarias.
- Un servicio de información geográfica (*Geoserver*) para la visualización interna de los datos así como para el acceso a los mismos por parte del IDE Canarias, el cual se conectará con la base de datos anterior.
- Un frontal web para los ciudadanos desarrollado en Java/Vaadin que permita la consulta del atlas eólico, la estimación de la producción de aerogeneradores y parques eólicos, y como novedad los estudios financieros.
- Un servicio restful interno desarrollado en Python/Flask al que se conecta el frontal web y que se encarga de realizar las consultas oportunas a las bases de datos así como de los cómputos requeridos para la estimación de producción y para el estudio económico.

Estos servicios quedarán repartidos en dos servidores como se muestra en el diagrama, ya que por normativa de la DGTNT no es posible que servicios externos e internos coexistan en el mismo servidor.

3.2.5. Justificación de tareas propuestas en la encomienda

Gestión con cibercentro para instalación de servidor autogestionado (requiere participación de la CEIC para autorizaciones)

Esta gestión se ha realizado igualmente, como se detalla más abajo en la sección *Proceso técnico de despliegue*.

Réplica de instalación de itc en autogestionado

Ésta es una tarea general que ha sido sustituida por la instalación de los nuevos servicios descritos en la sección siguiente. El trabajo de replicar una instalación obsoleta ha sido por tanto sustituido por el trabajo de instalar una arquitectura nueva.

Configuración de correo electrónico en servidor autogestionado (requiere participación de la CEIC para autorizaciones)

Esta gestión se ha realizado igualmente, como se detalla más abajo en la sección *Proceso técnico de despliegue*.

Transformación y carga de datos en autogestionado

Los datos originales del atlas eólico han sido transformados a formato *Geotiff* y cargados en el *Postgres* como datos de tipo *raster* del *Postgis*.

Instalación en servidor autogestionado de apache/php

El servidor apache/php proveía del servicio de cómputo de energía proporcionada por un aerogenerador. El nuevo par frontal web/módulo de cómputo que se ha desarrollado en el ITC integra ahora este módulo en la sección de *Producción energética*.

Sincronización y actualización de bases de datos de aerogeneradores

Se ha desarrollado igualmente, partiendo de las múltiples bases de datos de la arquitectura anterior.

Creación de bbdd de aerogeneradores sobre autogestionado para módulo de potencia

Como se ha mencionado anteriormente se han todas las bases de datos en una única base de datos de modelos de aerogeneradores, simplificando la arquitectura y reduciendo los costes de mantenimiento y administración.

Creación y carga de bbdd de recurso eólico sobre autogestionado para módulo de potencia

Al integrarse el módulo de potencia en el nuevo desarrollo, ha sido innecesario realizar esta tarea, suplida con creces por el esfuerzo de desarrollar un nuevo aplicativo.

Adaptación del módulo de potencia a los nuevos datos (cambio coordenadas, interpolación)

Esta adaptación ha consistido de facto en unos requerimientos de diseño del nuevo componente de cómputo y consulta, que se ha desarrollado de cero.

Instalación de módulo potencia sobre autogestionado

La instalación del módulo de potencia, ahora integrado con el resto de aplicativos, se ha efectuado al instalar el frontal web así como el módulo de cómputo y consulta.

Desarrollo de nuevo frontal al ibee, sobre java

El nuevo frontal al IBEE se ha integrado con el frontal web único de toda la web externa, el cual se ha desarrollado desde cero sobre Java.

Desarrollo de módulo financiero, que aparecerá como una fase siguiente tras el cómputo por parte del usuario del ibee, sobre java

El módulo financiero se ha dividido en dos partes, una integrada en el frontal web y desarrollada en Java, y otra parte integrada en el componente de cómputo y consulta desarrollado en Python.

Adaptación del backend del ibee a los nuevos datos (cambio coordenadas, interpolación)

El backend del IBEE, ahora integrado en el componente de cómputo y consulta, ha sido desarrollado desde cero ya contemplando los accesos al nuevo recurso eólico (malla más densa espacialmente) y la interpolación vertical que ahora requiere tener cuatro alturas.

Adaptación de la salida del backend del ibee al módulo financiero

Con el nuevo frontal integrado, el valor de *Producción actual neta* en el estudio financiero se importa directamente del último valor obtenido en la estimación de la producción.

Desarrollo de módulo de interpolación, sobre java

Este módulo ha quedado integrado en el nuevo componente desarrollado de cómputo y consulta, realizado en Python.

Elaboración de frontales web para los diferentes servicios (requiere participación de la CEIC para la edición web)

Se han hecho uso de las plantillas disponibles con la imagen corporativa de la consejería con un único frontal web, adjuntando la documentación de soporte en una sección independiente.

Configuración de copias de seguridad del servidor (requiere participación de la CEIC para autorizaciones)

Como se explicita más abajo en la sección de *Detalles de despliegue* y como mejora a la configuración, se ha desarrollado un proyecto de despliegue de los servicios y datos en los servidores. Esto hace que sea más sencillo replicar los servidores como instalaciones nuevas en lugar de su recuperación a partir de copias de seguridad.

Publicación de aplicativos en autogestionado (requiere participación de la CEIC para autorizaciones)

Esta gestión se ha realizado igualmente, como se detalla más abajo en la sección *Proceso técnico de despliegue*.

Por último, se realizarán las tareas de supervisión y mantenimiento del servidor en un entorno autogestionado

Estas tareas se han llevado a cabo de manera continuada a lo largo de la encomienda, garantizando el buen estado de servidores y servicios desplegados.

3.3. Servicios y servidores desplegados

3.3.1. Servidores

Se despliegan dos servidores autogestionados: Agcuello y Agcupido.

Agcuello

- Ubicación: servidor virtual en la infraestructura autogestionada de Cibercentro.
- Hardware: 2 núcleos a 2GHz, 6GiB de RAM
- Software: Centos GNU/Linux 7.2
- Tipo de servidor autogestionado: externo
- IP: IP privada dentro de la red de gobierno 10.141.39.53
- Correo-e: agcupido.ceicc@gobiernodecanarias.org

Agcupido

- Ubicación: servidor virtual en la infraestructura autogestionada de Cibercentro.
- Hardware: 2 núcleos a 2.6GHz, 4GiB de RAM
- Software: RedHat GNU/Linux 7.2
- Tipo de servidor autogestionado: interno
- IP: IP privada dentro de la red de gobierno 10.141.39.54
- Correo-e: agcupido.ceicc@gobiernodecanarias.org

La elección de estos sistemas operativos ha sido basada en la oferta provista por Cibercentro, que no permite instalar cualquier sistema operativo.

Cada servidor tiene disponible un servicio para el envío de correos relacionados con notificaciones principalmente de administración de sistemas, las cuales son enviadas y recibidas por sendas direcciones de correo electrónico.

El acceso a estos servidores se ha realizado para su configuración y mantenimiento por el personal del Instituto Tecnológico de Canarias, accesos que continuarán habilitados para su mantenimiento salvo indicación de lo contrario.

3.3.2. Servicios

Frontal de la web externa

Este servicio es el punto de entrada para los ciudadanos del atlas eólico y servicios relacionados. Se ha seguido la imagen corporativa de Gobierno, con un menú a la izquierda que permite la navegación por los formularios de consulta y la documentación de soporte.

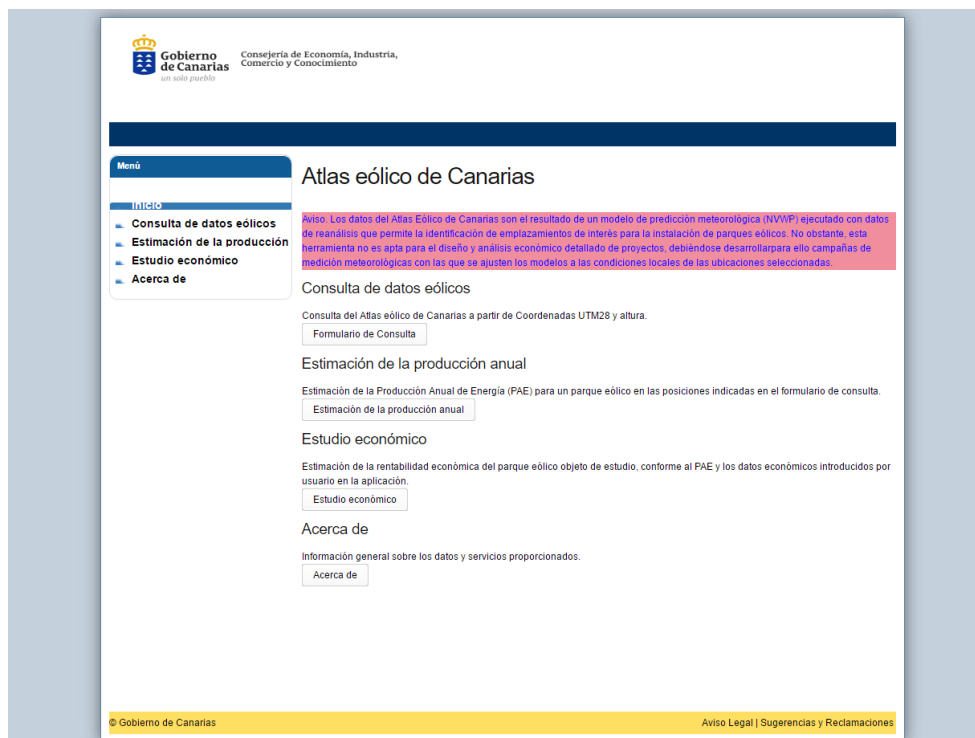


Ilustración 11 Frontal web

Ubicación interna

Este servicio se ejecuta en un contenedor de aplicaciones *Tomcat 7.0* (usuario local *tomcat*) en el puerto 8080 del servidor Agcuello. La ruta o contexto dentro del servidor es:

ceic/energia/temas/atlaseolico/

Ubicación externa

Este servicio es accesible por los ciudadanos vía un navegador web. Se puede encontrar en la URL:

<http://www.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/temas/atlaseolico/>

o mas concretamente en

<http://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/temas/atlaseolico/>

ya que al tratarse de una máquina autogestionada se produce una redirección automática. Al dirigirnos a estas URLs los frontales web de Gobierno se encargarán de conectar con el servicio correspondiente en ejecución en el servidor Agcuello.

