

Universidad de Sevilla

Escuela Superior de Ingenieros

**Departamento de Ingeniería Eléctrica**

Proyecto Fin de Carrera

Estudio de la Influencia del  
Microemplazamiento Sobre el Rendimiento  
de las Plantas Eólicas

Ana María Roperro Tagua

Directores: Javier Serrano González

Manuel Burgos Payán

Sevilla, 3 de noviembre de 2011







## Índice de Contenidos

Índice de Contenidos .....	i
Índice de Figuras .....	v
Índice de Tablas .....	ix
Objetivos y Alcance .....	1
1. Caracterización de Parques Eólicos .....	3
1.1 Recursos eólicos .....	3
1.1.1 Descripción conceptual de la energía eólica .....	3
1.1.2 Formación de los vientos .....	4
1.1.3 Obtención de potencia a partir del viento .....	7
1.1.4 Medición del viento .....	8
1.1.5 La rosa de los vientos .....	12
1.2 Factores influyentes en la velocidad del viento .....	14
1.2.1 Rugosidad, cizallamiento y escarpas .....	14
1.2.2 Obstáculos: abrigo y turbulencia .....	18
1.2.3 Los efectos túnel y colina .....	19
1.2.4 Las estelas y el parque generador .....	21
1.3 Producción de energía .....	23
1.3.1 Estudio del emplazamiento .....	23
1.3.2 Caracterización de los vientos. La distribución Weibull .....	24
1.3.3 Transformación de energía .....	27
1.3.4 Ley de Betz .....	28
1.3.5 Coeficiente de potencia .....	29
1.3.6 Curva de potencia .....	31
1.3.7 Energía anual disponible. Factor de carga .....	32
1.4 Estudio de viabilidad económica .....	34
1.4.1 Coste de inversión .....	34
1.4.2 Costes de explotación y mantenimiento .....	36
1.4.3 Costes de financiación .....	36
1.4.4 El precio de venta de la energía .....	37
1.4.5 Rentabilidad estimada de los parques eólicos .....	39
1.4.6 Estudio de los flujos de caja .....	41

2. Caracterización de Estelas .....	43
2.1 Distintos efectos entre turbinas.....	43
2.2 Modelo Jensen .....	44
2.3 Modelo Lissaman .....	46
2.4 Modelo Larsen.....	47
2.5 Modelo Katic .....	47
2.6 Modelo analítico (Katic modificado).....	47
2.7 Mosaic-tiles. Superposición de estelas.....	50
2.8 Modelo Ainslie.....	51
2.9 Modelo simple.....	52
2.10 Modelo CFD (Computational Fluid Dinamic).....	53
2.11 Modelo UO FLaP.....	56
2.12 Modelo ECN Wakefarm .....	57
2.13 Modelo WAsP .....	57
2.14 Modelo del toldo .....	60
2.15 Modelo meso-escala.....	63
2.16 La Intensidad de Turbulencia .....	65
3. Descripción del Programa.....	69
3.1 Presentación del programa.....	69
3.2 Esquema conceptual del programa .....	70
3.3 Petición de entradas del programa por pantalla .....	72
3.3.1 Fichero de datos de viento.....	72
3.3.2 Selección del modelo de aerogenerador .....	73
3.3.3 Parámetros del terreno.....	76
3.3.4 Localización de aerogeneradores .....	77
3.4 Análisis de los datos de viento.....	81
3.4.1 Velocidad variable con la altura.....	81
3.4.2 Elección del número de sectores .....	82
3.4.3 Cálculo de los parámetros de la rosa de los vientos.....	84
3.4.4 Cálculos estadísticos .....	85
3.4.5 Rosa de los vientos.....	87
3.5 Cálculo de la potencia ideal.....	89
3.5.1 Dirección principal del parque eólico.....	89
3.5.2 Elección de la probabilidad .....	91

3.5.3	Cálculo de la potencia .....	92
3.5.4	Rosa de potencias .....	92
3.5.5	Cálculo de la energía y horas equivalentes .....	93
3.6	Cálculo de la potencia considerando estelas .....	94
3.6.1	Análisis de la posición de los aerogeneradores .....	94
3.6.2	Turbinas afectadas en función de la posición .....	95
3.6.3	Incidencia de la estela en un aerogenerador .....	97
3.6.4	Cálculo potencia reducida .....	100
3.6.5	Potencia de cada aerogenerador .....	105
3.6.6	Cálculo de la potencia y la energía del parque eólico .....	106
3.7	Cálculo del rendimiento y horas equivalentes de funcionamiento .....	106
3.8	Estudio de viabilidad económica .....	109
3.8.1	Clasificación de la instalación .....	110
3.8.2	Tarifa de mercado .....	110
3.8.3	Tarifa regulada .....	112
3.8.4	Cálculo de la inversión .....	113
3.8.5	Costes de mantenimiento .....	113
3.8.6	Ajustes del IVA .....	114
3.8.7	Cálculo de flujos y beneficios .....	114
3.8.8	Parámetros para la rentabilidad económica .....	115
3.9	Cálculo del índice de turbulencia .....	116
3.10	Expedición de documento resumen .....	116
4.	Aplicaciones Prácticas .....	121
4.1	Descripción general .....	121
4.2	Presentación de parámetros seleccionados .....	122
4.3	Caso 1: Estudio de la influencia de la distancia entre aerogeneradores en una disposición tresbolillo .....	125
4.3.1	Disposición en tresbolillo: estudio con una dirección de viento .....	126
4.3.2	Disposición en tresbolillo: estudio con ocho sectores .....	128
4.4	Caso 2: Estudio de la influencia de la distancia entre aerogeneradores en una disposición rectangular .....	133
4.4.1	Disposición rectangular: estudio con una dirección de viento .....	135
4.4.2	Disposición rectangular: estudio con ocho sectores .....	137
4.5	Caso 3: Estudio de la influencia de la distancia entre aerogeneradores en una disposición en sector circular .....	142

## Estudio de la Influencia del Microemplazamiento Sobre el Rendimiento de las Plantas Eólicas

4.5.1	Disposición circular: estudio con una dirección de viento .....	143
4.5.2	Disposición circular: estudio con ocho sectores .....	146
4.5.3	Disposición circular: estudio con ocho sectores y aerogeneradores al tresbolillo 150	
4.6	Caso 4: Influencia de la dirección principal de viento. Rotación del parque.....	151
4.7	Caso 5: Influencia de la potencia de los aerogeneradores instalados .....	157
4.8	Caso 6: Variabilidad del rendimiento del parque en función del número de sectores de estudio.....	160
Conclusiones.....		167
Bibliografía .....		171

## Índice de Figuras

Figura 1.-Movimiento de vientos alrededor del planeta [1] .....	5
Figura 2.- Brisa de ladera en las montañas [2] .....	6
Figura 3.- Esquema de un aerogenerador y parámetros utilizados [1].....	7
Figura 4.- Veleta: medición de la dirección del viento [1].....	9
Figura 5.- Anemómetro de cazoleta [1] .....	10
Figura 6.- Torre meteorológica en lo alto de la cual se ubican los dispositivos de medida .....	11
Figura 7.- Rosa de los vientos .....	13
Figura 8.- Muestra de suelo que frena el aire [1] .....	14
Figura 9.- Cizallamiento del viento [1] .....	17
Figura 10.- Elementos que interfieren en la velocidad del aire [1].....	18
Figura 11.- Representación esquemática del efecto túnel [2] .....	20
Figura 12.- Representación esquemática del efecto colina [2] .....	21
Figura 13.- Distribución en planta de aerogeneradores [2] .....	22
Figura 14.- Diagrama de barras en frecuencias .....	26
Figura 15.- Distribución de velocidad y probabilidad .....	27
Figura 16.- Variación del coeficiente de potencia con la velocidad [1] .....	30
Figura 17.- Variación de $C_p$ con el número de palas [1] .....	31
Figura 18.- Curva de potencia de 2MW [1] .....	32
Figura 19.- Evolución del factor de carga [1] .....	33
Figura 20.- Flujos de caja del estudio de viabilidad económica .....	41
Figura 21.- Representación esquemática de la estela [3] .....	44
Figura 22.- Ejemplo de múltiples estelas afectando a una posición [3].....	46
Figura 23.- Estela según el modelo Lissaman [5].....	46
Figura 24.- Regímenes del modelo analítico [4] .....	48
Figura 25.- Ejemplos de superposición de estelas [7].....	50
Figura 26.- Modelo de la instalación [4].....	54
Figura 27.- Especificaciones de entrada [4].....	55
Figura 28.- Esquema Modelo Wasp [4].....	58
Figura 29.- Estructura del modelo del toldo [4] .....	60
Figura 30.- Perfil de viento según el modelo del toldo [4] .....	62
Figura 31.- Distribución de velocidad simulada para el modelo meso-escala [4] .....	64
Figura 32.- Ventana presentación del programa .....	69
Figura 33.- Esquema conceptual del programa .....	71
Figura 34.- Ventana para la selección de un aerogenerador .....	73
Figura 35.- Curvas de potencia para Siemens, 2000 kW .....	75
Figura 36.- Ventana para la introducción de un nuevo aerogenerador.....	76
Figura 37.- Ventana petición datos terreno y datos de viento.....	77
Figura 38.- Ventana de selección de la disposición .....	78
Figura 39.- Esquema para la introducción de aerogeneradores .....	79
Figura 40.- Ventana introducción parámetros disposición al tresbolillo .....	79
Figura 41.- Disposición de un parque eólico al tresbolillo .....	80
Figura 42.- Configuración circular de un parque eólico .....	81

Figura 43.-Variación de la velocidad con la altura para un coeficiente de rugosidad de 0.56 ....	82
Figura 44.- División de ángulos para una rosa de ocho sectores.....	83
Figura 45.- Diagrama de barras de frecuencias para un sector.....	84
Figura 46.- Frecuencia Weibull .....	86
Figura 47.-Comparativa de frecuencias real y estadística.....	86
Figura 48.- Probabilidad de que sople el viento y velocidad media del mismo en cada dirección. .....	88
Figura 49.- Probabilidad de que el viento sople y velocidad media al cubo en cada sector. ....	89
Figura 50.- Esquema de orientación del parque.....	90
Figura 51.- Ordenación de un vector de probabilidad.....	90
Figura 52.- Ventana para la elección de la probabilidad.....	91
Figura 53.- Rosa de potencia producida por un aerogenerador de 2MW .....	93
Figura 54.- Esquema posición relativa entre aerogeneradores.....	95
Figura 55.- Representación esquemática de la estela [1] .....	96
Figura 56.- Esquema estela interceptando un aerogenerador.....	97
Figura 57.- Tipos de solapamiento entre estelas.....	98
Figura 58.- Caso solapamiento menos de media circunferencia.....	98
Figura 59.- Parámetros para el cálculo del área solapada .....	99
Figura 60.- Caso solapamiento mayor media circunferencia .....	100
Figura 61.- Ejemplo de múltiples estelas afectando a una posición [1].....	102
Figura 62.- Ordenación de áreas para calcular el déficit.....	104
Figura 63.- Superficie de rendimiento del parque.....	108
Figura 64.- Cuadrícula para obtener una matriz de rendimientos .....	109
Figura 65.- Ventana parámetros tarifa mercado .....	111
Figura 66.- Ventana tarifa de regulada .....	112
Figura 67.- Curva de potencia del aerogenerador Gamesa (2 MW) .....	123
Figura 68.- Rosa de los vientos, representando la velocidad media del viento en cada sector	124
Figura 69.- Disposición al tresbolillo con 36 aerogeneradores .....	126
Figura 70.- Distribución de rendimientos, una dirección de viento, parque al tresbolillo.....	128
Figura 71.- Superficie de rendimiento disposición al tresbolillo .....	130
Figura 72.- Flujos de caja para cada disposición al tresbolillo.....	130
Figura 73.- Flujos de caja acumulados, disposición tresbolillo.....	131
Figura 74.- Disposición rectangular de un parque eólico.....	134
Figura 75.- Disposición rectangular de un parque eólico, mostrando distancias entre turbinas .....	135
Figura 76.- Distribución de rendimientos para una dirección de viento única, parque rectangular .....	137
Figura 77.- Superficie de rendimiento disposición rectangular.....	139
Figura 78.- Flujos de caja para cada disposición rectangular .....	140
Figura 79.- Flujos de caja acumulados, disposición rectangular .....	141
Figura 80.- Configuración circular de un parque eólico .....	142
Figura 81.- Disposición turbinas en configuración circular y parámetros característicos.....	143
Figura 82.- Representación de la distancia de las filas de aerogeneradores al centro.....	146
Figura 83.- Flujos de caja para cada disposición circular .....	148
Figura 84.- Flujos de caja acumulados, disposición sector circular .....	149

Figura 85.- Disposición circular al tresbolillo.....	150
Figura 86.- Distribución del rendimiento, distribución al tresbolillo .....	153
Figura 87.- Distribución del rendimiento, distribución rectangular .....	154
Figura 88.- Distribución del rendimiento, distribución circular.....	156
Figura 89.- Evolución del rendimiento .....	162
Figura 90.- Errores en función del número de sectores.....	163
Figura 91.- Evolución del rendimiento en potencias de cuatro sectores.....	164
Figura 92.- Error asociado al rendimiento en potencias de cuatro en la división de sectores..	164
Figura 93.- Comparación de los flujos de caja en función del número de sectores .....	166