Detalles de la implementación

El Tomcat necesario para ejecutar este servicio es la propia versión 7.0 provista por la propia distribución Centos GNU/Linux 7.2. Sobre este contenedor de aplicaciones se ha desplegado el aplicativo. El aplicativo ha sido desarrollado en el lenguaje de programación Java haciendo de las bibliotecas para el desarrollo web Vaadin.

Componente de Consulta y Computación

Este componente provee de un servicio *restful* que realiza las consultas a las bases de datos así como los cálculos requeridos. Es consultado por el frontal anterior, que redirige las consultas realizadas a él a éste.

Ubicación interna

Este servicio se ejecuta desde el directorio `/home/pywind` con el usuario `pywind`, proporcionando un servicio HTTP *restful* en el puerto 8081 del servidor Agcuello. Este servicio sólo acepta peticiones locales, es decir, generadas por el frontal web.

Ubicación externa

No disponible externamente.

Detalles de la implementación

Este servicio ha sido desarrollado en Python3/Flask. Los módulos necesarios para su ejecución, más allá de los provistos por la propia distribución Centos, han sido cargados directamente con el comando `pip` desde el repositorio oficial Pypi como paquetes locales al usuario `pywind`.

El API de comunicación con el frontal ha sido definido usando la tecnología *Swagger*, y puede encontrarse en el fichero `api/swagger.yml`.

Postgres

La base de datos donde se guarda toda la información requerida en última instancia por los diferentes servicios en un *Postgres*. Postgres es un motor de base de datos moderno y de código abierto que además de soportar las características estándar de los motores de bases de datos, tiene muchas extensiones entre las que destacamos *Postgis*, que permite almacenar y gestionar datos geográficos en la propia base de datos.

The image shows a composite of two web pages. The top page is the PostGIS website, featuring the logo (an elephant with its trunk on a globe), navigation links (Home, Download, Documentation, Development, Support, OSGeo), and an 'About PostGIS' section. The 'About' section includes a SQL query snippet: `SELECT superhero.name FROM city, superhero WHERE ST_Contains(city.geom, superhero.geom) AND city.name = 'Gotham';`. It also mentions 'Upcoming Events' like PGConf US March 28-31st, 2017 and FOS4G Boston 2017. The bottom page is the PostgreSQL website, showing a navigation bar, a '27th October 2016' news item about PostgreSQL 9.6.1, 9.5.5, 9.4.10, 9.3.15, 9.2.19, and 9.1.24 releases, and a 'FEATURED USER' section for CAIXA bank.

Ilustración 12 Postgres

Ubicación interna

Postgres se instala a partir del paquete de la distribución Centos, que pone disponible este servicio en su puerto estándar 5432, en este caso del servidor Agcuello.

Ubicación externa

No disponible externamente.

Detalles de la implementación

Información sobre Postgres y Postgis puede ser consultada en sus respectivas páginas web:

<https://www.postgresql.org/>

<http://www.postgis.net/>

Geoserver

The screenshot shows the GeoServer web interface. At the top, there is a login form with fields for 'Username' and 'password', a 'Remember me' checkbox, and a 'Login' button. Below the login form, the main content area displays a 'Welcome' message. The message states: 'Welcome', 'This GeoServer belongs to The Ancient Geographers.', and 'This GeoServer instance is running version 2.10.0. For more information please contact the administrator.' To the right of the welcome message, there is a 'Service Capabilities' section listing various services and their versions: WCS (1.0.0, 1.1.0, 1.1.1, 1.1, 2.0.1), WFS (1.0.0, 1.1.0, 2.0.0), WMS (1.1.1, 1.3.0), TMS (1.0.0), WMS-C (1.1.1), and WMTS (1.0.0).

The screenshot shows the GeoServer website homepage. The main heading is 'GeoServer is an open source server for sharing geospatial data.' Below this, it states 'Designed for interoperability, it publishes data from any major spatial data source using open standards.' There is a map of Victoria, Australia, showing various locations like 'Vic West', 'Flemington', 'Oak Bay Village', and 'James Bay'. To the right of the map, there is a 'Download' section with three buttons: 'Stable' (2.10.0 Nightly), 'Maintenance' (2.9.3 Nightly), and 'Development' (Master). Below the download section, there is a 'News' section with three articles: 'GeoServer 2.9.3 Released', 'The new and improved GeoServer Style Editor', and 'Nov 18th Bug Stomp'.

Ilustración 13 Geoserver

Geoserver es un servidor de información geográfica licenciado según la licencia general pública de GNU. Geoserver permite cargar los datos eólicos como capas que pueden ser previsualizadas en el propio Geoserver o exportadas a otros servicios mediante los estándares OGC (de hecho es la implementación de referencia). Se ha incorporado con la finalidad de servir las capas del atlas eólico mediante el uso del protocolo WMS (Web Map Service) al IDE Canarias, quien a su vez se encargará de servirlos a los ciudadanos.

Ubicación interna.

Este servicio se ejecuta, al igual que el frontal, en un contenedor de aplicaciones *Tomcat 7.0* (usuario local tomcat) en el puerto 8080 del servidor Agcupido. La ruta o contexto dentro del servidor es:

ceic/energia/temas/atlaseolico/geoserver/

Este servicio se encuentra actualmente en el puerto 8080

Ubicación externa

Debe entenderse en el caso de este servicio por ubicación externa, la ubicación dentro de la red corporativa del Gobierno de Canarias (.gobiernodecanarias.net). Por tanto, este servicio es accesible dentro de la red corporativa de Gobierno vía un navegador web. Se puede encontrar en la URL:

<http://www.gobiernodecanarias.net/ceic/energia/temas/atlaseolico/geoserver/>

o más concretamente en

<http://www3.gobiernodecanarias.net/ceic/energia/temas/atlaseolico/geoserver/>

ya que igualmente al tratarse de una máquina autogestionada se produce una redirección automática.

Detalles de la implementación

La documentación de este servicio está disponible en la propia web del mismo:

<http://geoserver.org/>

El servicio requiere autenticación para el acceso a los recursos disponibles, la cual no ha sido conectada con el directorio activo de Gobierno por motivos de seguridad. Esto sin embargo no impide la creación de usuarios locales dentro del aplicativo.

3.3.3. Detalles del despliegue

Proceso administrativo

El despliegue de servidores y servicios se ha realizado siguiendo el procedimiento estándar establecido para servidores y servicios autogestionados establecido por la Dirección General de Telecomunicaciones y Nuevas Tecnologías. Esto implica la gestión de las siguientes solicitudes con Cibercentro:

- Solicitud de servidores autogestionados.- Serán los servidores sobre la plataforma de autogestionado sobre los que residirán los servicios.
- Solicitud de cuentas de correo de administración.- Servirán para la gestión de los mensajes de administración del servidor.

- Solicitud de alta de aplicaciones.- Los dos aplicativos que se publicarán, tanto la web externa como geoserver deben estar de alta en el registro de aplicativos del Gobierno.
- Solicitud de certificaciones de seguridad de los aplicativos.- Son necesarias para el paso a producción. En ellas se verifica por parte de la DGTNT que las aplicaciones sean seguras para su uso por parte de los usuarios.
- Solicitud de paso a producción de los aplicativos.- Se trata del paso final por el que las aplicaciones se hacen accesibles a sus destinatarios.

Estas solicitudes han sido tramitadas en coordinación y con el visto bueno del personal de la DGIE.

Proceso técnico

La instalación inicial de los servidores autogestionados ha sido cursada como parte de la solicitud de los mismos por parte de Cibercentro. Esta instalación incluye:

- instalación del sistema operativo base,
- configuración de red,
- configuración de repositorios de Gobierno,
- configuración de hora local,
- establecimiento de contraseña de administrador.

La configuración de los mismos ha sido llevada a cabo por el personal del ITC como parte de la encomienda. Esta configuración incluye:

- establecimiento de nuevos usuarios,
- establecimiento de privilegios de administrador,
- configuración de registro de cambios,
- configuración de servicio local de correo electrónico,
- revisión de los repositorios de Gobierno,
- instalación de paquetes extra de administración,
- eliminación del acceso remoto con contraseña del administrador,

Además de la configuración de los servidores, se ha procedido a instalar los servicios descritos anteriormente, usando preferentemente paquetes de la propia distribución para reducir los costes de mantenimiento y gestión de la seguridad de los mismos.