## Índice de Tablas

Tabla 1.- Longitud y clase de rugosidad .....	16
Tabla 2.- Estimación de longitudes de estela .....	58
Tabla 3.- Descripción de las configuraciones de parque.....	63
Tabla 4.- Listado de aerogeneradores disponibles .....	74
Tabla 5.- Influencia de la distancia entre turbinas de una misma fila .....	126
Tabla 6.- Influencia de la distancia entre filas .....	127
Tabla 7.- Análisis de sensibilidad de disposición al tresbolillo .....	128
Tabla 8.- Intensidad turbulencia disposición tresbolillo .....	132
Tabla 9.- Intensidad de turbulencia y rendimiento por turbina .....	133
Tabla 10.- Influencia de la distancia entre aerogeneradores de una misma fila.....	135
Tabla 11.- Distancia entre filas, disposición rectangular.....	136
Tabla 12.- Análisis de sensibilidad disposición rectangular.....	137
Tabla 13.- Intensidad de turbulencia disposición rectangular .....	141
Tabla 14.- Influencia de la distancia D, disposición circular .....	144
Tabla 15.- Influencia del ángulo en el rendimiento .....	145
Tabla 16.- Influencia de la distancia al centro de la circunferencia.....	145
Tabla 17.- Análisis de sensibilidad disposición circular.....	147
Tabla 18.- Intensidad de turbulencia disposición sector circular .....	149
Tabla 19.- Resultados para la disposición circular al tresbolillo .....	150
Tabla 20.- Rendimiento una dirección, disposición tresbolillo.....	152
Tabla 21.- Rendimiento una dirección, disposición rectangular .....	153
Tabla 22.- Rendimiento una dirección, disposición circular.....	155
Tabla 23.- Rotación del parque, caso real .....	157
Tabla 24.- Análisis de un parque eólico para distintos aerogeneradores instalados .....	159
Tabla 25.- Comparación económica con el número de sectores.....	165



## Objetivos y Alcance

En el presente documento se describe un proyecto de caracterización y estudio de parques eólicos. A lo largo de su desarrollo, se va trabajar en la consecución de dos objetivos. El primer objetivo es el estudio de la influencia que presentan las estelas producidas por el viento tras su paso por un aerogenerador y como afectan estas estelas al resto de elementos ubicados en una instalación eólica. El segundo objetivo es la creación de un programa informático, desarrollado en un entorno Matlab, capaz de caracterizar y desarrollar un parque eólico bajo unos parámetros de entrada, así como presentar un estudio económico de dicha simulación.

El texto es dividido en cuatro capítulos, describiéndose dentro de cada uno de ellos un bloque funcional del Proyecto. En el primer capítulo se describe la situación global de los parques eólicos. Para ellos es interesante conocer los fundamentos de la energía eólica, como se crean los vientos, su comportamiento y el estudio y caracterización de los mismos. Se va a desarrollar como se obtiene la energía del viento mediante los aerogeneradores. Además, se presentan los factores que afectan a la producción de un parque eólico como la rugosidad del terreno, los obstáculos naturales o las estelas. Por último, se van a estudiar cómo realizar un estudio de viabilidad económica de una instalación eólica de forma teórica.

En el segundo capítulo se van a describir los fundamentos teóricos de las estelas. Cuando una turbina extrae energía del viento, ésta genera una estela de turbulencia que se propaga en la dirección del viento, reduciendo su velocidad y en consecuencia, la energía extraída de las turbinas afectadas por la estela es menor. Se va a presentar un amplio abanico de modelos de estelas, considerando cuales pueden resultar de interés para el desarrollo de aplicaciones prácticas posteriores.

Durante el tercer capítulo se va a presentar el programa creado en el proyecto. Se describirá el potencial del programa como herramienta de diseño de parques eólicos y cómo utilizar el mismo. Además se presentará los bloques funcionales de los que consta el software y como se realizan las funciones más importantes para la obtención de resultados.

En el cuarto y último capítulo se muestran seis casos prácticos, dentro de los cuales se estudian al detalle varias distribuciones clásicas de parques eólicos. Además, se analiza la influencia que presentan algunos parámetros de libre elección en el desarrollo del programa sobre el resultado final, haciendo patente la importancia de varios parámetros en el desarrollo de un parque eólico.



## Capítulo 1

# Caracterización de Parques Eólicos

## 1.1 Recursos eólicos

### 1.1.1 Descripción conceptual de la energía eólica

La energía eólica pertenece al grupo de las llamadas energías renovables. Éstas son un conjunto de tecnologías de producción de energía que aprovechan los recursos naturales inagotables. Por ejemplo, la energía solar, la biomasa, las olas, etc. Para este caso será la energía proveniente del viento como se verá más adelante.

Las energías renovables fueron la base de la actividad del hombre en épocas remotas. Así, la leña de quemar o los saltos de agua en los molinos, son antiquísimas formas de aprovechamiento energético. Sin embargo, con la llegada del carbón y el petróleo, en las sucesivas revoluciones industriales, muchas de estas tecnologías dejaron de recibir el interés que siempre tuvieron, al menos en los países industrializados. El actual contexto energético y medioambiental, con el trasfondo del posible agotamiento de los combustibles fósiles y del cambio climático, ha hecho que el mundo desarrollado vuelva su mirada a las renovables.

Las energías renovables tienen variadas ventajas, de las cuales las más importantes se pueden resumir como sigue. Son tecnologías respetuosas con el medio ambiente, que no contribuyen a la emisión de gases de efecto invernadero, ni son contaminantes ni dañinos con el medioambiente. Tampoco generan residuos agresivos, que para otras tecnologías pueden resultar incluso nocivos para la naturaleza. Las renovables suelen estar localizadas en la misma zona de producción y consumo, evitando así pérdidas por el transporte y se garantiza el suministro energético del lugar. Por último, su característica más importante es que son inagotables, no hay limitación en la fuente de energía y no habrá límites en su utilización ahora ni en el futuro, lo que favorece la continuidad de la tecnología a largo plazo.

La eólica es una fuente de energía disponible en prácticamente cualquier lugar del mundo, con suficiente intensidad como para ser una fuente de suministro masivo. Además, la tecnología eólica puede ser desarrollada en cualquier lugar, puesto que no

presenta dificultades técnicas extremas que la hagan inaccesible para países en vías de desarrollo.

Los detractores de la energía eólica suelen aludir al impacto paisajístico y medioambiental de esta tecnología, al mayor coste de la energía producida en comparación con el de aquella suministrada por otras fuentes, como las centrales de ciclo térmico de gas o las nucleares y a la irregularidad de la generación eólica debido a la aleatoriedad del viento.

En el planeta Tierra se dispone de infinidad de recursos energéticos de los cuales se puede extraer su energía para una utilización posterior. En este texto se tratará de los recursos eólicos, es decir, de la energía contenida en el viento. Se van a describir las características fundamentales de este tipo de energía y a estudiar como el hombre extrae este valioso recurso. Por otro lado, se va a ver qué medidas tomar para obtener la mayor eficiencia energética posible.

La mayoría de las energías que hay en la naturaleza provienen de la mayor fuente disponible, el sol. Se sabe que la energía eólica supone aproximadamente un dos por ciento de toda la energía suministrada por el sol, lo que es un gran porcentaje teniendo en cuenta que el sol es el motor de la mayoría de las fuentes energéticas usadas en el planeta.

### **1.1.2 Formación de los vientos**

La energía eólica es la energía que contienen las masas de aire en forma de energía cinética, lo que se traduce en velocidad del viento. La formación de estas corrientes de vientos por el sol es debido a que el calor que incide en la Tierra no lo hace de forma uniforme en toda su superficie. A la zona del ecuador del planeta llega mayor cantidad de radiación, lo que provoca un gran calentamiento en el aire de ésta zona. Estas masas de aire caliente, tienen mayor energía y por la diferencia de presiones en distintas capas de la tierra las masas de aire caliente tienden a desplazar a las masas de aire que se encuentran a su alrededor, y de esta forma el aire comienza a moverse. Estos desplazamientos se producen de unas latitudes menores a otras mayores. En este punto ya se han creado las corrientes de viento, es decir, la energía eólica.

Además, hay que tener en cuenta que la Tierra está en permanente rotación, lo que hace que todas las masas que se encuentran sobre ella adquieran una energía de rotación, las conocidas Fuerzas de Coriolis. Estas fuerzas provocan otro tipo de movimiento en las corrientes de aire, más en concreto producen desplazamientos laterales, es decir, los vientos cambian de longitud. Como particularidad cabe destacar que estas fuerzas tienen distinto sentido en ambos hemisferios terrestres. Como resultados obtenemos direcciones de viento predominante diferentes en distintas

zonas del planeta. En la Figura 1 se muestra un esquema básico de la distribución de vientos alrededor del planeta Tierra, que viene a representar los distintos movimientos explicados anteriormente.

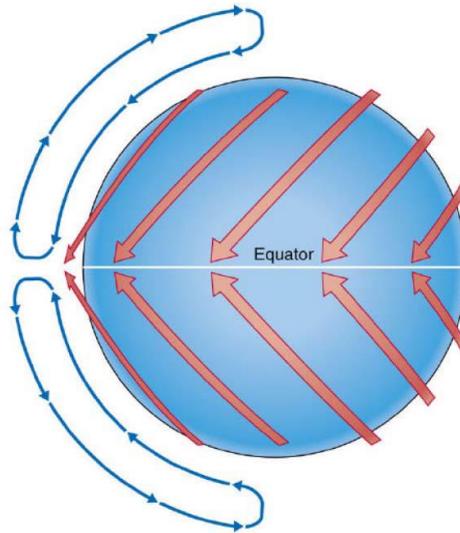


Figura 1.-Movimiento de vientos alrededor del planeta [1]

Alrededor de la superficie terrestre existen distintos tipos de vientos, además de los más generales explicados anteriormente. Éstos, llamados típicamente vientos globales, aunque en realidad son los vientos geostroóficos se encuentran a unos mil metros del nivel del suelo y son generados principalmente por las diferencias de temperatura y presión y apenas son influenciados por la superficie terrestre.

Para el cálculo de la energía eólica también es interesante conocer los vientos locales, que se encuentran a menos altura respecto a la corteza terrestre y son los que afectan directamente a los aerogeneradores que captan el viento para producir energía. Las condiciones climáticas locales pueden afectar a la dirección e intensidad de los vientos. Más adelante se van a detallar los distintos tipos de vientos locales, dados según la zona en la que se encuentren.

Tras conocer la existencia de los dos casos de viento más importantes, globales y locales, hay que destacar que el viento total que se percibe en la Tierra es la superposición de ambos tipos de viento en los sistemas eólicos a gran escala. La velocidad y sobre todo, la dirección de los vientos es influenciada por la suma de los efectos globales y locales. Aunque existe el caso particular que cuando los vientos a gran escala son suaves, los vientos locales pueden llegar a ser el régimen dominante.

Los vientos locales son función principalmente de la zona geográfica, por ello se van a comentar seguidamente dos tipos de vientos, los provocados por las brisas marinas y los de montaña.

Los vientos locales de montaña son aquellos que se producen por el ascenso y descenso del aire por las laderas de las montañas. Esto ocurre debido a la diferencia de presión y temperatura que existe entre los aires que se encuentran en la cima y en el valle. Esta diferencia de magnitudes en las distintas horas del día hace que cuando la densidad del aire que se encuentra en la ladera disminuye, este aire asciende hacia la cima y así se provoca la corriente de viento. Por otros mecanismos más complejos que se producen en las dispares orografías de montaña, se ocasiona el movimiento de aire inverso y así se van desarrollando los vientos de montaña. En la Figura 2 se esquematiza el movimiento del aire a lo largo de una montaña.

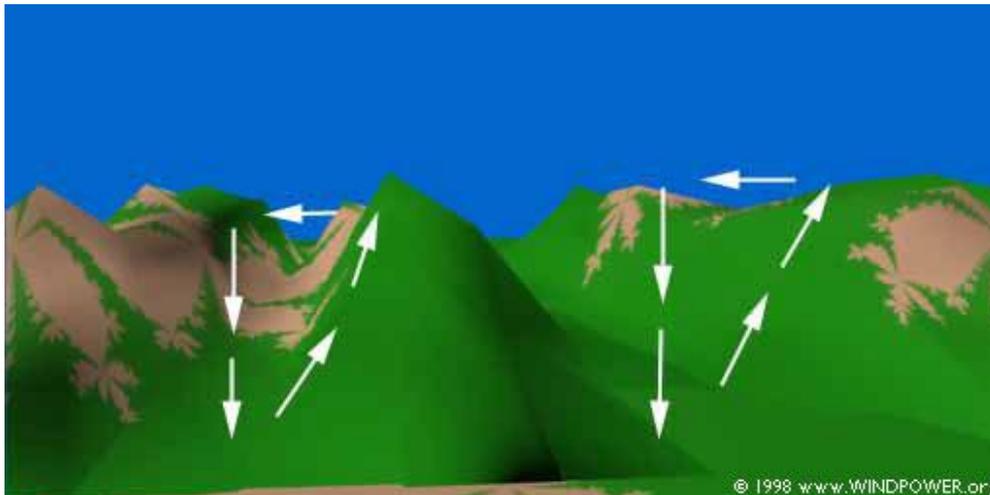


Figura 2.- Brisa de ladera en las montañas [2]

En las zonas limítrofes con las costas se encuentran los vientos locales producidos por las brisas marinas. Para explicar este efecto es necesario conocer que debido a la diferencia de masas el mar se calienta más lentamente que la corteza terrestre durante el día por el efecto de la radiación solar. El aire en contacto con la tierra se calienta rápidamente, asciende a capas más altas y se mueve hacia el mar creando una depresión a nivel del suelo. Éste espacio es ocupado por aire frío del mar y así se produce la circulación del viento. Por la noche la diferencia de temperatura es inversa, es decir, la corteza terrestre está más fría que las masas de agua, aunque hay que señalar que esta diferencia de temperaturas es menos acusada que durante el día, y por tanto es menor la velocidad de estos vientos cálidos que se desplazan desde el mar hacia el interior.