Para la gestión de la configuración de los servidores, éstos se han realizado en la medida de lo posible mediante proyectos de código fuente de *Ansible*, los cuales permiten una gestión automatizada y documentada de la configuración.

4. BASES TÉCNICAS

Se describe a continuación el procedimiento establecido en el aplicativo del Recurso Eólico para la estimación de la energía producida en una instalación eólica a partir de los datos proporcionados por la cartografía eólica y las características técnicas básicas del proyecto aportadas por el usuario. Se incluye también descripción de la estimación de la rentabilidad económica aproximada de la instalación.

4.1. Datos de partida

Se distinguen los datos referentes a la estimación energética y datos necesarios para el cálculo de la rentabilidad económica del proyecto:

- **Datos definidos por el usuario para la estimación de la energía anual producida:**
 - **UTM:** Coordenadas geográficas de los aerogeneradores que forman el parque eólico.
 - **Aerogenerador:** Modelo del aerogenerador considerado en el estudio. Existe una base de datos de los principales modelos del mercado actual que incluye su curva de potencia normalizada. No obstante, se da la opción de que el usuario pueda ingresar otro modelo que no se encuentre en dicha base de datos.
 - **Zbujе:** Altura de buje del aerogenerador.

- **Datos extraídos de la cartografía para la estimación de energía producida:**
 - **Zinf:** Altura de la capa inmediatamente inferior a *Zbujе* con velocidad conocida (40, 60, 80 y 100 metros).
 - **Zsup:** Altura de la capa inmediatamente superior a *Zbujе* con velocidad conocida (40, 60, 80 y 100 metros).
 - **Vinf:** Velocidad del viento en la coordenada *UTM* donde se ubica el parque eólico para la capa inmediatamente inferior a la *Zbujе* (m/s).
 - **Vsup:** Velocidad del viento en la coordenada *UTM* donde se ubica el parque eólico para la capa inmediatamente superior a la *Zbujе* (m/s).
 - **Kinf:** Factor de forma de la distribución de Weibull en la coordenada *UTM* donde se ubica el parque eólico para la capa inmediatamente inferior a la *Zbujе*.
 - **Ksup:** Factor de forma de la distribución de Weibull en la coordenada *UTM* donde se ubica el parque eólico para la capa inmediatamente superior a la *Zbujе*.
 - **Cinf:** Factor de escala de la distribución de Weibull en la coordenada *UTM* donde se ubica el parque eólico para la capa inmediatamente inferior a la *Zbujе*.
 - **Csup:** Factor de escala de la distribución de Weibull en la coordenada *UTM* donde se ubica el parque eólico para la capa inmediatamente superior a la *Zbujе*.
 - **Θpred:** Dirección predominante del viento en la coordenada *UTM* donde se ubica el parque eólico.
 - **D_{Ri}:** Diámetro de rotor del aerogenerador seleccionado (base de datos del Recurso).

- **Dato generado con el aplicativo del Recurso para la estimación de la rentabilidad económica:**
 - **PAE:** Producción anual estimada (kWh).

- **Datos definidos por el usuario para la estimación de la rentabilidad económica:**
 - **d:** Disponibilidad (%).
 - **P:** Pérdidas (%).
 - **Pv:** Precio de venta de energía (€/kWh).
 - **Pag:** Peaje de acceso a la generación (€/kWh).
 - **Autoc:** Porcentaje de energía autoconsumida (%).
 - **Pc:** Precio de compra de energía (€/kWh).
 - **Pac:** Peaje de acceso (autoconsumo) (€/kWh).
 - **CAPEX (I₀):** Inversión inicial (€).
 - **Vr:** Valor residual de la inversión (%).
 - **Am:** Años de amortización (Años).
 - **Vu:** Vida útil regulatoria (Años).
 - **OPEX:** Ratio de costes de operación y mantenimiento de la instalación (€/kWh).
 - **Ac:** Tasa de actualización de la tarifa eléctrica anual (%).
 - **IPC:** Tasa de actualización de los gastos anuales (%).
 - **Td:** Tasa de descuento para cálculo de rentabilidad (%).

4.2. Metodología para la interpolación/extrapolación de los datos de la Cartografía eólica a la altura de buje definida por el usuario

La altura de buje del aerogenerador seleccionado por el usuario para la estimación energética no tiene por qué coincidir con la altura de proyección de las cuatro capas preparadas para la cartografía eólica de Canarias. Por ello, las variables V y los parámetros K y C de la distribución de Weibull deben ser ajustados hasta la altura seleccionada. A continuación se describen los procedimientos aplicados en función de la altura de buje definida.

La metodología desarrollada permite la interpolación/extrapolación de las variables fundamentales para alturas superiores a los 40 metros. No se ha dado la opción de extrapolar los datos para alturas inferiores a los 40 metros puesto que la incertidumbre en el resultado es muy alta debido a fenómenos relacionados con la orografía del terreno y la rugosidad.

4.2.1. Interpolación de la velocidad para alturas de buje comprendidas entre 40 y 100 metros

Para calcular la velocidad de viento a una altura comprendida entre los 40 y los 100 metros, se empleará el método de la interpolación lineal, utilizando los valores de velocidad conocidos de las alturas inmediatamente inferior y superior (40, 60, 80 y 100 metros) con respecto a la altura $Z_{buj e}$.

$$V(z_{buj e}) = V_{inf} + (V_{sup} - V_{inf}) \cdot \left[\frac{z_{buj e} - z_{inf}}{z_{sup} - z_{inf}} \right]$$

4.2.2. Extrapolación de la velocidad para alturas de buje superiores a 100 metros

El método empleado para la extrapolación a alturas superiores a 100 metros es la función logarítmica con ajuste a través de mínimos cuadrados de acuerdo con la siguiente expresión y en la que se requieren las velocidades de todas las capas disponibles.

$$V(Z_{buj e}) = \alpha_2 \cdot \ln\left(\frac{z_{buj e}}{100}\right) + V_{100}$$

Donde α_2 es un coeficiente de ajuste expresado en m/s:

$$\alpha_2 = \frac{(V_{40} - V_{100}) \cdot \ln\left(\frac{40}{100}\right) + (V_{60} - V_{100}) \cdot \ln\left(\frac{60}{100}\right) + (V_{80} - V_{100}) \cdot \ln\left(\frac{80}{100}\right)}{\ln^2\left(\frac{40}{100}\right) + \ln^2\left(\frac{60}{100}\right) + \ln^2\left(\frac{80}{100}\right)}$$

4.2.3. Interpolación/extrapolación del factor de forma de Weibull

Para determinar el factor de forma para alturas comprendidas entre 40 y 100 metros se empleará el método de la interpolación lineal, utilizándose en cada caso los valores de K conocidos para las alturas inmediatamente inferior y superior (40, 60, 80 y 100 metros) con respecto a la altura $Z_{buj e}$.

$$K_{buj e} = K_{inf} + (K_{sup} - K_{inf}) \cdot \left[\frac{z_{buj e} - z_{inf}}{z_{sup} - z_{inf}} \right]$$

Asimismo, para la extrapolación de los datos para alturas superiores a los 100 metros se tiene en cuenta que el factor de forma es un índice de dispersión de los datos y de la frecuencia con la que se presenta la velocidad promedio, reduciéndose considerablemente las diferencias de dicho factor en altura cuanto mayor es la cota al alejarse de elementos que podrían distorsionar la medida realizada (entre otros, orografía, obstáculos artificiales, rugosidad,...). Así pues, se adoptará para estos casos el factor de forma definido para la altura de 100 m (K_{100}).

4.2.4. Interpolación/extrapolación del factor de escala de Weibull

Para el cálculo del factor de escala de la distribución de Weibull se empleará la fórmula adjunta a continuación en la que se parte de la velocidad determinada con los procedimientos citados en los [Apartados 3.3.1 o 3.3.2](#) y el factor de forma de la distribución de Weibull establecido con el método descrito en el [Apartado 3.3.3](#).

$$C_{buj e} = \frac{V(z_{buj e})}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{K_{buj e}}\right)}$$

Donde Γ es la función de gamma la cual puede ser calculada con la siguiente expresión:

$$\Gamma\left(1 + \frac{1}{K_{buj e}}\right) = \int_0^{\infty} e^{-t} t^{\left[\left(1 + \frac{1}{K_{buj e}}\right) - 1\right]} dt$$

A no ser que la variable $(1+1/K_{buj e})$ sea un número entero, en cuyo caso dicho factor podría ser determinado a través de su factorial $(1+1/K_{buj e})!$

4.3. Estimación de la Producción Anual de Energía (PAE). Producción bruta

Una vez conocidos los valores aproximados de la velocidad (V) y los parámetros de Weibull (C y K) a la altura de buje y para las coordenadas UTM más cercana a las posiciones facilitadas por el usuario, se estaría en disposición para la estimación del PAE .

La estimación de la producción anual de energía sin afecciones se realiza para cada aerogenerador por separado, indicándose con los índices i y j la fila y la posición de cada aerogenerador en dicha fila. Para realizar este cálculo se aplica la siguiente expresión, obteniéndose el PAE del parque eólico por medio de la suma de los PAE en cada aerogenerador:

$$PAE_{i,j}^{Inicial} == \sum_{k=1}^{N=61} P(V_k) \cdot 8760 \cdot \left[\exp\left[-\left[\frac{\left[V_k - \frac{1}{4}\right] \cdot \Gamma\left[1 + \frac{1}{K_{buj e_{i,j}}}\right]}{V_{buj e_{i,j}}}\right]^{K_{buj e_{i,j}}}\right] - \exp\left[-\left[\frac{\left[V_k + \frac{1}{4}\right] \cdot \Gamma\left[1 + \frac{1}{K_{buj e_{i,j}}}\right]}{V_{buj e_{i,j}}}\right]^{K_{buj e_{i,j}}}\right] \right]$$

Donde N es el número de bins en los que se define la curva de potencia certificada por el fabricante y normalizada según la EN 61400 – 12: 2007 para el aerogenerador seleccionado. Así pues, asumiendo que la curva de potencia se traza para velocidades comprendidas entre 0 y 30 m/s y en intervalos regulares de 0,5 m/s, N sería igual a 61.

Por otra parte, V_k representa la velocidad en cada uno de los k bins y $P(V_k)$ la potencia que se obtendría con esa velocidad de acuerdo con la curva de potencia certificada. Asimismo, $V_{buj e_{i,j}}$ y $K_{buj e_{i,j}}$ es la velocidad y el factor de forma calculado con los métodos descritos en el [Apartado 3.3](#) a la altura $Z_{buj e}$.

4.4. Configuración geométrica de un parque eólico (D_{Ri})

El usuario debe introducir las coordenadas *UTM* de los aerogeneradores para la “posición real” del parque eólico previsto. En este proceso, se realiza una comprobación de las distancias mínimas que deben existir entre aerogeneradores de una misma fila (2 diámetros de rotor) y entre aerogeneradores de distinta fila (5 diámetros de rotor) conforme a la normativa eólica vigente, en concreto el Decreto 6/2015 [1].

NOTA: La nueva recodificación de la herramienta modifica los formatos de los ficheros para una gestión más sencilla tanto por parte de los usuarios como del software.

A continuación se asignan las coordenadas *UTM* de los puntos más cercanos a la posición especificada por el usuario. En este caso, teniendo en cuenta que el mallado de la cartografía eólica mejora con respecto a la edición anterior del Recurso hasta una resolución de 50 x 50 metros, no se realizan interpolaciones para determinar los valores aproximados de las variables *V*, *K* y *C* en la posición definida por el usuario. Siguiendo el proceso de cálculo, se determinan las “*posiciones ideales*” de los aerogeneradores donde estos se encontrarían totalmente alineados conforme a lo mostrado en la [Ilustración 14](#).

Nótese que la situación mostrada en la [Ilustración 14](#) representa el caso ideal en el que la dirección predominante del viento es coincidente para todos los aerogeneradores. No obstante, ésta puede variar por posición, en cuyo caso, la dirección predominante del viento en el parque eólico Θ_{pred_parque} será la media aritmética de las direcciones predominantes de cada aerogenerador Θ_{pred} [2]. Por otra parte, el trazado de la “*fila ideal*” permite identificar el ángulo ϕ que define la desalineación de cada aerogenerador situado sobre su posición ideal con respecto a la dirección predominante del viento en cada máquina. Además, en el caso particular de un parque eólico que estuviera formado por un único aerogenerador, la “*fila ideal*” adoptaría la dirección ortogonal a la dirección predominante del viento y por tanto el ángulo ϕ será de 0° .

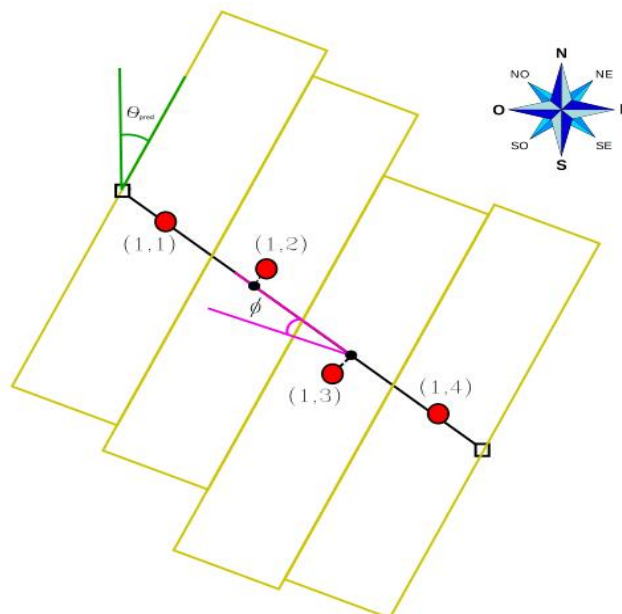


Ilustración 14 Trazado de la fila ideal del parque eólico

Su utilidad radica en la estimación aproximada de las afecciones del parque eólico como se analizará en el [Apartado 6](#).

Para calcular el **valor medio de la velocidad** en la capa se recurre a la siguiente expresión en coherencia con la distribución de Weibull, donde Γ es la función de gamma la cual se calcula según lo establecido en el [Apartado 4.4 \[3,4\]](#):

$$V_{inf/sup} = C_{inf/sup} \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{K_{inf/sup}}\right)$$

4.5. Fichero de disposición espacial de aerogeneradores

Este fichero tiene un aspecto como se muestra a continuación:

```
name: Offshore
turbines:
- - X: 601350
  Y: 3184450
  model_id: neg_micon_nm1000_60
  rotor_height: 60
- X: 601550
  Y: 3184450
  model_id: neg_micon_nm1000_60
  rotor_height: 60
- X: 601750
  Y: 3184350
  model_id: vestas_v90_2000
  rotor_height: 60
- - X: 601250
  Y: 3184150
  model_id: neg_micon_nm1000_60
  rotor_height: 60
- X: 601350
  Y: 3184050
  model_id: neg_micon_nm1000_60
  rotor_height: 60
- X: 601550
  Y: 3183850
  model_id: neg_micon_nm1000_60
  rotor_height: 60
- X: 601750
  Y: 3183750
  model_id: neg_micon_nm1000_60
  rotor_height: 60
- - X: 600950
  Y: 3183450
  model_id: neg_micon_nm1000_60
  rotor_height: 60
```

Ilustración 15 Fichero *.txt para ingreso de datos.

Técnicamente, se trata de un fichero en formato YAML codificado en UTF-8 con retornos de carro de unix (LF) con un estilo por bloques si bien en la práctica se interpreta de manera bastante intuitiva.

La primera línea debe contener el nombre del parque en formato:

```
name: nombre_del_parque
```

La segunda línea debe contener la expresión:

```
turbines:
```

Las siguientes líneas irán en bloques de cuatro líneas, cada bloque describiendo un aerogenerador:

- X: denota la coordenada X en metros en el sistema de referencia UTM28N,
- Y: denota la coordenada Y en metros en el sistema de referencia UTM28N,
- model_id: denota el identificador de modelo de aerogenerador (ver más abajo),
- rotor_height: la altura en metros a la que se ubicará el rotor del aerogenerador.

Los aerogeneradores irán ordenados por filas (coordenada i del promotor), y dentro de cada fila por su coordenada intrafila (coordenada j del promotor).

La primera línea de cada aerogenerador (la correspondiente a la coordenada X) deberá estar precedida por:

```
[guión] [espacio] [guión] [espacio]
```

cuando se trate del primer aerogenerador de una fila, e.g. (1,1), (2,1), (3,1), etc o por

```
[espacio] [espacio] [guión] [espacio]
```

cuando se trate de los aerogeneradores siguientes dentro de la misma fila que el anterior.

El resto de líneas de cada aerogenerador deberán estar correctamente tabuladas, es decir, deberán estar precedidas por cuatro espacios.

De esta manera, en el ejemplo anterior se encuentran descritos por orden los aerogeneradores (1,1), (1,2), (1,3), (2,1), (2,2), (2,3), (2,4) y (3,1).

4.5.1. Sobre los identificadores de modelos de aerogenerador

Para los identificadores de modelo de aerogenerador disponibles en la herramienta, se ha seguido el convenio de:

- poner el nombre del modelo en minúscula,
- sustituir los caracteres no ASCII por sus homólogos, e.g. ä -> a,
- sustituir todas las secuencias de caracteres que no sean números ni letras por guiones bajos.

A modo de ejemplo "Vestas V90/2000" quedará como vestas_v90_2000.