Es importante tener en cuenta la influencia de todos los tipos de vientos, con sus direcciones dominantes de circulación, a la hora de elegir el emplazamiento de un parque de aerogeneradores y para elegir la disposición en planta óptima de los mismos.

### 1.1.3 Obtención de potencia a partir del viento

En este apartado se pretende aclarar por qué es tan importante el estudio detallado de los vientos para el diseño de un parque de aerogeneradores. La idea básica para la obtención de energía eléctrica a partir de la energía eólica es extraer mediante turbinas la energía cinética contenida en una masa de aire en movimiento. El proceso, a grandes rasgos, es el siguiente. El aire llega con una cierta velocidad a la turbina y choca contra las palas de ésta. La colisión produce el movimiento de las palas, en forma de rotación, transfiriéndole al aerogenerador parte de su energía cinética. En consecuencia, el aire a la salida tiene menor velocidad y una mayor turbulencia o distorsión en su trayectoria. Más adelante se explicará detalladamente mediante la ley de Betz este proceso. De momento, para la caracterización de los vientos es suficiente con conocer que la potencia generada por un aerogenerador es función principalmente de la velocidad del viento, la densidad del aire y del área de barrido del aerogenerador.

En la Figura 3 se ve de manera esquemática los parámetros más determinantes para la obtención de energía eléctrica mediante un aerogenerador o turbina, a partir de una masa de aire en movimiento.

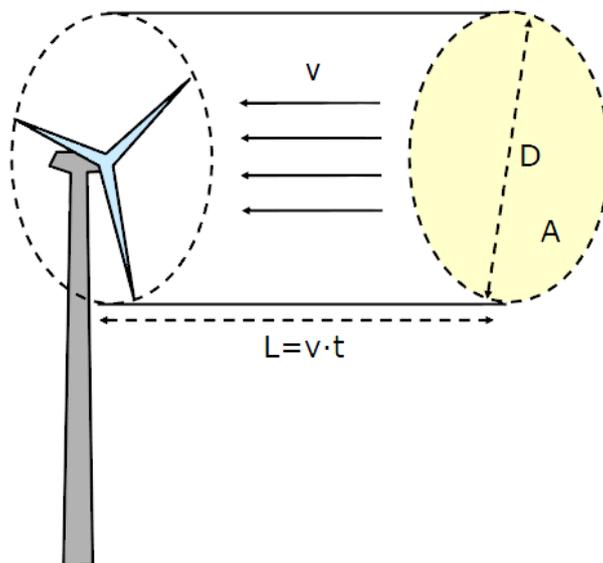


Figura 3.- Esquema de un aerogenerador y parámetros utilizados [1]

La velocidad del viento es el término con mayor variabilidad, por ello es importante situar los parques eólicos en lugares donde previamente se haya realizado un exhaustivo estudio del viento. En concreto, las zonas más interesantes para este objetivo son las de mayor velocidad y donde se mantenga una dirección predominante del viento.

El área de barrido del aerogenerador es el área del círculo que dibujan las palas de la turbina, por tanto, es función del cuadrado del radio del aerogenerador. Este radio es función del modelo que se elija para cada aplicación. Es importante tener en cuenta que la relación entre el radio de una turbina y la potencia que produce es cuadrática, es decir, que si se duplicase el radio de una pala, la potencia que se obtendría sería cuatro veces mayor. Es interesante el estudio mecánico de los aerogeneradores para poder aumentar el tamaño de los mismos y así obtener potencias mucho mayores.

La ecuación que regula la transformación de la energía cinética del viento en energía eléctrica en unidades de potencia es:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot v^3$$

Donde  $r$  es el radio del rotor del aerogenerador,  $\rho$  la densidad del viento y  $v$  su velocidad.

Por último, comentar el efecto de la densidad del aire. Este parámetro entra en juego gracias a que la energía cinética de un cuerpo es proporcional a la masa del mismo, según la ley de Newton. En este caso, la masa del aire se mide mediante su densidad, es decir, su masa por unidad de volumen, que para un aire en condiciones normales a presión ambiente y unos 15 °C es de 1.225 kilogramos por metro cúbico. Cuanto mayor sea la densidad del aire, mayor será la energía que obtendrá la turbina. Éste parámetro aumenta cuando la humedad del aire es menor y cuando su temperatura es también menor, en consecuencia, son conveniente lugares fríos y poco húmedos. Por otro lado, se sabe que la densidad aumenta con la presión, por tanto, en lugares de mucha altitud como son las montañas donde la presión sufre un descenso, el aire tiene menor densidad.

#### **1.1.4 Medición del viento**

Durante el estudio previo de una zona determinada para conocer si es óptima como localización para un parque de aerogeneradores, es necesario tener un registro de los datos de viento lo más exhaustivo posible. Normalmente para estudiar el viento en una zona se hace un sondeo sobre el historial de vientos registrados en la zona a lo largo de la historia. Estos datos son difíciles de obtener ya que solo existen datos suficientes de vientos en zonas donde se haya instalado por cualquier circunstancia en especial una torre de estudio meteorológico. Cuando se conoce que un emplazamiento puede ser el adecuado es conveniente hacer el estudio de los vientos.

Para el estudio de los vientos a lo largo de la historia se han diseñado diversos sistemas que proporcionan información de su dirección y velocidad. Como ejemplos de sistemas básicos de medición pueden ser citados los calcetines que hay a lo largo de las carreteras en lugares donde el viento suele ser de mayor intensidad, estos dispositivos

en función de la velocidad del viento tienen mayor o menor agitación. Por otro lado, para conocer la dirección del viento son muy populares las veletas. Este mecanismo mediante una flecha indica la dirección y sentido en que sopla el aire. En la Figura 4 se muestra una veleta, las cuales suelen instalarse a gran altura.



Figura 4.- Veleta: medición de la dirección del viento [1]

Si se pretende caracterizar las condiciones de viento de un lugar para poder predecir de forma segura las condiciones de viento futuras y así la potencia que podemos obtener con la instalación de un parque de aerogeneradores, es necesario hacer una gran recopilación de datos. En puntos estratégicos del futuro parque se instalarán los sistemas de medición para registrar los datos con cierta frecuencia durante el mayor tiempo posible. A mayor cantidad de datos recogidos, más fácil será predecir condiciones futuras. El periodo de estudio sería recomendable que durase varios años, ya que no todas las estaciones se presentan con las mismas condiciones. Existen unos años más lluviosos o con mayores temperaturas que otros y estos factores y muchos más influyen de manera directa o indirecta sobre el viento que circula por una zona. Aunque lamentablemente no siempre se dispone varios años para poder estudiar un emplazamiento, ya que existen factores ajenos al estudio, como los económicos, que suelen marcar las pautas de desarrollo de un proyecto técnico.

Lo que si suele ser respetado es el periodo de muestreo, es decir, la frecuencia con la que se recogen los datos. Suele estar fijada cada diez minutos ya que la mayoría de los programas de cálculo de viento están diseñados para esta frecuencia y normalmente en la bibliografía se hace referencia a ella.

En este punto se pasa a la descripción de los anemómetros como sistemas de medición. Estos dispositivos electromecánicos tienen la capacidad de cuantificar la velocidad del viento y su dirección de forma muy precisa. Los más populares para estudios meteorológicos son los de rotación o de molinete. Éstos disponen de un eje vertical acoplado a tres cazoletas que capturan el viento generando un movimiento circular, el número de revoluciones es registrado electrónicamente y comparado de

forma directamente proporcional para determinar su velocidad. En la Figura 5 se muestra un ejemplo de anemómetro de cazoleta.



Figura 5.- Anemómetro de cazoleta [1]

Normalmente un anemómetro está provisto de una veleta para detectar la dirección y sentido del viento. En aparatos de medición más sofisticados, se puede orientar el equipo hacia la dirección de incidencia del viento, tomando en este caso el nombre de anemógrafo, cuya particularidad adicional es que al rotar la veleta, el eje de la misma transmite el movimiento a una aguja que gira sobre un disco graduado, entregando información sobre la dirección del movimiento en los 360° de la rosa de los vientos.

Los datos recogidos por los anemómetros son registrados por un sistema de adquisición de datos o data logger. Este dispositivo es el encargado de almacenar los datos en tarjetas de memoria instaladas junto a ellos. Cada cierto tiempo hay que realizar el cambio de las tarjetas.

Los anemómetros se suelen colocar en torres de medición a una determinada altura. Pueden estar situados en el extremo superior, donde las medidas son más fiables, o en el lado del mástil, donde sería conveniente disponer de un dispositivo que oriente la medición según la dirección en la que sopla el viento.

En la Figura 6 se pueden observar las características de una típica torre de medición meteorológica. Es un mástil muy alto y delgado, para tener las medidas lo más reales posibles. Y se ve que los dispositivos de medición están en la parte superior de la misma en este caso.



Figura 6.- Torre meteorológica en lo alto de la cual se ubican los dispositivos de medida

Para el caso de los aerogeneradores es necesario conocer las características del viento a la altura de las palas del aerogenerador, ya que es el punto donde se va a recoger el viento para producir la energía. Más adelante se comentará detenidamente como el viento cambia significativamente de velocidad a distintas alturas en las capas próximas a la corteza terrestre, por esto es necesario realizar las mediciones lo más cerca posible a la altura del buje de la turbina.

La tendencia es hacer cada vez más grandes los aerogeneradores, en la actualidad suelen rondar entre los ochenta y cien metros de altura para las turbinas de gran potencia. Situar torres de medición tan elevadas es complicado, ya que los mástiles sobre los que se suelen situar los anemómetros suelen ser delgados para así evitar el abrigo del viento y que la medición sea más exacta. Aunque también existen aerogeneradores de menor altura, y en estos casos si es factible medir la velocidad y dirección del viento a la altura del buje de la turbina.

La solución que se aporta para obtener los datos a la altura deseada es recalcular las medidas mediante una ecuación que relaciona la velocidad del viento con la altura. Esta relación no es sencilla y depende de varios parámetros. En concreto son muy importantes las características del terreno, teniendo en cuenta la rugosidad del terreno se puede ver como varía la velocidad con la altura. El efecto es el siguiente, la proximidad del aire con la superficie terrestre o marina, en función de donde estén situados los aerogeneradores, frena el aire circulante y así la velocidad del aire es directamente proporcional a la altura hasta cierto límite en que el viento ya no encuentra ninguna resistencia debida al terreno. Las ecuaciones y gráficas que explican este efecto se verán en siguientes apartados sobre los factores que influyen en la velocidad del viento.

Por último, comentar que si el terreno de trabajo presenta condiciones extremas como pueden ser zonas en las que la temperatura es muy baja habría que disponer de anemómetros especiales. Por ejemplo, para este caso serían necesarios dispositivos que se calentasen para poder funcionar, lo que necesitaría conexión a una red eléctrica. Otro efecto a tener en cuenta es las fuertes lluvias, que pueden conllevar a medidas erróneas.

### **1.1.5 La rosa de los vientos**

La rosa de los vientos es una representación gráfica del viento característico de una zona determinada. Este esquema ha sido utilizado a lo largo de la historia, pudiendo estar su origen en la llamada rosa náutica. La representación de los vientos en las cartas de navegación que utilizaban los marineros para poder viajar a través de los océanos.

La idea básica de una rosa de los vientos típica es dividir el espacio en una cantidad fija de sectores, cuyo número variará en función de lo precisa que se desee que sea la rosa. En cada porción se caracterizarán los vientos que circulen y las direcciones que lo ocupa, incluyendo normalmente datos como la frecuencia con que sopla el viento en su dirección, la intensidad, reflejada mediante la velocidad media del viento. Concretamente en rosas destinadas al estudio de parques eólicos se suele representar la velocidad media al cubo para cada sector, magnitud que es proporcional a la energía que produciría un aerogenerador situado en dicho emplazamiento. El número estandarizado de sectores suele ser ocho, doce y dieciséis, estas particiones suelen ser bastante significativas a la hora de estudiar las zonas de viento predominantes.

Es interesante la representación de la rosa de los vientos para parques eólicos, ya que conviene situar y orientar los mismos de forma que reciban la mayor cantidad de energía contenida en el viento. Así, se aumenta el rendimiento del parque y se aprovecha la mayor cantidad de energía posible. Normalmente cuando se estudia una rosa de los vientos típica recibimos información sobre cuáles son las direcciones donde suele haber mayor frecuencia de vientos y además las direcciones de mayor intensidad de viento, es decir, donde la velocidad es mayor. Suele ocurrir en ocasiones, que no coincida el predominio de las dos características anteriores en una misma dirección, teniéndose que estudiar particularmente dicha situación.

Las rosas de los vientos son en cierta forma similares en zonas geográficas cercanas. Por lo que se pueden utilizar estudios de vientos realizados en zonas próximas al lugar donde se desea instalar el parque como referencia para conocer las características aproximadas de la zona. Pero hay que tener cuidado una vez más con la orografía del terreno y los obstáculos que puedan haber situados en la zona de estudio. Como se explicó en el capítulo de formación de vientos, la intensidad y dirección del aire puede

variar significativamente. Ejemplos de lugares donde toman mayor importancia lo estudios de vientos son, en zonas de montañas y valles y en el litoral de las costas.

Una representación de rosa de los vientos típica se muestra en la Figura 7, aunque en capítulos posteriores centrados en casos particulares de estudio se dibujarán diferentes rosas representando distintas magnitudes.