4.6. Estimación de la Producción Anual de Energía de un Parque eólico. Producción neta

La producción anual obtenida con el método descrito en el [Apartado 3.4](#) no tiene en cuenta las afecciones producidas por las estelas de los aerogeneradores próximos: Para tener en cuenta estas afecciones hay que realizar una corrección del PAE por desalineación con respecto a la dirección predominante del viento y por afección entre máquinas. Siguiendo las bases marcadas en la edición del Recurso 2006 se define el valor PAE corregido:

$$PAE_{i,j}^{corregido} = PAE_{i,j}^{inicial} \cdot \eta_{Parque\ i,j} \cdot \eta_{fila\ i,j}$$

Para obtener el valor de rendimiento del parque eólico ($\eta_{Parque\ i,j}$) se aplica la siguiente expresión:

$$\eta_{Parque\ i,j} = \alpha_{\phi_{i,j}}(\phi) \cdot \alpha_{D_{i,j}}(D) \cdot \alpha_{d_{i,j}}(d)$$

Donde $d_{i,j}$ representa los diámetros de rotor que separan aerogeneradores de una misma fila, $D_{i,j}$ determina los diámetros de rotor que separan los aerogeneradores ubicados en distintas filas y $\phi_{i,j}$ la desalineación de la “fila ideal” con respecto a la dirección predominante del viento del viento en cada aerogenerador. Asimismo, de acuerdo con estas definiciones, $\alpha_{d_{i,j}}$ representaría las afecciones producidas por aerogeneradores de una misma fila, $\alpha_{D_{i,j}}$ las derivadas de aerogeneradores ubicados en otras filas distintas y $\alpha_{\phi_{i,j}}$ las afecciones provocadas por la desalineación. Para el cálculo de los coeficientes α se emplean las siguientes expresiones:

$$\alpha_{d_{i,j}} = \begin{cases} 0,026 \cdot d_{i,j} + 0,9070 & \text{si } 2 \leq d_{i,j} \leq 3 \\ 0,015 \cdot d_{i,j} + 0,9400 & \text{si } 3 \leq d_{i,j} \leq 4 \\ 1,0 & \text{si } d_{i,j} > 4 \end{cases}$$

$$\alpha_{D_{i,j}} = \begin{cases} 0,018 \cdot D_{i,j} + 0,8700 & \text{si } 5 \leq D_{i,j} \leq 6 \\ 0,013 \cdot D_{i,j} + 0,8990 & \text{si } 6 \leq D_{i,j} \leq 7 \\ 0,010 \cdot D_{i,j} + 0,9200 & \text{si } 7 \leq D_{i,j} \leq 8 \\ 1,0 & \text{si } D_{i,j} > 8 \end{cases}$$

$$\alpha_{\phi_{i,j}} = \begin{cases} 1,0 & \text{si } 0^\circ \leq \phi_{i,j} \leq 22,5^\circ \\ 1,0150 - 0,0006667 \cdot \phi_{i,j} & \text{si } 22,5^\circ \leq \phi_{i,j} \leq 45,0^\circ \\ 1,0368 - 0,0011511 \cdot \phi_{i,j} & \text{si } 45,0^\circ \leq \phi_{i,j} \leq 67,5^\circ \\ 0,0 & \text{si } \phi_{i,j} > 67,5^\circ \end{cases}$$

Por otra parte, para calcular el rendimiento de la fila ($\eta_{fila\ i,j}$) se aplicaría la siguiente expresión dependiente del diámetro de rotor del aerogenerador seleccionado, identificado como D_{Ri} , y la distancia existente entre la posición del aerogenerador definida por el usuario y la posición que lo sitúa sobre la “fila ideal”, $\bar{\epsilon}_i$.

$$\eta_{fila\ i,j} = \begin{cases} \cos\left(\frac{\pi \bar{\epsilon}_i}{4D_{Ri}}\right) & \text{si } 0 \leq \bar{\epsilon}_i \leq D_{Ri} \\ 0 & \text{si } \bar{\epsilon}_i > D_{Ri} \end{cases}$$

Por ello, conforme a esta expresión se penalizarían las posiciones reales de los aerogeneradores cuando los mismos no se encuentran justamente situados sobre la “fila ideal”.

4.7. Cálculo del Índice Básico de Eficiencia Energética (IBEE)

El Índice Básico de Eficiencia Energética (*IBEE*) es un parámetro que pondera la producción anual de energía por unidad de superficie afectada en un parque eólico y que por tanto se mide en kWh/m².

$$IBEE = \frac{\sum_{i=1}^{M \text{ fila}} \eta_{\text{fila } i} \sum_{j=1}^{M \text{ aero}} PAE_{i,j}^{\text{corregido}}}{A_{\text{parque}}}$$

En esta expresión, la variable A_{parque} representa la superficie afectada por el parque eólico y se obtiene a través de la poligonal externa del parque eólico la cual es definida por medio de los aerogeneradores extremos de la instalación.

La figura del *IBEE* fue utilizada en los concursos públicos de asignación de potencia para nuevos parques eólicos como medio para determinar en fases preliminares del proyecto su atractivo desde el punto de vista de la eficiencia territorial, y si bien desde la aprobación del Decreto 6/2015 este instrumento ya no se utiliza con estos fines, se ha mantenido en la aplicación su cálculo como variable de referencia en la estimación de la viabilidad de un proyecto determinado.

4.8. Validación del procedimiento de cálculo del PAE y el IBEE

Los procedimientos de cálculo descritos en los [Apartados del 3.4 al 3.6](#) parten de los desarrollos realizados en la edición 2006 del Recurso. Dicho procedimiento fue sometido a estudio por una autoridad independiente, en este caso el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (*CIEMAT*), emitiéndose informe a 11 de mayo de 2007.

En los estudios practicados, se desarrolló un análisis comparativo de las estimaciones energéticas desarrolladas por el Recurso 2006 y las obtenidas a través de un modelo reconocido, el software *UPMPARK*, que simula los fenómenos de estela de los aerogeneradores, comprobándose la viabilidad del procedimiento para múltiples configuraciones de parques eólicos.

La conclusión del informe establece que la metodología del Recurso “*es inicialmente válida para efectuar comparativas entre distintas propuestas de parques eólicos*” si bien se detectan algunas diferencias entre las estimaciones obtenidas entre herramientas las cuales se atribuyen a los siguientes factores:

- “*Como en cualquier simulación, serie razonable suponer la existencia de errores inherentes al modelo numérico de un fenómeno físico muy complejo como es la interacción de estelas con rotores de aerogeneradores, incluyendo el empleo de hipótesis simplificadoras que pueden no reflejar fielmente las condiciones de todos los casos reales*”.
- “*La casuística real es tremendamente amplia y la imposibilidad de simular todos los casos posibles ha obligado a considerar sólo un número reducido de configuraciones de parque. Esto puede conllevar un problema de submuestreo que podría resultar potencialmente en una aproximación imprecisa en los casos no simulados directamente*”.

- “El empleo de ángulos de dirección predominante del viento discretos”. En concreto, para ángulos de 22,5° definido para una rosa de vientos de 16 sectores.

También se señalan como otras posibles causas “las incertidumbres asociadas a los datos de partida del cálculo energético” y las limitaciones provocadas por “la ausencia de relieve topográfico”. Con respecto al primer factor, la nueva edición del Recurso presenta una mejora considerable de la cartografía, reduciéndose a su vez el mallado a una rejilla de 50 x 50 metros e integrándose una cuarta capa a 100 metros de altura. En relación con el segundo factor, tal como se ha descrito en el [Apartado 2.1](#), los datos contenidos en la cartografía eólica de los que se vale el aplicativo, ya contienen los efectos relacionados con la orografía y por tanto tampoco sería de aplicación.

4.9. Estimación económica de proyectos

El aplicativo de estimación económica de proyectos se ha desarrollado en el lenguaje de programación interpretado de código abierto “Python³”. Se exponen los principios básicos que fundamentan los cálculos realizados.

4.9.1. Ingresos por venta de energía

Uno de los principios básicos considerados en la ejecución de la herramienta ha sido que la aplicación sea flexible al devenir normativo, razón por la cual el usuario debe ingresar manualmente datos como el número de años de explotación de las instalaciones, así como los precios de referencia por venta de energía eólica o compra de energía a comercializadora (este último para calcular el ahorro por autoconsumo).

Se define la variable Pva como el precio anual de venta de energía eólica, mientras que la variable Pvc se refiere al precio de compra de la energía eléctrica a comercializadora. Ambas variables se actualizan anualmente mediante una tupla⁴ de tantos elementos como años de explotación del proyecto. Para el primer elemento de la tupla su valor coincide con el precio de venta (Pv) o el precio de compra (Pc) de la energía consignado por el usuario y según el régimen de operación definido en la aplicación (venta a red y/o autoconsumo). Asimismo, el valor para el resto de elementos es actualizado tomando como referencia el precio del año anterior y la tasa de cambio de la tarifa eléctrica anual (Ac) conforme a la siguiente ecuación:

$$Pva[i] = Pva[i - 1] \cdot \left[1 + \frac{Ac}{100} \right]$$

³**Python** es un lenguaje de programación interpretado multiplataforma que soporta orientación a objetos, programación imperativa y programación funcional. Para más información: <https://www.python.org/>

⁴Tupla: Lista ordenada de n elementos empleada en matemáticas y ciencias afines para describir objetos que tienen una determinada estructura. En este caso se emplean para describir los parámetros económicos obtenidos por cada año de forma semejante a operaciones vectoriales.