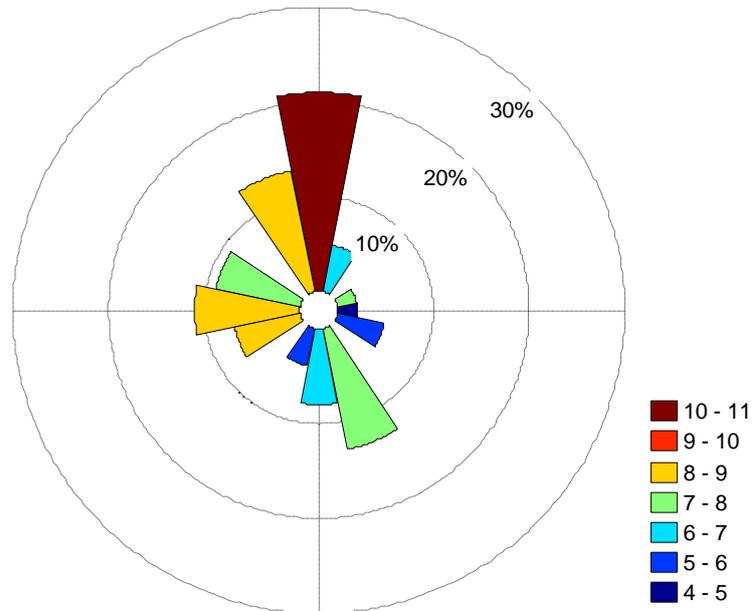


Figura 7.- Rosa de los vientos

La longitud de cada segmento indica la probabilidad de que el viento sople para cada dirección y el color, representados sus valores en la leyenda lateral indica la velocidad media de cada sector en unidades de metros por segundo.

## 1.2 Factores influyentes en la velocidad del viento

El viento en su circulación por la superficie terrestre es afectado por muchos parámetros que producen un efecto, normalmente negativo, en la velocidad y dirección del viento. Esta variedad de efectos, como la rugosidad, cizallamiento u obstáculos, se detallarán a lo largo del texto siguiente.

Es importante destacar que la mayoría de los factores se derivan de la presencia de obstáculos y de la orografía del terreno. Evidentemente estos efectos se hacen notar en las proximidades de la corteza terrestre. La zona de estudio estará situada en una capa de aproximadamente un kilómetro de altura. Más allá, el estudio carece de interés, puesto que el eje o torre de los aerogeneradores no suele sobrepasar los cien metros de altura.

### 1.2.1 Rugosidad, cizallamiento y escarpas

La rugosidad, cizallamiento y escarpas son efectos importantes ya que cuantifican la ralentización del viento debido a las condiciones de la superficie terrestre. La rugosidad mide la disminución de velocidad del viento a causa de la fricción con la superficie y todos los elementos que se dispongan sobre ella. El efecto de la fricción será más acusado cuanto más cerca se encuentre el punto de medida de la superficie e irá disminuyendo progresivamente conforme se aleje.



Figura 8.- Muestra de suelo que frena el aire [1]

En zonas donde existan grandes masas de árboles o matorrales, se dispongan edificios o similares la rugosidad será mucho mayor. En la Figura 8 se puede ver una superficie que muestra oposición al paso del viento y lo frena. Una baja rugosidad, que conllevaría unas velocidades de vientos superiores y por lo tanto la obtención de una mayor energía de un parque eólico, se dará en lugares con la superficie lo más lisa posible y sin obstáculos. Un ejemplo terrestre son las grandes pistas de los aeropuertos, pero aún más beneficiosas desde el punto de la generación de potencia mediante la energía eólica, por su bajísima rugosidad, son las superficies acuáticas. En los mares y océanos la ralentización de los vientos es prácticamente despreciable.

Las diferentes mediciones de la rugosidad se escalan a partir de la clase de rugosidad, y su definición matemática se lleva a cabo a partir de la longitud de rugosidad,  $z_0$ . La longitud de la rugosidad es la altura sobre el nivel del suelo donde la velocidad es teóricamente cero, y se mide en metros.

La Tabla 1 muestra las distintas clases de rugosidad en función de las características del terreno.

Tabla 1.- Longitud y clase de rugosidad

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad (m)	Índice de energía (%)	Tipo de paisaje
0	0,0002	100	Superficie del agua.
0,5	0,0024	73	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p. ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0,03	52	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas.
1,5	0,055	45	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.
2	0,1	39	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2,5	0,2	31	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0,4	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual.
3,5	0,8	18	Ciudades más grandes con edificios altos.
4	1,6	13	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos.

Una representación conveniente para caracterizar las condiciones de una zona de estudio es la rosa de la rugosidad. Este elemento ofrece una visión complementaria a la rosa de los vientos. Se podría identificar direcciones o sectores donde la rugosidad sea mínima y en consecuencia el efecto del cizallamiento sería menor.

El cizallamiento del viento es la consecuencia directa de la rugosidad sobre la velocidad del viento. Se explica mediante el hecho de que la velocidad tome valores menores cerca del nivel del suelo y que este valor vaya aumentando su magnitud conforme se aleja del suelo. Se suele dar por la representación gráfica de la Figura 9

Es importante conocer el perfil vertical de viento para caracterizar la producción de energía, pero sobre todo para el estudio mecánico de los aerogeneradores. Dentro de la superficie de la circunferencia que define el área de barrido de las palas de la turbina, la velocidad cambia de unos puntos a otros. Se produce un mayor empuje en la zona superior, donde la velocidad es más alta, que en la zona inferior.

Otro hecho significativo es que normalmente cuando se realizan las mediciones de viento no se suelen realizar a la altura del buje de la turbina y por tanto las medidas de velocidad a una altura dada tendrán que ser escaladas a la altura que en un futuro se obtendrá la energía.

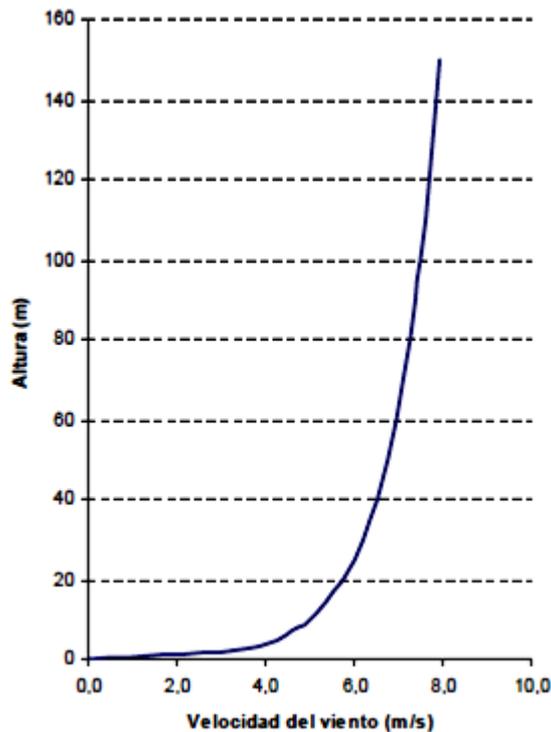


Figura 9.- Cizallamiento del viento [1]

La curva anterior se obtiene a partir de la fórmula siguiente, que es función de la rugosidad,  $z_0$ , y de una velocidad de referencia,  $V_{ref}$ , conocida a una altura determinada,  $z_{ref}$ .

$$V = V_{ref} \frac{\ln \frac{z}{z_0}}{\ln \frac{z_{ref}}{z_0}}$$

La ecuación es de aplicación siempre que se consideren condiciones de estabilidad atmosférica neutra, es decir, que la temperatura del suelo sea aproximadamente la misma que la temperatura del aire.

Por último, el efecto de las escarpas. Esto se suele producir en parques que están situados en zonas costeras, cercanos a los acantilados. Estas formaciones naturales hacen que el viento se frene bruscamente al llegar a ellas y en consecuencia se produce una reorientación del aire provocando turbulencias no deseadas. A priori, se podría haber pensado en la obtención de una mayor energía por las grandes corrientes de viento, pero nada más allá de la realidad, se obtienen menores velocidades y corrientes muy turbulentas que dañan considerablemente a las turbinas.

### 1.2.2 Obstáculos: abrigo y turbulencia

Los lugares terrestres en los que se suelen situar los parques eólicos son zonas aisladas de las grandes ciudades, pero aún así se suelen encontrar en sus inmediaciones obstáculos que dificultan la circulación libre de las corrientes y que modifican los perfiles de velocidad. Los obstáculos más frecuentes son árboles, edificios, bosques o elevaciones rocosas todos con diferentes formas y porosidades siendo muy difíciles de cuantificar y modelar para estudiar el previsible efecto que van a tener sobre el parque.

La consecuencia inmediata por la presencia de estos obstáculos es que frenan el viento, disminuyendo su velocidad, y que crean turbulencias. En la Figura 10 se muestra un ejemplo de cómo distintos elementos se pueden encontrar alrededor de un parque eólico.



Figura 10.- Elementos que interfieren en la velocidad del aire [1]

En la Figura 10 se aprecian los elementos que interfieren en la velocidad del viento, las distintas formas del terreno, los matorrales y arboledas y las montañas al fondo. Además del mar y alguna pequeña construcción.

El abrigo se define como el efecto que se produce a sotavento de un obstáculo de cara al viento, produciéndose una reducción drástica de la velocidad. Corriente abajo el aire parado se mezcla con el aire de alrededor hasta que a una distancia suficiente las condiciones se hayan estabilizado. La distancia tras el obstáculo a la cual se ha

estabilizado el aire es necesaria conocerla para situar los aerogeneradores de forma que no se vean afectados por estas circunstancias. Para conocer esta distancia es necesario caracterizar los obstáculos mediante su altura, ancho, distancia desde el suelo, forma, rugosidad y porosidad. Por otro lado es necesario saber la dirección predominante por la cual la formación va a ser atacada. Con todo esto se puede predecir la distancia a la cual se va a estabilizar la corriente.

La turbulencia se refiere al flujo de aire irregular que se caracteriza por tener fluctuaciones de velocidad y dirección de viento en periodos cortos. Dentro de estas corrientes es típica la presencia de remolinos y vórtices. Las turbulencias pueden ser debidas al choque del viento con elementos circundantes, tales como obstáculos, rugosidades o escarpas, o debido a causas atmosféricas que modifican las características del aire.

Las primeras pueden ser estudiadas con antelación, debido a que son causas fijas, e incluso se puede modelar su efecto para realizar predicciones en la producción de energía. Las causas atmosféricas son totalmente impredecibles, las variaciones en la densidad, la temperatura, la presión o la humedad del aire interfieren en el movimiento de éste haciendo en ocasiones que no avance de forma paralela a la superficie terrestre y provocando turbulencias. Se podría caracterizar estas turbulencias con modelos experimentales de laboratorio o incluso mediante las estadísticas de la zona, pero es conveniente asumir que este tipo de turbulencia puede llegar de forma caótica e impredecible al parque de aerogeneradores.

### **1.2.3 Los efectos túnel y colina**

Dentro de la orografía del terreno existen otros accidentes geográficos que crean alteraciones en el viento que incide sobre ellos. Estos elementos son los que producen efectos aceleradores y obligan a los flujos de aire a superar o rodear obstáculos o, en otros casos, lo canaliza para aumentar su velocidad o producir bloqueos. Los factores iniciales que determinan el comportamiento que va a tener el viento al someterse a este tipo de interferencias viene determinado por sus características iniciales, tales como su velocidad y estabilidad, y por supuesto por la topografía del terreno. Los dos efectos más importantes de este tipo son los efectos túnel y colina que se van a describir detalladamente a continuación.

El efecto túnel es el resultado de la circulación del viento por un paso estrecho creado entre montañas o entre dos edificios altos. En este paso se acelera considerablemente la velocidad del viento. Este efecto se crea por el choque del viento con la montaña donde el viento se frena bruscamente y tiende a buscar una salida entre el espacio libre entre obstáculos. Teniendo en cuenta el principio de conservación de las masas, el paso del viento por el estrechamiento se realiza a mayor velocidad que la que traía

inicialmente. Estos aumentos pueden estar en torno al cuarenta por ciento. Para aprovechar esta aceleración de la velocidad, este tipo de enclaves son muy recomendables para la situación de aerogeneradores, pero hay que tener muy en cuenta que la orografía ofrezca un perfil suave. Si la colina, por ejemplo, fuese muy accidentada se producirán muchas turbulencias, el viento soplará en diferentes y cambiantes direcciones lo cual resulta del todo perjudicial a la hora de la obtención de energía eólica. Concluyendo, el efecto túnel ofrece una gran cantidad de viento localizado pero hay que tener muy presente las turbulencias, ya que en ocasiones si estas son muy elevadas la ventaja que supone una mayor velocidad de viento no estará compensada por la alta probabilidad de rotura de las turbinas debido al aire turbulento. En la Figura 11 se representa el efecto túnel explicado.



Figura 11.- Representación esquemática del efecto túnel [2]

El efecto colina es la aceleración del viento en lugares donde existe una sobreelevación del terreno. En colinas relativamente aisladas que dominan el terreno aumenta la velocidad del viento debido a que en la cara lateral de la elevación se produce el choque del viento creando una sobrepresión en el aire. Esta variación de presiones hace que el flujo de viento ascendente se acelere y pase justo por la cima de la colina una gran corriente. Además, por la variación de presiones se vuelve más denso el aire que pasa por el aerogenerador y al tener mayor masa se obtiene más energía cinética. Al igual que en el caso anterior hay que tener presente la presencia de irregularidades en el terreno que pueden producir una gran cantidad de turbulencias. Si el perfil de la colina es irregular y escarpado se pueden producir vórtices de viento que contrarrestarían la ventaja que supone el aumento en la velocidad del flujo de aire. En la Figura 11 se representa el efecto túnel explicado.