$$Pvc[i] = Pvc[i - 1] \cdot \left[1 + \frac{Ac}{100} \right]$$

Posteriormente, se crea una segunda tupla que registra las ventas anuales de energía y/o los ahorros por energía autoconsumida de acuerdo con las siguientes expresiones. Notar que para este caso la variable *PAE* hace referencia a la energía total producida por el parque eólico siendo la suma de los *PAE* de cada aerogenerador:

$$Venta[i] = Pva[i] \cdot \left[\left[PAE[i] - \left[PAE[i] \cdot \left(1 - \frac{d}{100} \right) \right] - \left[PAE[i] \cdot \left(1 - \frac{p}{100} \right) \right] \right] \cdot \left(1 - \frac{Autoc}{100} \right) \right]$$

$$Ahorro[i] = Pvc[i] \cdot \left[\left[PAE[i] - \left[PAE[i] \cdot \left(1 - \frac{d}{100} \right) \right] - \left[PAE[i] \cdot \left(1 - \frac{p}{100} \right) \right] \right] \cdot \left(\frac{Autoc}{100} \right) \right]$$

Con el método desarrollado se consigue cuantificar los ingresos totales derivados de la explotación de un parque eólico tipo, incluso cuando se asumen escenarios de autoconsumo con posible venta de energía excedentaria. Para ello el usuario deberá aportar el dato de “Porcentaje de energía anual autoconsumida” (*Autoc*), obteniéndose los ingresos totales tras sumar las tuplas “*Venta*” y “*Ahorro*” conforme a la siguiente expresión:

$$Ingresos[i] = Venta[i] + Ahorros[i]$$

Así pues, si la variable *Autoc* toma valor 0%, toda la energía producida se destinaría a venta. Por su parte, valores diferentes a 0% asumen un porcentaje de autoconsumo, considerándose como caso extremo el 100% donde el régimen sería de autoconsumo total, donde toda la energía producida por el aerogenerador es consumida por la instalación receptora siendo el vertido a red cero.

4.9.2. Gastos de explotación

En concordancia con la normativa vigente, se da la posibilidad de que el usuario establezca los peajes de acceso por generación de energía eléctrica (*Pag*) y los peajes de acceso por autoconsumo (*Pac*), siguiendo los mismos principios de cálculo que los adoptados para las variables *Pva/Pvc*:

$$Agen[i] = Ageneracion[i - 1] \cdot \left[1 + \frac{Ac}{100} \right]$$

$$Acon[i] = Aconsumo[i - 1] \cdot \left[1 + \frac{Ac}{100} \right]$$

Además, se determinan los costes de operación y mantenimiento (OPEX) en €/kWh, actualizándose dicho coste en función del Índice de Precios del Consumo medio a largo plazo (IPC):

$$OPEX[i] = OPEX[i - 1] \cdot \left[1 + \frac{IPC}{100} \right]$$

Seguidamente, en función de la producción anual estimada, se calculan los gastos derivados de los peajes (tanto en generación como en autoconsumo) y del OPEX:

$$Peaje_{gen}[i] = Agen[i] \cdot \left[\left[PAE[i] - \left[PAE[i] \cdot \left(1 - \frac{d}{100} \right) \right] - \left[PAE[i] \cdot \left(1 - \frac{p}{100} \right) \right] \right] \cdot \left(1 - \frac{Autoc}{100} \right) \right]$$

$$Peaje_{con}[i] = Acon[i] \cdot \left[\left[PAE[i] - \left[PAE[i] \cdot \left(1 - \frac{d}{100} \right) \right] - \left[PAE[i] \cdot \left(1 - \frac{p}{100} \right) \right] \right] \cdot \left(1 - \frac{Autoc}{100} \right) \right]$$

$$Mantenimiento[i] = OPEX[i] \cdot \left[PAE[i] - \left[PAE[i] \cdot \left(1 - \frac{d}{100} \right) \right] - \left[PAE[i] \cdot \left(1 - \frac{p}{100} \right) \right] \right]$$

Los gastos anuales totales se proyectan finalmente a través de la suma de las tres variables definidas:

$$Gastos[i] = Mantenimiento[i] + Peaje_{gen}[i] + Peaje_{con}[i]$$

4.9.3. Cálculo de los Flujos Netos de Caja (FNC)

Los Flujos Netos de Caja se calculan anualmente mediante el siguiente proceso:

- **Cash Flow Operativo (CFO):** Diferencia entre los ingresos y los gastos anuales calculados en los [Apartados 3.8.1 y 3.8.2](#).

$$CFO[i] = Ingresos[i] - Gastos[i]$$

- **Amortización:** Determina la depreciación anual efectiva de los bienes materiales e inmateriales de la sociedad en la explotación del parque eólico. Se ha considerado un sistema de amortización lineal en la ejecución del modelo, pudiendo ser el periodo de *amortización* (*Am*) diferente a la vida útil regulatoria de la instalación de acuerdo a los datos de partida aportados por el usuario.

$$Amortización = \frac{CAPEX - \frac{Vr \cdot CAPEX}{100}}{Am}$$

El *valor residual* (*Vr*) será consignado por el usuario a través de un valor en tantos por ciento que será aplicado sobre la inversión inicial del parque eólico (CAPEX).

- **Beneficio antes de impuestos e intereses (BAIT):** Este factor representa la diferencia anual del *CFO* con respecto a la amortización. El valor de amortización únicamente se aplica durante los años pertenecientes al periodo de amortización consignado por el usuario.

$$BAIT[i] = CFO[i] - Amortizacion[i]$$

- **Impuesto de sociedades (IMP):** En aquellos periodos en los que el *BAIT* es mayor que cero, se aplica el impuesto de sociedades, el cual ha sido establecido en un 30%. Cuando, por la explotación de las instalaciones no se generan beneficios, no se cargan impuestos de sociedades al proyecto.

$$IMP[i] = BAIT[i] \cdot 30\%$$

- **Beneficio después de impuestos (BDI):** Valor obtenido al restar el beneficio antes de impuesto e intereses y el impuesto de sociedades.

$$BDI[i] = BAIT[i] - IMP[i]$$

- **Flujo Neto de Caja (FNC):** Conforme a lo anterior, el *FNC* se obtiene tras sumar el beneficio después de impuestos y la amortización anual, salvo para el último año donde además se la añade el valor residual de las instalaciones.

$$FNC[i] = BDI[i] + Amortización[i]$$

$$FNC[Vu] = BDI[Vu] + Amortización[Vu] + \frac{Vr \cdot CAPEX}{100}$$

Se obtiene una tupla de tantos elementos como años de explotación de las instalaciones existan. El *CAPEX* de la inversión se añade en la posición 0, consignándose su valor como negativo, proceso por el cual se deja preparada la entrada de datos para el cálculo de los parámetros de rentabilidad económica descritos en el [Apartado 3.8.4.](#)

4.9.4. Determinación de los parámetros de rentabilidad económica

El objetivo principal del módulo económico es determinar la tasa de rentabilidad del proyecto en función de los beneficios generados con respecto al capital económico movilizado. Esta tasa de rentabilidad será medida a través de los indicadores *Valor Actual Neto (VAN)*, *Tasa Interna de Retorno (TIR)* y el *periodo de recuperación de la inversión (Payback)*.

Para el cálculo del *VAN* y el *TIR* se ha utilizado el paquete financiero de la librería “*NumPy*” desarrollada para *Python*.

- **Valor Actual Neto (VAN):** Se define como el valor presente de un determinado número de flujos netos de caja futuros obtenidos a través de una tasa de descuento consignada por el usuario. El cálculo responde a la siguiente expresión:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FNC_t}{(1 + Td)^t}$$

Con la librería instalada, el programa calculará el *VAN* tomando como datos de partida la *tasa de descuento (Td)*, el *CAPEX (I₀)* y la *tupla* calculada anteriormente de los Flujos Netos de Caja.

- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** Se define como el valor de la tasa de descuento para la cual el *VAN* de un proyecto es 0, siendo por tanto la máxima tasa a la que se puede endeudar un propietario sin perder lo invertido.

$$-I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FNC_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Para el cálculo exacto de este parámetro es necesaria la aplicación de métodos numéricos iterativos u otras técnicas como la aproximación de Schneider, de ahí la utilidad del paquete

financiero utilizado en el desarrollo de esta sección. En este caso sólo es necesario introducir al algoritmo los Flujos Netos de Caja calculados.

- **Periodo de recuperación de la inversión (Payback):** Para el cálculo del periodo de recuperación de la inversión se calculan los flujos netos de caja actualizados para cada año según la tasa de descuento establecida. Adicionalmente se determina el valor acumulado anual hasta el año en el que dicho valor cambia de saldo negativo a positivo. Dicho año se considera como el Payback de la inversión:

$$Actualizado[i] = \sum_{t=1}^n \frac{FNC}{(1 + TIR)^t}$$

$$Acumulado[i] = Actualizado[i] + Acumulado[i - 1]$$

Para el año 0 el valor acumulado coincide con el valor de la inversión inicial en negativo. En los casos en los que la rentabilidad del proyecto es negativa ($VAN < 0$) no se calcula el Payback y se devuelve en pantalla que su valor es igual a 0.