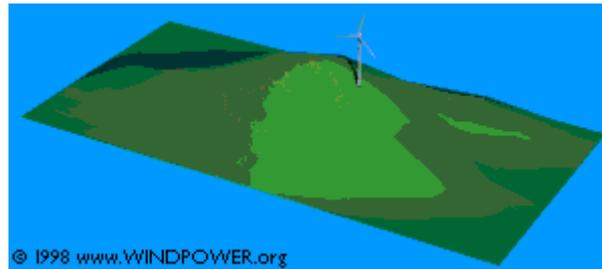


Figura 12.- Representación esquemática del efecto colina [2]

### 1.2.4 Las estelas y el parque generador

La estela, en cuanto a generación eólica se refiere, es un efecto producido en el viento asociado a los aerogeneradores, y es objeto de estudio cuando se va a realizar la implantación de un parque eólico donde intervienen varias turbinas. La estela es la cola de viento que abandona la turbina, y presenta una menor velocidad y una mayor turbulencia que el viento en las condiciones de entrada. El decremento de velocidad se deduce con facilidad a partir de la ley de conservación de energía. Es decir, aplicando el hecho de que la energía ni se crea ni se destruye, se obtiene que la energía del viento a la entrada del aerogenerador debe ser igual a su energía a la salida más la que se ha transferido al rotor en forma de energía mecánica. Por otro lado, la ralentización y turbulencia del viento también se debe estudiar desde el punto de vista del abrigo que produce el aerogenerador tomado como obstáculo.

Los efectos que acompañan a las estelas son perjudiciales para los aerogeneradores que reciben estas estelas, dañando las aspas de las turbinas y disminuyendo la generación de energía eléctrica en general. Para posicionar correctamente los aerogeneradores en el esquema del parque es necesario determinar de forma efectiva las dimensiones de las estelas. Localizar las turbinas dentro del parque de manera que se interfieran lo menos posible las unas a las otras en las direcciones predominantes del viento.

El efecto del parque es la pérdida de rendimiento debida a la interferencia de unas turbinas sobre otras. Una forma sencilla de solventar este problema sería alejar las turbinas lo suficiente como para evitar solapes de viento en las direcciones predominantes. En la construcción real de un parque eólico existen otros factores que intervienen en la distribución de las turbinas y hacen que no se solucione de forma completa el efecto de las estelas. Estos factores son principalmente económicos, tales como, la disponibilidad y costo del terreno o los costes de interconexión de los aerogeneradores a la red eléctrica y entre sí.

Se tiene entonces por un lado el factor de diseño de ingeniería que recomienda separar lo máximo posible las turbinas y por otro lado el factor económico que requiere una instalación lo más cerca posible de las mismas. Como norma general se

llega al acuerdo de separar los aerogeneradores en un parque eólico entre cinco y nueve diámetros de rotor en la dirección predominante de los vientos y entre tres y cinco en la dirección perpendicular a los mismos.

En la Figura 13 se puede observar una distribución típica, con separación de siete diámetros de rotor en la dirección predominante y cuatro en su perpendicular. La disposición de los aerogeneradores es al tresbolillo, configuración muy utilizada siempre que existan direcciones claramente predominantes de viento, de esta forma, se logra concentrar muchos aerogeneradores sin que las estelas se interfieran.

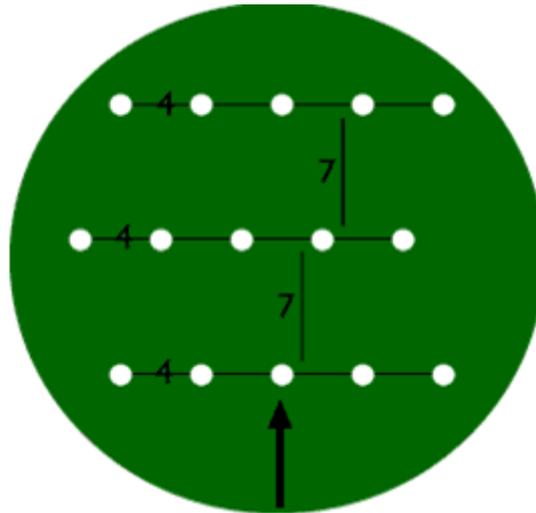


Figura 13.- Distribución en planta de aerogeneradores [2]

El programa que ocupa el presente proyecto tiene en cuenta muchos de los efectos comentados en esta sección, pero tiene como principal objetivo la optimización de la distribución en planta del parque generador. El aumento del rendimiento del parque mediante la localización de las turbinas lleva asociado el conocimiento de la distribución de viento, pero sobre todo, cómo este viento circula tras la salida de un aerogenerador. En capítulos posteriores se hará un detallado estudio de las estelas en los aerogeneradores.

## 1.3 Producción de energía

El término producción de energía, en el contexto de la energía eólica, se refiere al proceso y a la energía eléctrica obtenida tras hacer pasar el viento a través de un aerogenerador. En este capítulo se va a presentar un esquema de los pasos a seguir para analizar un posible parque eólico. Se detallarán los principales factores que intervienen en la transformación de energía cinética del viento en energía eléctrica. Todos estos factores harán referencia a los elementos externos que influyen en la producción de energía, pero no se presentará, desde el punto de vista mecánico, cómo funcionan los aerogeneradores.

### 1.3.1 Estudio del emplazamiento

Para la instalación de un parque eólico lo primero que hay que tener en cuenta en el estudio de viabilidad es el lugar donde se va instalar dicho parque. Cada emplazamiento posee unas características distintas y hay que conseguir aquel que ofrezca la posibilidad de obtener mayor producción de energía.

En primer lugar, hay que estudiar el viento. Los parques eólicos, hasta la fecha, toman emplazamiento en áreas que se caracterizan por disponer de gran cantidad de viento. Además es beneficioso que este viento fluya en una dirección predominante y que no sea muy turbulento para conseguir una gran cantidad de energía. La recolección de medidas de viento es un proceso que puede llevar mucho tiempo, ya que cuanto más minucioso sea el estudio, mejor se podrá saber si el emplazamiento es el más adecuado. Asociado a los vientos del lugar están las características típicas del ambiente. El clima es una de los elementos claves, ya que parámetros tales como la temperatura, la presión o la humedad relativa influyen significativamente en el aire, como se explicó en el apartado de formación de vientos.

Lógicamente el área elegida no debe tener características especiales de protección medioambiental, ni ninguna otra restricción incompatible con la producción energética, del tipo urbanístico, o la presencia de zonas de seguridad, como bases militares, aeropuertos, etc.

Tras conocer la zona geográfica se acude a mapas topográficos con detalles precisos de las condiciones orográficas. Los emplazamientos adecuados son los parajes elevados que presentan una orografía favorable, es decir, sin pendientes excesivas y sin la presencia de accidentes geográficos que imposibiliten el acceso a la futura planta. También hay que conocer todos los accidentes geográficos y elementos circundantes que afectan a la circulación de los vientos. En el capítulo de los factores que afectan a la velocidad del viento se describió cuán importante es conocer las características orográficas del terreno.

Por otro lado, es recomendable que el emplazamiento no esté aislado totalmente de las infraestructuras eléctricas, ya que habrá que evacuar la energía eléctrica producida y la construcción de grandes líneas es un procedimiento muy costoso. En cualquier caso, siempre será necesario tender algún tramo de línea, dado que los parques suelen estar en lugares relativamente alejados de los núcleos de población y de las vías principales, cerca de las cuales transcurren las grandes líneas de transporte. Por último comentar que los accesos al parque son importantes, sobre todo durante la construcción del mismo. Durante su desarrollo será necesario utilizar enormes vehículos de transporte especial para llevar las palas, góndolas, torres y demás elementos.

### **1.3.2 Caracterización de los vientos. La distribución Weibull**

El viento es una fuente de energía con un comportamiento esencialmente aleatorio, se puede decir que mucho mayor que otras energías renovables. Las variaciones de recurso eólico en dos lugares relativamente cercanos pueden ser muy importantes, debido a la presencia de obstáculos, a la diferente orientación, a las características del terreno, etc. Desde el punto de vista de la producción eléctrica, la aleatoriedad del viento se manifiesta en que no es posible elegir el momento en que un parque eólico inyecta electricidad a la red, ni tampoco aumentar o disminuir la potencia generada. La producción eólica tiene lugar cuando existe viento y la energía generada depende de la intensidad del viento en ese momento.

Estas características del recurso eólico tienen una influencia considerable en los sistemas eléctricos, especialmente en aquellos con una gran penetración eólica. Dado que la electricidad no puede almacenarse a gran escala, la producción de todas las fuentes de suministro debe igualar en cada momento a la demanda, evitando así cortes de suministro o excesos de producción.

Una manera de minimizar estos inconvenientes de la energía eólica es estimar por adelantado la disponibilidad de viento e informar a los gestores de la red de la producción prevista. La necesidad de predecir la disponibilidad de viento es tanto mayor cuanto mayor es la potencia eólica integrada en una determinada red eléctrica. En sistemas como el español, en el que la eólica suministra una parte importante del consumo total, son necesarias predicciones fiables con un horizonte temporal de más de un día.

Desde otra perspectiva también es muy importante el estudio y caracterización del recurso eólico a la hora de elegir un emplazamiento para la construcción de un futuro parque eólico. En un estudio preliminar hay que barajar todos los posibles lugares donde instalar la planta eólica, para ello existen bases de datos e investigaciones donde se puede encontrar mapas eólicos a nivel mundial, en los cuales se indica cuales

son los vientos característicos de una infinidad de emplazamientos. Una de las investigaciones más completas publicadas hasta la fecha sobre el potencial de la energía eólica a nivel global es la presentada por Archer y Jacobson [8]. En dicho trabajo los autores evalúan el recurso eólico disponible mediante medidas en 8.000 observatorios por todo el planeta, en 7.500 estaciones a nivel de la superficie y en otras 500 estaciones atmosféricas a bordo de sondas en globos. Su objetivo es desarrollar un atlas mundial del recurso eólico disponible, que permita cuantificar la disponibilidad total de viento para su aprovechamiento mediante parques eólicos.

Una vez seleccionado un emplazamiento con gran potencial y que cumpla potencialmente el resto de características a nivel técnico y económico se pasa a realizar un estudio más exhaustivo del viento. Se sitúan en la zona torres de vigilancia meteorológica que recojan los datos de viento que posteriormente se utilizarán para estimar la producción de potencia del futuro parque eólico. Cómo se miden los vientos y como se recogen los datos se explicó anteriormente, en este punto se va a partir de la situación en la que se dispone de ficheros donde están recogidos las mediciones de viento. Los datos de los que se disponen son la velocidad y dirección a la que fluye el aire en cada punto de medida. Y como datos generales se conoce la altura a la que se realizaron dichas medidas y otros parámetros que caracterizan el terreno para poder extrapolar las predicciones de viento a la altura que se dispondrán los bujes de los aerogeneradores, lugar donde se localizará la producción de energía eólica.

A continuación, se va a detallar como se procesan los datos obtenidos durante la campaña de medidas y así obtener toda la información de ellos. Una herramienta muy valiosa para presentar la información medida es la llamada rosa de los vientos, ya explicada anteriormente. Además, en el desarrollo del programa que aquí se presenta, se mostrarán rosas de los vientos de varias magnitudes significativas para la estimación de la rentabilidad del parque eólico. En concreto aparecerán rosas de los vientos que representan la velocidad media del viento, útil para conocer el potencial de cada dirección, la velocidad media al cubo, al ser este valor proporcional a la potencia que produce un aerogenerador proporciona una valiosa estimación de la potencia que se podría producir en cada sector y la rosa que representa la potencia producida, datos obtenidos a partir de las curvas de los aerogeneradores.

Otra representación muy habitual de los datos obtenidos durante la campaña de medidas es la distribución de velocidades del viento en el emplazamiento, Figura 14. En ella, se representa en un gráfico de barras la frecuencia o probabilidad de que se de cada velocidad durante un año generalmente. Ésta gráfica permite estimar la energía suministrada por un determinado aerogenerador a partir de las características del mismo, que el fabricante suministra.

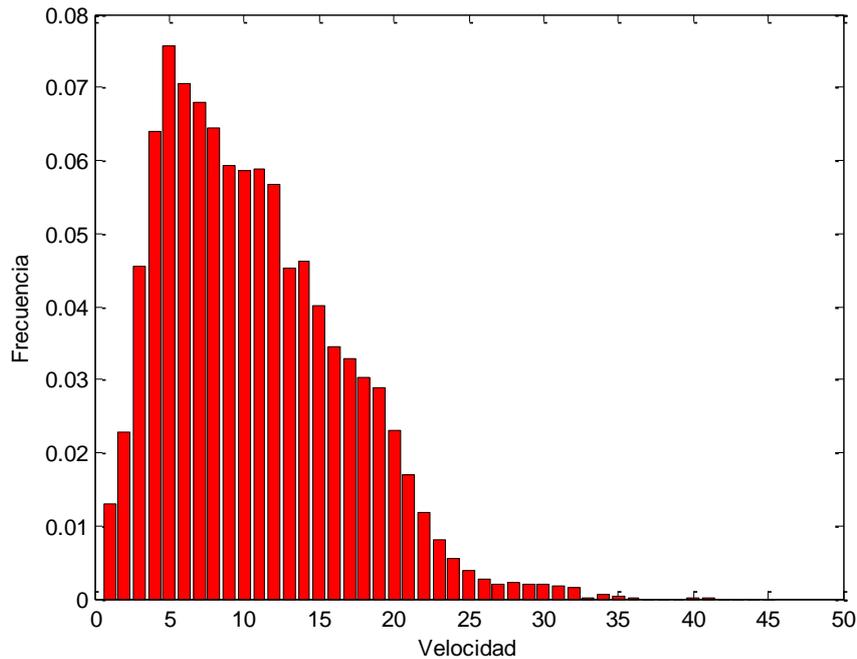


Figura 14.- Diagrama de barras en frecuencias

El análisis y representación de los datos obtenidos durante la campaña de medición son representativos únicamente de las condiciones de viento que se dieron durante el periodo de medición. Para extrapolar dichos datos a unas magnitudes que representen el comportamiento del futuro parque eólico es necesario realizarles un tratamiento estadístico. La variación del viento en un emplazamiento típico suele tener una forma que se asemeja a la curva de una distribución estadística de Weibull.

Esta herramienta estadística proporciona la probabilidad o frecuencia de cada velocidad a partir de los datos obtenidos mediante las mediciones. La función de densidad de esta distribución es la siguiente:

$$p(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Donde  $v$  representa la velocidad para la cual se desee calcular la probabilidad y  $k$  y  $c$  son los parámetros de forma y de escala respectivamente. Estos parámetros son los representativos de la distribución Weibull, el parámetro forma es adimensional y caracteriza la asimetría típica de esta distribución. Por otro lado, el parámetro de escala, con unidades de velocidad (m/s), suele tomar valores próximos a la velocidad media. Una gráfica que representa la forma típica de una distribución Weibull de velocidades se muestra en la Figura 15.

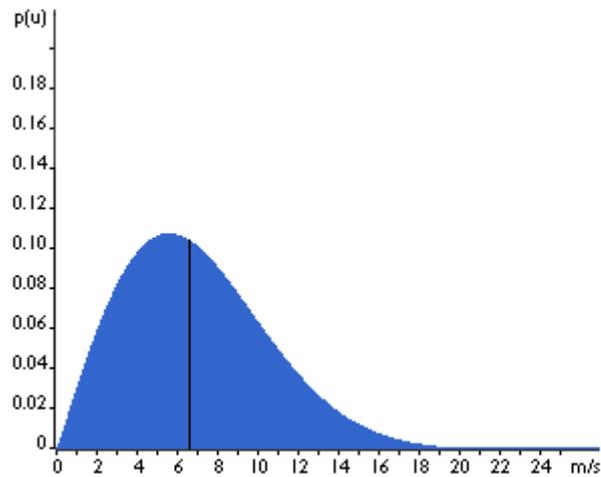


Figura 15.- Distribución de velocidad y probabilidad

Para el cálculo de estos parámetros y de las frecuencias características se utilizará en el programa que es objeto de este proyecto la función que facilita el programa de cálculo matemático Matlab. Por esto, no se pasa a detallar el entramado estadístico que nos lleva a la consecución de estos parámetros.

### 1.3.3 Transformación de energía

En este punto se va a detallar como la energía del viento, medida en forma de velocidad, se trata matemáticamente para obtener resultados en términos de potencia, de cara a su aprovechamiento en los aerogeneradores.

Para determinar la potencia que tiene el aire en movimiento se asemejará su flujo al de un fluido que transita por una sección previamente conocida, sin rozamientos ni obstrucciones a su paso. Se considerará también que no existen variaciones en su presión y temperatura, por consiguiente su densidad se mantendrá constante. El desarrollo matemático que se utiliza para el cálculo de esta potencia es el que se explica a continuación.

Partiendo de una masa de aire  $m$  en movimiento con una determinada velocidad  $v$ , sabemos que contiene una cantidad de energía cinética  $E_c = 1/2 \cdot m \cdot v^2$ . El caudal másico de aire  $m' = dm/dt$ , densidad  $\rho$  que fluye a través de una superficie de área  $A$ , perpendicular a la dirección del flujo es  $m' = \rho \cdot A \cdot v$ . Así, la potencia disponible  $P$  asociada al caudal de aire que atraviesa dicha sección es:

$$P = \frac{1}{2} \cdot m' \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

Para el caso en que dicha energía va a ser aprovechada por un aerogenerador cuyas aspas recorren el área de un círculo de radio la longitud de las palas, la energía obtenida por unidad de tiempo será:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot v^3$$

Donde  $\rho$  es la densidad del aire en  $\text{g/m}^3$ ,  $r$  es la longitud de la pala en  $m$  y  $v$  es la velocidad del viento en  $\text{m/s}$ .

### 1.3.4 Ley de Betz

La ley física fundamental para la aerodinámica de los aerogeneradores es la Ley de Betz, que fue publicada en 1926 por el científico alemán Albert Betz en su libro "Wind Energy and its use by wind-mills". Esta ley define el límite de energía que se puede extraer del viento mediante la utilización de una turbina eólica en un máximo del 59% de energía transformada.

La idea intuitiva en la que se basa esta ley es, si se extrajese toda la energía cinética del aire que entra en la turbina, su velocidad a la salida sería nula y por tanto este aire no se podría desplazar. Si el aire no sale de la turbina, tampoco podrá entrar aire nuevo y por tanto la producción de energía se pararía y sería nula. Así se entiende que existe un máximo de energía que debe conservar el aire a la salida, y por tanto que nunca se extraerá el cien por cien de la energía cinética del viento. Además está el coeficiente de pérdidas mecánicas que hace que no se pueda aprovechar toda la energía en su proceso de conversión.

Para la demostración de esta ley, Betz consideró que la velocidad promedio del viento que atraviesa el rotor es igual al promedio entre las velocidades de entrada y salida:

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2}$$

La masa total de aire que atraviesa el rotor de la turbina por segundo es:

$$m = \rho AV = \rho A \left( \frac{V_1 + V_2}{2} \right)$$

Por otro lado, según la Ley de Newton, la potencia que extrae el aerogenerador del viento es igual a la masa que atraviesa al mismo por la diferencia de los cuadrados de la velocidad del viento:

$$P = \frac{1}{2} m V_1^2 - \frac{1}{2} m V_2^2 = \frac{1}{2} m (V_1^2 - V_2^2)$$

Sustituyendo la ecuación de la masa en función de la velocidad del viento se obtiene la ecuación de Betz:

$$P = \frac{1}{4} \rho A (V_1^2 - V_2^2) (V_1 + V_2)$$

Si se compara esta potencia extraída con la potencia que contiene la masa de aire a la entrada, que teóricamente es la máxima potencia que se podría extraer obtenemos:

$$\frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \left[ 1 - \left( \frac{V_2}{V_1} \right)^2 \right] \left[ 1 + \left( \frac{V_2}{V_1} \right) \right]$$

Maximizando la fórmula y verificando la forma de la curva se obtiene que el valor más alto de la relación anterior se da cuando la relación de velocidades  $V_2/V_1 = 1/3$ . Así se explica que el valor máximo de la energía que podemos extraer de una corriente de aire en movimiento por cualquier medio físico posible será el 0.59 de la potencia total del viento sin perturbar.

En el caso de aplicar la ley de Betz a los aerogeneradores que se utilizan en la actualidad se ha definido el coeficiente de potencia que es la suma entre el límite de Betz y las pérdidas aerodinámicas inevitables de las turbinas. Como se define y se utiliza dicho coeficiente se verá en los siguientes puntos, cuando se esté describiendo la energía extraída desde la perspectiva del aerogenerador.

### 1.3.5 Coeficiente de potencia

El coeficiente de potencia de un aerogenerador caracteriza el rendimiento aerodinámico cuantificando las pérdidas mecánicas del mismo. Éste se define como el coeficiente entre la potencia mecánica en el eje del rotor (la que efectivamente ha interceptado la máquina) y la potencia portada por el viento:

$$C_p = \frac{P_{rotor}}{P_{aire}} = \frac{P_{rotor}}{\frac{1}{2} \rho A V^3}$$

Una vez definido el coeficiente de potencia de la expresión anterior se deduce que la potencia típicamente extraída por el rotor de un aerogenerador es:

$$P_{rotor} = C_p \frac{1}{2} \rho A V^3$$

En la práctica el coeficiente de potencia tiene un valor en torno a 0.5 para cualquier aerogenerador, dado el límite de Betz comentado anteriormente.

El valor real de  $C_p$  en un aerogenerador depende del diseño aerodinámico de la pala, del número de palas del rotor, de la estructura de éste (si es de eje horizontal o

vertical) y del sistema de control de la máquina. Además, el coeficiente de potencia varía con la velocidad de rotación del aerogenerador, como se muestra a continuación.

Se define la velocidad específica en una pala de un rotor como el cociente entre la velocidad lineal en el extremo de la pala y la velocidad del viento:

$$\lambda = \frac{w \cdot r}{v}$$

Donde  $w$  es la velocidad angular del rotor en rad/s y  $r$  es el radio del rotor en metros.  $\lambda$  también se denomina velocidad de la punta de la pala.

La Figura 16 muestra la variación del coeficiente de potencia con la velocidad específica para diferentes configuraciones de aerogeneradores, de eje vertical (Savonius y Darrieus), molino americano multipala, y de eje horizontal. Además se muestra en la gráfica el límite de Betz del 59% y la curva teórica para un hipotético aerogenerador con infinitas palas.

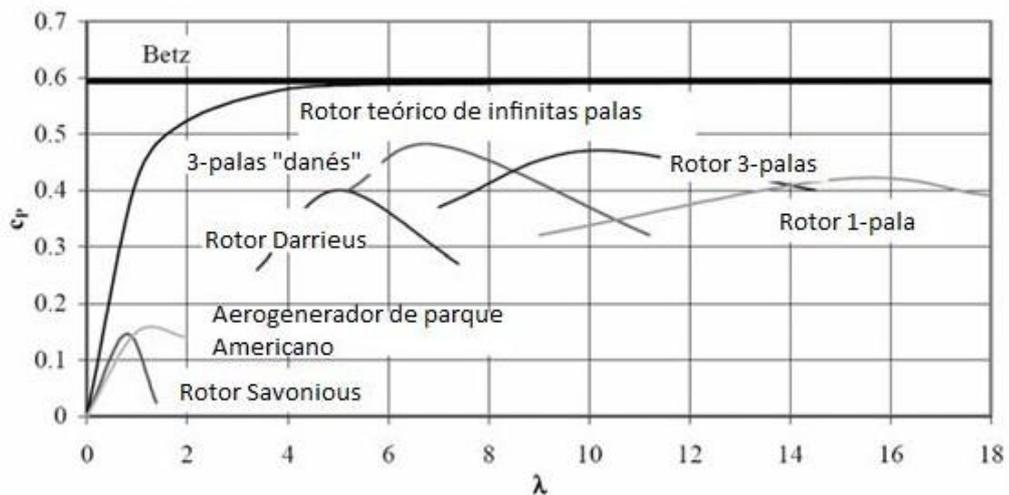


Figura 16.- Variación del coeficiente de potencia con la velocidad [1]

En la figura se puede apreciar que en todos los casos el coeficiente de potencia alcanza un valor máximo con la velocidad. A partir de éste valor máximo u óptimo, el rendimiento decrece. De aquí puede observarse que los aerogeneradores de eje vertical y los molinos multipala tienen un rendimiento significativamente menor que las turbinas rápidas.

Con respecto a las turbinas rápidas se puede ver que el coeficiente de potencia aumenta con el número de palas, como era de esperar. Sin embargo, este aumento es bastante limitado, sobre todo a partir de tres palas. Esto se puede ver con mayor precisión en la Figura 17 que muestra  $C_p$  en función de  $\lambda$  para las configuraciones de 1, 2, 3 y 4 palas.

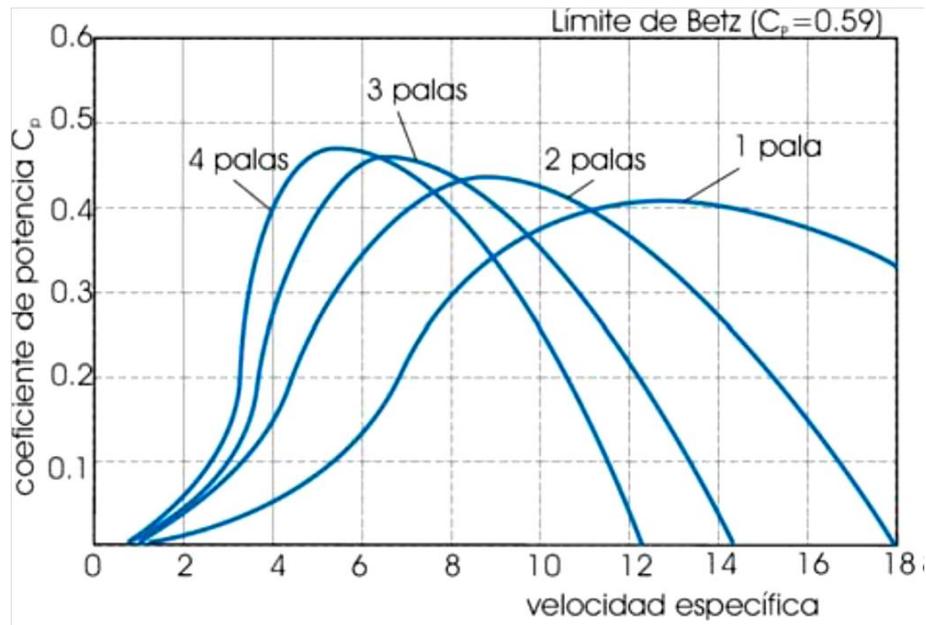


Figura 17.- Variación de  $C_p$  con el número de palas [1]

### 1.3.6 Curva de potencia

La curva de potencia de un aerogenerador representa la potencia suministrada por una máquina para cada velocidad del viento. Estas curvas son suministradas por los fabricantes de turbinas eólicas, en las hojas de características o catálogos.

Para obtener la curva de potencia, los fabricantes han de realizar una caracterización muy exhaustiva del funcionamiento en campo del equipo. Para ello, miden de manera simultánea la potencia suministrada y la velocidad del viento. Para esta última medida, se utilizan anemómetros situados a la altura del buje del aerogenerador. La posición del sensor ha de ser elegida de manera muy cuidadosa, para evitar que las estelas y turbulencias provocadas por el rotor perturben la medida.