4.9.5. Coste regularizado de la energía eléctrica (LCOE)

Otro parámetro económico de interés para estudios relacionados con las instalaciones de producción de energía eléctrica es el llamado *LCOE* o coste regularizado de la energía, el cual no es más que una medida que relaciona los gastos de una instalación con respecto a la energía que produce. Este parámetro es usado habitualmente para realizar comparaciones entre distintas instalaciones de producción energética independientemente de los recursos que se exploten. La fórmula para analizar el *LCOE* es la siguiente:

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{CAPEX[i] + OPEX[i] \cdot PAE[i]}{(1 + Td)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{PAE[i]}{(1 + Td)^i}}$$

En la formulación general existe otro miembro en el numerador del *LCOE* que referencia a los gastos de consumos de combustibles. Como los cálculos realizados únicamente responden a instalaciones de tecnología eólica, dicho miembro no será de aplicación en ningún caso para esta rutina.

El proceso de cálculo seguido para la estimación de este parámetro se inicia con la creación de una *tupla* donde en el elemento 0 se sitúa el *CAPEX* de la inversión y para el resto de elementos los costes anuales de operación y mantenimiento (*OPEX*). Posteriormente se calcula el gasto anual, llevando dicho desembolso futuro al año inicial a través de la tasa de descuento, donde se suman sus valores para obtener el gasto total actualizado de la instalación.

Para el cálculo del denominador se realiza un proceso similar al empleado en el numerador, tomando como variable principal la energía prevista a producir por el parque eólico. En este caso el elemento 0 de la *tupla* de producción, se especifica que durante dicho año la energía generada es 0.

4.10. Ejemplo de cálculo

En este apartado se describe el proceso de cálculo del aplicativo del Recurso Eólico mediante un ejemplo. La configuración adoptada en el parque eólico simulado es la que se presenta a continuación:

CONFIGURACIÓN DEL CASO PRÁCTICO MODELADO				
Número	Coordenada X	Coordenada Y	Potencia aerogenerador	Diámetro de rotor
1	608.391	3.187.457	1.000 kW	60 m
2	608.537	3.187.459	1.000 kW	60 m
3	608.749	3.187.317	2.000 kW	90 m
4	608.237	3.187.129	1.000 kW	60 m
5	608.379	3.187.095	1.000 kW	60 m
6	608.529	3.186.851	1.000 kW	60 m
7	608.771	3.186.735	1.000 kW	60 m
8	607.961	3.186.459	1.000 kW	60 m

Tabla 3 Configuración del caso práctico modelado

Asimismo, se presenta en la siguiente ilustración la disposición de los aerogeneradores planeados. Para este caso, la dirección predominante del viento se calcula a través de la media aritmética de las direcciones predominantes de cada aerogenerador, siendo $\Theta_{pred.}=22.5^\circ$ (Nornoreste – NNE).

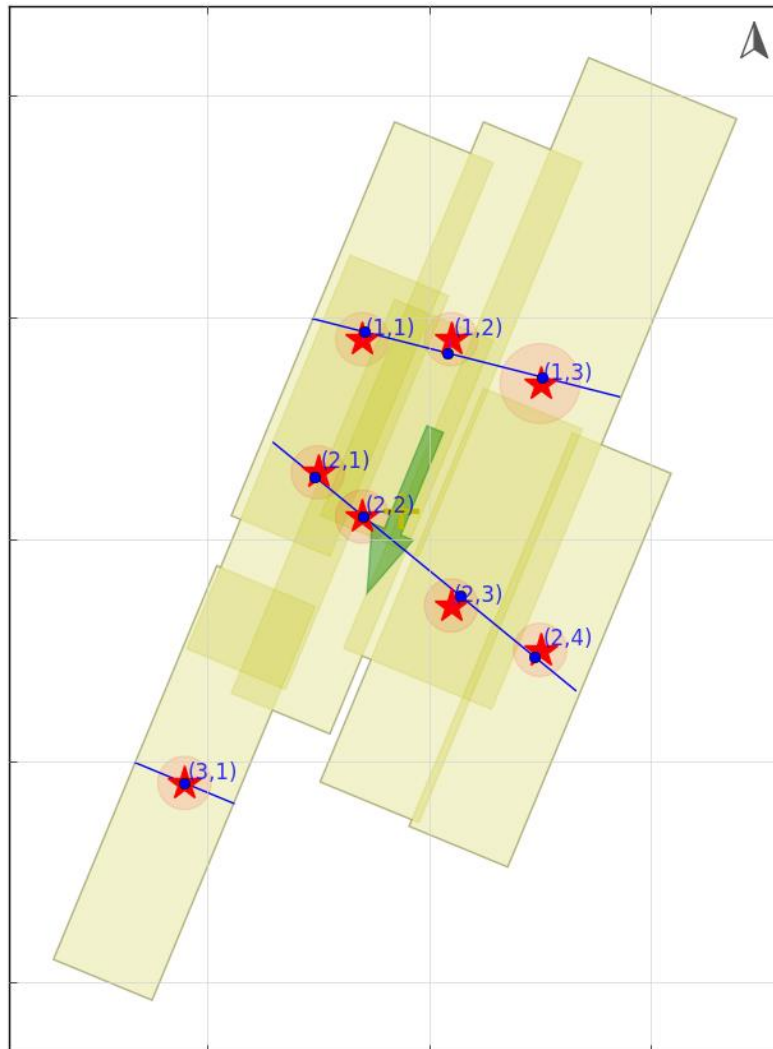


Tabla 4 Disposición del ejemplo de cálculo

Se comprueba que se cumplen los requisitos de distancia mínima entre aerogeneradores de una misma fila y entre aerogeneradores de distintas filas. A priori, para este caso se cumplen ambos requisitos. Además, para cada hilera se obtienen las filas ideales, exponiéndose en la siguiente tabla las rectas de regresión definidas:

FILAS IDEALES CASO PRÁCTICO MODELADO		
Fila	Aerogeneradores	Coordenada Y
Fila 1	1 – 2 – 3	$Y = - 0,424 X + 3.445.407$
Fila 2	4 – 5 – 6 – 7	$Y = - 0,829 X + 3.691.589$
Fila 3	8	-

Tabla 5 Filas ideales caso práctico modelado

Seguidamente, los aerogeneradores son codificados según de su ubicación geográfica. Este código está compuesto por dos valores, donde el primero indica la fila (de Norte a Sur) y el segundo define la posición de un aerogenerador en una determinada fila (de Barlovento a Sotavento). Para realizar este proceso se calcula el centro de gravedad del parque eólico y el punto de referencia a barlovento, los cuales se exponen a continuación:

CODIFICACIÓN Y CÁLCULO DE DISTANCIA A PUNTO IDEAL							
Fila	Aerogenerador	Código	Coordenada X	Coordenada Y	Potencia (kW)	Diámetro de rotor (m)	Distancia de aerogenerador a posición ideal (m)
1	1	A 1.1	601.350	3.184.450	1.000	60	49.633,69
	2	A 1.2	601.550	3.184.450	1.000	60	49.634,31
	3	A 1.3	601.750	3.184.350	2.000	60	49.636,75
2	1	A 2.1	601.250	3.184.150	1.000	60	50.001,02
	2	A 2.2	601.350	3.184.050	1.000	60	50.038,68
	3	A 2.3	601.550	3.183.850	1.000	60	50.119,14
	4	A 2.4	601.750	3.183.750	1.000	60	50.197,98
3	1	A 3.1	600.950	3.183.450	1.000	60	50.743,18

Tabla 6 Codificación y cálculo de distancia a punto ideal

Todos los procesos descritos hasta el momento han servido para definir la configuración geométrica del parque eólico, procediéndose a continuación con el cálculo de la Producción Anual de Energía (PAE) bruta de la instalación conforme al método matemático expuesto en el [Apartado 3.3](#). Para desarrollar este cálculo inicialmente se consulta a la base de datos los valores V y K de la posición más cercana a la ubicación de cada aerogenerador y a todas las alturas:

CONFIGURACIÓN DEL CASO PRÁCTICO MODELADO										
Código	Coordenada X más cercana	Coordenada Y más cercana	Velocidades (V)				Parámetro Weibull K			
			40 m	60 m	80 m	100 m	40 m	60 m	80 m	100 m
A 1.1	601.350	3.184.450	6,321	6,550	6,553	6,555	2,55	2,52	2,50	2,50
A 1.2	601.550	3.184.450	6,327	6,526	6,541	6,527	2,54	2,51	2,50	2,49
A 1.3	601.750	3.184.350	6,298	6,523	6,524	6,524	2,53	2,51	2,49	2,49
A 2.1	601.250	3.184.150	6,324	6,552	6,552	6,552	2,55	2,52	2,51	2,50
A 2.2	601.350	3.184.050	6,325	6,539	6,540	6,540	2,55	2,52	2,48	2,50
A 2.3	601.550	3.183.850	6,318	6,519	6,520	6,520	2,55	2,52	2,51	2,50
A 2.4	601.750	3.183.750	6,303	6,503	6,505	6,505	2,55	2,52	2,51	2,50
A 3.1	600.950	3.183.450	6,344	6,535	6,535	6,535	2,56	2,54	2,53	2,46

Tabla 7 Configuración del caso práctico modelado

Para todos los aerogeneradores simulados en este ejemplo la altura de buje se ubica a 60 metros, a excepción del A1.3 el cual se ubica a 80 metros. Como las alturas de buje de todas las máquinas

coinciden con las capas de viento de la Cartografía Eólica de Canarias, no se aplican los métodos de interpolación/extrapolación expuestos en el [Apartado 3.2](#). Por otra parte, se determina la función gamma $\Gamma(n)$ donde $n=1+1/k_{buje}$.