Las medidas han de realizarse con gran rigor y precisión, dada la gran influencia de la velocidad del viento en la energía contenida en éste. Además, hay que tener en cuenta que la potencia del generador fluctuará con la temperatura y la presión atmosférica (dado que la densidad del aire varía con estos parámetros).

Incluso en el caso de que el fabricante realice la caracterización del equipo con todo rigor, es habitual considerar que las curvas de potencia pueden tener un margen de error del diez por ciento.

La Figura 18 muestra la curva de potencia suministrada por un fabricante para un modelo de turbina de 2 MW.

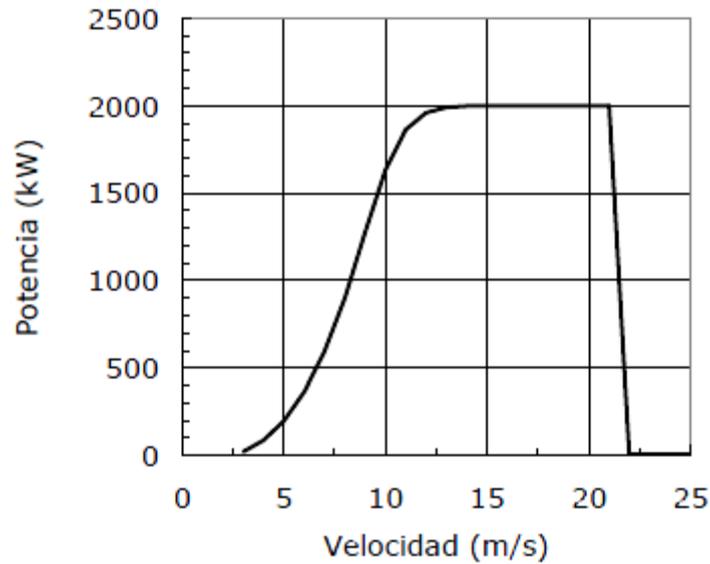


Figura 18.- Curva de potencia de 2MW [1]

Nótese que la potencia anunciada por el fabricante para esta máquina, 2 MW, es la potencia a plena carga, en condiciones óptimas de viento. Sin embargo, existe un amplio rango de velocidades para las que la potencia suministrada es significativamente menor. Esta zona de la curva se denomina de funcionamiento a carga parcial. En la curva también se puede observar como la velocidad de conexión del aerogenerador es de 3 m/s y la de desconexión de 21 m/s. Recuérdese que todo aerogenerador tiene unos márgenes de funcionamiento, limitados por la disponibilidad de recurso eólico suficiente para la generación eléctrica y por los requisitos de seguridad del propio equipo.

La estimación de la producción anual de energía de un aerogenerador a partir de la curva de potencia del mismo y de los datos medidos de velocidad del viento en un determinado emplazamiento se realiza multiplicando la potencia suministrada por el aerogenerador a cada una velocidad por las horas al año que el viento sopla a esa velocidad en promedio. Es importante destacar que este método para estimar la producción anual es muy aproximado debido a las incertidumbres ya comentadas en la medición del viento y de la estimación de la curva de potencia.

### 1.3.7 Energía anual disponible. Factor de carga

Una forma de cuantificar la producción anual de un aerogenerador en una localización concreta es el denominado factor de carga o de capacidad. Esta magnitud se utiliza mucho para caracterizar la productividad de las diferentes tecnologías energéticas.

Éste se define la producción anual de energía dividida por la potencia nominal del aerogenerador, obteniendo la unidad en horas:

$$FC = \frac{\text{Energía anual}}{\text{Potencia Aero}} (kWh/kW)$$

Precisamente, el significado del factor de carga es el de las horas equivalentes de funcionamiento a máxima potencia del aerogenerador al cabo de un año.

El factor de carga también se puede definir en periodos de tiempo diferentes a un año (factor de carga estacional, por ejemplo, en el que se muestra la producción en una determinada época del año, un trimestre,...). El factor de carga también se suele expresar en tantos por ciento. En este caso, es necesario dividir las horas efectivas de funcionamiento por las 8.760 horas que tiene un año:

$$FC(\%) = \frac{FC(kWh/kW)}{8760} \cdot 100$$

En la práctica, el factor de carga suele alcanzar valores entre el 15 y el 30%. A nivel nacional, el factor de carga anual de todos los parques eólicos en conjunto es del 23.5%, lo que expresado en horas equivalentes de funcionamiento corresponde a 2085 horas. Esto se puede observar en Figura 19 que muestra la evolución del factor de carga anual entre 2004 y 2008, según datos de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) y Red Eléctrica (REE).

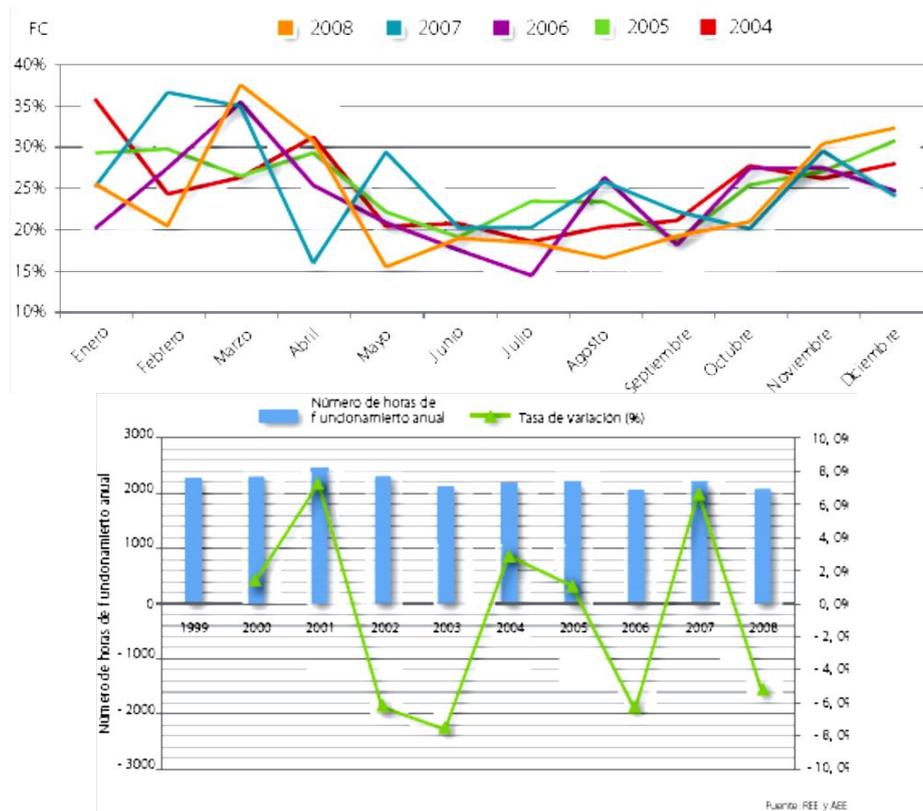


Figura 19.- Evolución del factor de carga [1]

No siempre la obtención de un mayor factor de carga es la opción más ventajosa desde el punto de vista económico a la hora del diseño de un parque eólico. Generalmente cuando se usan generadores con diámetro de rotor más pequeño se obtienen menores factores de carga. La paradoja del factor de carga reside en la posibilidad de elegir entre tener una producción de potencia relativamente estable con un alto factor de carga, o bien, una alta producción de energía con fluctuaciones con un bajo factor de carga.

La elección del tipo de producción que se desee tener depende de las condiciones eólicas del lugar y del precio de los diferentes modelos de turbinas.

## **1.4 Estudio de viabilidad económica**

La rentabilidad de un parque eólico depende de numerosos factores, siendo los más importantes la inversión inicial, los costes de explotación durante su vida útil, los costes financieros y las ganancias por la venta de la energía inyectada a la red, calculadas a partir de el número equivalente de horas de viento disponibles en el emplazamiento y el precio de venta del kilovatio-hora.

Estimados todos los costes e ingresos, es posible calcular la rentabilidad del proyecto y, a partir de este cálculo, tomar una decisión acerca de su puesta en marcha. Los parámetros que se utilizan para estimar la rentabilidad económica de un proyecto son el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el tiempo de retorno de la inversión.

En este apartado se van a describir la forma en la que se obtienen dichos parámetros de manera general en los parques eólicos y se va particularizar algunos valores de cálculo con valores actuales, los cuales se recomiendan para un uso más certero del programa informático.

### **1.4.1 Coste de inversión**

El coste medio de la inversión en parques eólicos depende de tres factores principales: el recurso eólico, la potencia unitaria y el tamaño del parque. En general, el coste de inversión incluye todos los desembolsos que hay que realizar para desarrollar completamente la instalación, la compra de los equipos, la construcción y todos los conceptos relacionados con la parte burocrática y legal.

A continuación se van a desglosar los costes, en función de su relevancia respecto al coste total de inversión. Una estimación media del coste de inversión de un parque

eólico asciende a cerca de un 1 M € por cada megavatio instalado. En concreto se dispone del coste medio estimado anual por la Asociación Eólica de Galicia (AEG) de 0.993 millones de Euros por cada megavatio instalado. Dichos costes son los mostrados a continuación:

- El mayor coste de inversión corresponde a la adquisición de los aerogeneradores, suponiendo alrededor del 74% del coste total de inversión. En este concepto se incluye el coste del transformador de baja tensión, dado que suele situarse dentro de la propia torre.
- Los equipos eléctricos y la conexión a la red perciben sobre el 12% de la inversión. Se incluye el precio de la subestación principal, los transformadores de alta tensión y el pago de los derechos de conexión a la red eléctrica.
- La obra civil necesaria para la implantación del parque es responsable del 9% del coste total. Este concepto se compone por la realización de los accesos al parque, la adecuación de los terrenos, las cimentaciones y plataformas de los aerogeneradores, etc.
- El restante 5% contempla las inversiones en los equipos de control del parque, las torres meteorológicas, los costes respectivos a la parte legal y burocrática, incluyendo costes de tramitación, los permisos y licencias, la gestión de los terrenos donde se ubica el parque y los gastos de financiación y promoción entre otros.

Este coste de inversión es superior al de otras tecnologías convencionales existentes, aunque puede resultar competitiva si se consideran los costes externos, como pueden ser la contaminación atmosférica o la gestión de residuos.

A lo largo de las últimas décadas, el coste de inversión de la energía eólica se ha reducido drásticamente. Las causas para este abaratamiento, son el aumento del tamaño de los aerogeneradores, la evolución tecnológica (mayor capacidad de producir energía) y los efectos de las economías de escala y la estandarización de los componentes.

En los últimos años la tendencia de reducción de costes no ha continuado, debido a la creciente demanda de aerogeneradores, introducción de esta tecnología en países como China e India, sobrepasando la capacidad de producción de los fabricantes. Los modernos sistemas electrónicos de control que incorporan las turbinas actuales para mejorar su incorporación a la red eléctrica requieren un gran desembolso adicional y son cada vez más sofisticados debido a las más estrictas condiciones de operación impuestas por el operador del sistema. Por último, agregar que también está en aumento el coste del emplazamiento, cada vez más escaso, y con mayores exigencias medioambientales.

## 1.4.2 Costes de explotación y mantenimiento

Durante la explotación comercial de un parque eólico es necesario desembolsar cantidades significativas de dinero para permitir el normal funcionamiento de la instalación. Estos gastos incluyen los salarios del personal, los consumos propios y el coste de gestión. La estimación del coste de operación y mantenimiento de un parque eólico es esencial a la hora de valorar la viabilidad de un proyecto de este tipo.

A continuación se van a desglosar estos costes y se desarrollarán los que contribuyen en mayor medida al coste de explotación total:

- Operación y mantenimiento de aerogeneradores: los costes incluidos son la operación, la mano de obra, los medios auxiliares, los repuestos y el soporte técnico del fabricante de aerogeneradores. En los primeros años de explotación estos costes serán menores por el periodo de garantía de la máquinas asegurado por el fabricante.
- Operación y mantenimiento de infraestructuras: los costes derivados de la infraestructura eléctrica son las maniobras en alta tensión, la disponibilidad para intervenir en caso de emergencia, la reparación de averías y los repuestos. El mantenimiento de viales suele ser anual y tras los periodos de lluvia se procede a la nivelación y compactado de las vías y la limpieza y rehabilitación de cunetas.
- Seguros: las instalaciones deben estar aseguradas por averías, pérdidas de beneficio, robos y responsabilidad civil. Además de contar con servicios de prevención, atendiendo a la seguridad de las personas e instalaciones.
- Gestión y administración.
- Cánones por el arrendamiento del terreno: los promotores de los parques han de negociar con los dueños de los terrenos, municipios o particulares, la cesión de las parcelas. El pago puede tener dos modalidades, un coste fijo por aerogenerador instalado o un porcentaje de los ingresos de la instalación.
- Seguimiento medioambiental: son costes variables dependiendo del emplazamiento y atienden al seguimiento de la avifauna, el control de ruidos, la calidad de las aguas, la vegetación y el desmantelamiento de la instalación al final de la vida útil.
- Personal y gestión.
- Los consumos eléctricos propios de la instalación.

## 1.4.3 Costes de financiación

En este punto se van a analizar el origen de los fondos invertidos en la fase inicial de un parque eólico. La cantidad de dinero a invertir para la construcción de un parque eólico suele ser demasiado grande como para ser afrontada únicamente por un solo inversor, para ello se considera que la inversión va a ser afrontada por los recursos propios del inversor y por un préstamo a largo plazo con interés fijo.

El porcentaje del capital total de inversión asociado al préstamo tiene que ser devuelto, sufragado por los beneficios de producción del parque. Al porcentaje de inversión es necesario sumarle el valor adicional a devolver debido al interés fijo del préstamo. Además, al inicio del préstamo se definen los años en los que la suma debe ser devuelta, a este periodo se le denomina tiempo de amortización del préstamo.