FUNCIÓN DE GAMMA							
Código Aero.	Coordenada X	Coordenada Y	Potencia (kW)	Velocidad Zbuje	Weibull K Zbuje	n	$\Gamma(n)$
A 1.1	601.350	3.184.450	1.000	6,57	2,52	1,397	0,887
A 1.2	601.550	3.184.450	1.000	6,57	2,51	1,398	0,887
A 1.3	601.750	3.184.350	2.000	6,48	2,51	1,398	0,887
A 2.1	601.250	3.184.150	1.000	6,57	2,52	1,397	0,887
A 2.2	601.350	3.184.050	1.000	6,57	2,52	1,397	0,887
A 2.3	601.550	3.183.850	1.000	6,48	2,52	1,397	0,887
A 2.4	601.750	3.183.750	1.000	6,48	2,52	1,397	0,887
A 3.1	600.950	3.183.450	1.000	6,57	2,54	1,394	0,888

Tabla 8 Función de gamma

De acuerdo con los valores estimados de V , K y $\Gamma(n)$, la curva de potencia normalizada del aerogenerador seleccionado y la expresión matemática expuesta en el [Apartado 3.4](#), se calcula la Producción Energética Anual bruta de cada aerogenerador. Del proceso descrito se obtiene lo siguiente:

PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA BRUTA			
Código Aero.	Potencia (kW)	PAE (kWh/año)	Horas equivalentes
A 1.1	1.000	2.174.195	2.174
A 1.2	1.000	2.175.890	2.176
A 1.3	2.000	5.513.107	5.513
A 2.1	1.000	2.174.195	2.174
A 2.2	1.000	2.174.195	2.174
A 2.3	1.000	2.100.171	2.100
A 2.4	1.000	2.100.171	2.100
A 3.1	1.000	2.170.855	2.171
Total		20.582.781	2.287

Tabla 9 Producción Anual de Energía Bruta

La Producción Estimada Anual bruta es corregida posteriormente en función de las estelas producidas entre aerogeneradores de una misma fila, aerogeneradores de distinta fila y según el desalineamiento existente de cada aerogenerador con respecto a la dirección predominante del parque eólico. Se obtiene un coeficiente reductor $\eta_{Parque\ i,j}$:

CÁLCULO DE LOS COEFICIENTES REDUCTORES								
Código Aero.	$\phi_{i,j}$	$\alpha_{i,j}$	Interfila	$D_{i,j}$	α_D	$d_{i,j}$	α_d	$\eta_{Parque\ i,j}$
A 1.1	0	1,0	-	8,00	1,000	4,000	1,000	1,000
A 1.2	0	1,0	-	8,00	1,000	2,223	0,965	0,965
A 1.3	0	1,0	-	8,00	1,000	4,177	1,000	1,000
A 2.1	0	1,0	A 1.1	6,04	0,978	4,000	1,000	0,978
A 2.2	17,5	1,0	A 1.1	5,39	0,967	2,184	0,964	0,932
A 2.3	17,5	1,0	A 1.3	6,44	0,983	4,520	1,000	0,983
A 2.4	17,5	1,0	A 1.3	7,28	0,993	4,334	1,000	0,993
A 3.1	0	1,0	A 2.3	11,50	1,000	4,000	1,000	1,000

Tabla 10 Cálculo de los coeficientes reductores

Cuando se multiplica dicho coeficiente reductor con la Producción Estimada Anual bruta se obtiene la Producción Estimada Anual Neta:

PRODUCCIÓN ESTIMADA ANUAL (PAE)					
Código Aero.	Coordenada X	Coordenada Y	Potencia (kW)	PAE Bruto (kWh)	PAE Neto (kWh)
A 1.1	601.350	3.184.450	1.000	2.174.195	2.106.487
A 1.2	601.550	3.184.450	1.000	2.175.890	2.069.045
A 1.3	601.750	3.184.350	2.000	5.513.107	5.403.835
A 2.1	601.250	3.184.150	1.000	2.174.195	2.034.229
A 2.2	601.350	3.184.050	1.000	2.174.195	1.979.587
A 2.3	601.550	3.183.850	1.000	2.100.171	1.991.109
A 2.4	601.750	3.183.750	1.000	2.100.171	1.996.295
A 3.1	600.950	3.183.450	1.000	2.170.855	2.170.855
Total				20.582.781	19.751.442

Tabla 11 Producción Estimada Anual (PAE)

Tras el cálculo del PAE se determina el IBEE según el procedimiento descrito en el [Apartado 3.6](#):

INDICE BÁSICO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA (IBEE)					
Código Aero.	Distancia a posición ideal	Distancia a posición ideal al cuadrado	$\bar{\epsilon}_i$	η_{FILA}	PAE Neto (kWh)
A 1.1	17,1	293,0	22,853	0,980	2.106.487
A 1.2	32,3	1043,3			2.069.045
A 1.3	15,2	230,5			5.403.835
A 2.1	11,7	137,3	18,857	0,970	2.034.229
A 2.2	2,1	4,3			1.979.587
A 2.3	29,7	879,9			1.991.109
A 2.4	20,0	400,7			1.996.295
A 3.1	0,0	0,0			0,0
Total $\eta_{FILA} * PAE$					19.751.442
Área de sensibilidad eólica					1.1417.295
IBEE					13,94 kWh/m²

Tabla 12 Índice Básico de Eficiencia Energética (IBEE)

Una vez se cuenta con las estimaciones de producción del parque eólico, se lleva a cabo la simulación económica. En el ejemplo desarrollado se han considerado los siguientes datos de partida:

DATOS DE PARTIDA UTILIZADOS PARA EL CASO SIMULADO	
Dato de partida	Valor
Disponibilidad	97%
Pérdidas	2%
Precio de venta de energía	0,086 €/kWh
Precio de compra en autoconsumo	-
Peaje de acceso a la generación	0,0005 €/kWh
Peaje de acceso de autoconsumo	-
Porcentaje de energía autoconsumida	0%
Inversión inicial (CAPEX)	13.050.000 €
Valor residual de la inversión	10%
Años de amortización de la inversión	14 años
Vida útil regulatoria de la instalación	25 años
Costes de operación y explotación (OPEX)	0,028 €/kWh
Tasa de actualización de la tarifa eléctrica anual	5%
Tasa de actualización de los gastos anuales	1,5%
Tasa de descuento para el cálculo de la rentabilidad	7%

Tabla 13 Datos de partida utilizados para el caso simulado

Siguiendo las bases técnicas expuestas en el [Apartado 3.8](#), se determina la rentabilidad de la inversión en el parque eólico asumiendo que anualmente se produce 19.751.442 kWh:

RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	
Parámetro económico	Resultado
Producción estimada considerando pérdidas	18.775.721 kWh
Valor Actual Neto (VAN)	5.608.826,58 €
Tasa Interna de Retorno (TIR)	10,49%
Periodo de recuperación de la inversión	Año 17
Coste normalizado de la energía (LCOE)	0,08 €/kWh

Tabla 14 Resultados del análisis económico

5. REFERENCIAS

- [1] Beaucage Philippe, Brower Michael C. [Wind flow model performance. Do more sophisticated models produce more accurate wind resource estimates?](#)2012:AWS TruePower.
- [2] Kalnay E, Kanamitsu M, Kistler R, Collins W, Deaven D, Gandin L et al. [The NCEP/NCAR 40-year reanalysis project. Bull Am Meteorol Soc 1996;](#)77:437-71.
- [3] True Power. [OpenWind Enterprise](#).
- [4] Risø National Laboratory (DTU Wind Energy). [WASP](#). ;Version 11.
- [5] WindPRO. WASP CFD in WindPRO 2.0. Energy Calculations with CFD. [:http://emd.dk/files/windpro2.9/WindPRO_and_WAsPCFD.pdf](http://emd.dk/files/windpro2.9/WindPRO_and_WAsPCFD.pdf).
- [6] Carta JA, Velázquez S, Cabrera P. [A review of measure-correlate-predict \(MCP\) methods used to estimate long-term wind characteristics at a target site](#). Renewable and Sustainable Energy Reviews 2013;27:362-400.
- [7] Frank H.P., O. Rathman N.G. Mortensen and L. Landberg. [The numerical wind atlas - the KAMM/WASP method](#)". Report from the Risoe DTU National Laboratory. Roskilde, Denmark. 2001:59 pp.
- [8] Meteosim SL. Estudio del recurso eólico de las Islas Canarias con MesoMap. 2006.
- [9] Hiester TR PW. [The siting handbook for large wind energy systems](#). 1º Edicióned. New York, 1981.
- [10] AWS TruePower. [OpenWind User Manual](#). Jul. 2014.
- [11] European Environment Agency. CORINE project. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/corine-land-cover-2006-raster-3/>. Nov 2015.
- [12] Ministerio de Fomento del Gobierno de España. Centro Nacional de Información Geográfica (CNIG). <http://centrodedescargas.cnig.es/CentroDescargas/catalogo.do#selectedSerie>. Nov 2015.