Conocido el interés y el número de años en el que abonamos el préstamo, es posible calcular la cuota devuelta al año considerando el interés constante. Esta cuota se calcula:

$$Cuota\ anual = \frac{i \cdot C_{financiado} \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

Donde  $i$  es el interés fijo anual del préstamo en tanto por ciento,  $C_{financiado}$  es el valor total de la financiación en Euros y  $n$  es el número de años para la devolución del préstamo.

Esta cuota anual será revalorizada cada año mediante una tasa de actualización proporcionada por el usuario del programa y que se tomará por valor general el IPC actualizado menos cincuenta puntos básicos.

En el cálculo de los costes de financiación es importante tener en cuenta el IVA asociado a la inversión. A la inversión total se le suma el IVA soportado, correspondiente al 18%. Este IVA soportado es devuelto a través del IVA repercutido correspondiente al ingreso de ventas de la energía, menos el coste de mantenimiento anual.

#### 1.4.4 El precio de venta de la energía

El precio de venta del kilovatio/hora eléctrico generado por una instalación eólica es función de la modalidad elegida por el dueño de dicha instalación para vender la energía producida. La legislación vigente en España, Artículo 24 del Real Decreto 661/2007, permite a los titulares de las instalaciones acogidas al régimen especial vender la electricidad acogándose a dos posibles modalidades: la opción a mercado y la opción a tarifa regulada. En ambos casos, el vendedor percibe un precio muy ventajoso con respecto a otras fuentes de energía no renovables, dado que el estado se encarga de incentivar la producción de las fuentes limpias mediante el sistema de tarifas subvencionadas.

En el caso de opción a mercado de producción, al precio percibido por la venta de la energía se le suma un incentivo por participar en el mercado, una prima y unos complementos, que dependen de la calidad de la energía vertida a la red. De hecho, son estos tres conceptos los que garantizan que el precio final sea muy ventajoso con respecto a las tecnologías convencionales.

En el caso de la venta a tarifa regulada, o venta a distribuidora, el productor recibe un precio fijo, que se calcula como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de

referencia. Este porcentaje representa entre el 80 y el 90%, dependiendo de la potencia de la instalación. Además del precio fijo, los productores también reciben un complemento en función de la calidad de la electricidad vendida.

No todas las instalaciones tienen libertad para elegir el tipo de venta de la energía. Las instalaciones de parques eólicos marinos tienen la obligación de vender su energía en el mercado de producción de potencia. Además, en los parques eólicos terrestres cuya potencia instalada sea superior a 50 MW también están obligadas a negociar su precio de venta de la energía en el mercado. De esta forma queda que las únicas instalaciones con opción de elegir la opción de venta de energía son las situadas en tierra firme con potencia instalada inferior a 50 MW.

Para el cálculo de la viabilidad económica, una vez seleccionado el tipo de venta de la energía se debe determinar su precio, para ello, a continuación se muestran los valores establecidos actualmente por la legislación para cada modalidad de venta.

En las instalaciones acogidas a tarifa regulada única del régimen especial reciben un precio fijo y único para todos los periodos de programación. Esta cantidad es distinta en función de la categoría de la instalación, de la potencia instalada y la antigüedad desde la puesta en servicio. Además, esta tarifa única será actualizada anualmente tomando como referencia la tasa de actualización introducida por el usuario del programa, siguiendo como referencia el IPC menos 50 puntos básicos. Los valores actuales para la venta de esta energía es de 7.9084 c€/kWh para los primeros veinte años de funcionamiento de la instalación y de 6.6094 c€/kWh a partir de los veinte años.

En las instalaciones que vendan la energía en el mercado de producción estarán sometidas al precio de venta resultante de éste, beneficiándose adicionalmente de una prima. La prima se define como variable en función del precio de mercado, así se establece una prima de referencia con valor actual de 3.1633 c€/kWh en parques eólicos en tierra firme y de 9.1041 c€/kWh en parques marinos. Para el precio resultante de sumar el precio de mercado y la prima correspondiente se establecen unos límites superior e inferior. El límite superior tiene un valor actual de 9.1737 c€/kWh para parques en tierra firme y de 17.7114 c€/kWh para parques marinos. El límite inferior tiene un valor de 7.6975 c€/kWh para instalaciones en tierra firme y nulo para las marinas. Al igual que en el caso de tarifa regulada, la prima de referencia y los límites están sometidos a una tasa de actualización anual que se estima en el valor del IPC menos cincuenta puntos básicos.

### 1.4.5 Rentabilidad estimada de los parques eólicos

Con los costes y ganancias descritos anteriormente se calculan varios parámetros anualmente para conocer la evolución de la inversión realizada en el parque. En primer lugar se calculan los ingresos netos de operación anuales, definidos como el ingreso de venta de la energía más la devolución del IVA soportado correspondiente en ese año y menos el coste de mantenimiento.

Debido a que la inversión del proyecto ha sido llevada a cabo con parte de su capital financiado, cada año hay que devolver la cuota correspondiente hasta completar los años en los que se amortiza el préstamo. El beneficio total obtenido cada año se define como el ingreso neto de operación menos la cuota de préstamo anual, en función de los ingresos obtenidos por la venta de la energía, los beneficios correspondientes al periodo de amortización pueden llegar a ser negativos. Por esto se calcula además el beneficio acumulado para tener una mayor certidumbre sobre el estado económico de la instalación.

El primer criterio económico utilizado para la evaluación del proyecto considerando la inversión es el del valor actual neto (VAN). Este método consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los beneficios futuros que generará el proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que la inversión inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado. Conocido los beneficios anuales se está en situación de calcular el VAN, definido como:

$$VAN = -C + \sum_{i=1}^n \frac{\text{Beneficio anual}_i}{(1 + WACC)^i} (\text{€})$$

Donde  $C$  es la inversión inicial realizada por los recursos propios y capital del inversor,  $n$  es el periodo de estudio del proyecto y  $WACC$  es la tasa de descuento acorde al rendimiento mínimo esperado. Esta tasa será establecida por el coste ponderado del capital del inversor ( $WACC$ ), que será un valor introducido por el usuario del programa y se propone como valor el del interés de la última subasta de Letras del Tesoro Público a doce meses, considerada como la inversión de menor riesgo.

El segundo criterio económico utilizado es la tasa interna de retorno, TIR. Este valor es normalmente utilizado para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello la TIR se compara con una tasa mínima o de corte, el coste de oportunidad de la inversión. Si la inversión es de bajo riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo. Si la TIR supera la tasa de corte, es recomendable aceptar la inversión. Para parques con puesta en marcha posterior a la entrada en vigor del Real Decreto 661/2007, el Gobierno ha estimado que la TIR está entre un 5 % y un 9 % si se opta por la opción de mercado.

Para el cálculo de la TIR, se define como la tasa de interés con la cual el valor actual neto es igual a cero.

$$VAN = -C + \sum_{i=1}^n \frac{\text{Beneficio anual}_i}{(1 + TIR)^i} = 0$$

El tercer utilizado para calcular la rentabilidad del proyecto es el tiempo de retorno o *payback*. El tiempo de retorno proporciona el plazo en que se recupera la inversión inicial a través de los flujos netos de beneficios acumulados. Su estimación consiste en encontrar el año en el que el beneficio acumulado es mayor que la inversión realizada, es decir, el momento en que el beneficio acumulado menos la inversión de recursos propios,  $C$ , cruza el eje horizontal y se hace positivo. De esta forma, el año en que se retorne toda la inversión será aquel en el que el beneficio acumulado sea igual o superior a este coste de inversión suministrado por los recursos propios.

El cuarto y último criterio utilizado para estimar la viabilidad económica de una instalación es el Leveliced Cost of Energy (LCOE). El valor de este parámetro representa el mínimo precio al cual la energía debe ser vendida para que la instalación sea rentable. El índice es calculado a partir de todos los costes que se dan en la vida del parque: inversión inicial, costes de operación y mantenimiento y costes de financiación. Los distintos valores que se dan a lo largo del periodo de estudio del parque son llevados a valores presentes a través de una tasa de descuento. La fórmula resulta:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{T_{estudio}} \frac{I_t + Coym_t}{(1 + r)^t}}{\sum_{t=1}^{T_{estudio}} \frac{E_t}{(1 + r)^t}}$$

Donde  $I_t$  es la inversión para cada año,  $Coym_t$  son los costes de operación y mantenimiento,  $E_t$  es la energía proporcionada por la instalación cada año y  $r$  es la tasa de descuento. Las unidades de este parámetro son céntimos de Euro por kilowatio-hora, para así compararlo fácilmente con el precio de la energía.

### 1.4.6 Estudio de los flujos de caja

A lo largo del proyecto se va a realizar la descripción de un programa creado para el estudio de la disposición de un parque eólico, así como su influencia en la parte económica. Otra forma de estudiar la viabilidad económica de una instalación es mediante la observación de la evolución de los flujos de caja. Los flujos de caja son la acumulación neta de activos en un periodo determinado. Un ejemplo de representación de flujos de caja acumulados se muestra en la Figura 20, el cuál ha sido extraído de alguno de los casos estudiados posteriormente.

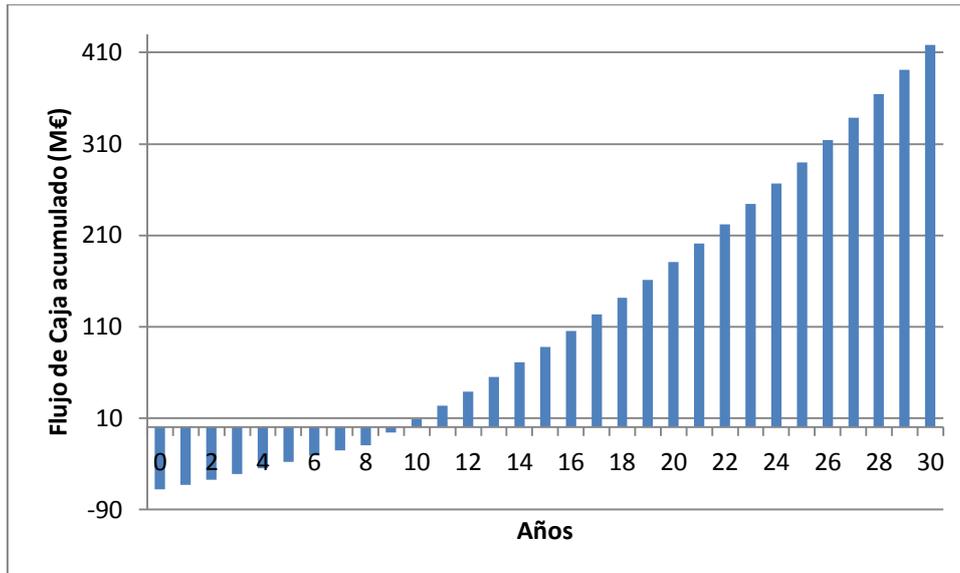


Figura 20.- Flujos de caja del estudio de viabilidad económica

En el gráfico de los flujos de caja acumulados, existe un paso donde los mismos pasan de negativo a positivo, ese es el momento en el que el préstamo a sido devuelto, es decir, es tiempo de retorno de la inversión. El flujo de caja acumulado de la última anualidad corresponde al valor de VAN.

Los flujos de caja de cada año representan los beneficios netos obtenidos en dicha anualidad. El primer año, el resultado es negativo, ya que solo hubo el gasto perteneciente a la inversión que no es financiado. En los primeros años, los ingresos son más bajos debido a que a los ingresos por la venta de la energía hay que restarle el dinero por la devolución de la financiación.



## Capítulo 2

# Caracterización de Estelas

En los parques eólicos donde la energía del viento se transforma en energía eléctrica mediante turbinas, la distribución de las mismas tiene una gran importancia en los costes de la instalación y en la energía total producida y, por tanto, en los ingresos. Cuando una turbina extrae energía del viento, ésta genera una estela de turbulencia que se propaga en la dirección del viento, reduciendo su velocidad y, por tanto, la energía extraída de las turbinas afectadas por la estela es menor. En resumen, la presencia de estelas hace que la producción de energía decrezca en los parques.

En los grandes parques eólicos los efectos de las estelas llevan a considerables pérdidas, por lo que es deseable minimizarlas para maximizar la energía total producida. La optimización en la distribución del parque consiste en encontrar la posición de las turbinas que maximiza la producción, y en consecuencia, las ganancias de la instalación. Normalmente, este problema se resuelve usando reglas sencillas como distribuciones rectilíneas, donde las turbinas son organizadas en idénticas filas separadas una distancia convenientemente grande.

Al extraer energía del viento, la turbina crea un cono de aire con menor velocidad y mayor turbulencia tras de ella. Este fenómeno llamado efecto estela, ha sido estudiado por varios autores en términos de aerodinámica de fluidos. Realizando experimentos e identificando modelos matemáticos más simples para modelar con precisión la estela en términos de reducción de velocidad del viento e intensidad de turbulencia.

En los siguientes apartados se van a desarrollar una amplia variedad de modelos de estela. Estos modelos han sido seleccionados por su popularidad entre los autores que investigan y escriben sobre el modelado de estelas en parques eólicos.

## 2.1 Distintos efectos entre turbinas

Durante el modelado de estelas y los efectos que producen en el cálculo de la eficiencia en los parques eólicos, se tienen en cuenta dos enfoques. Por un lado se tienen en cuenta las estelas de pequeña escala, donde se estudia la estela que deja tras de sí una turbina y como afecta esta al resto de componentes de su mismo parque eólico. Ejemplos de modelos de pequeña escala son el modelo analítico, modelo Ainslie, modelo Larsen o el modelo Jensen, que es el que se utiliza en el programa de cálculo que es objeto de este proyecto. Por otro lado, se estudian las estelas de gran escala, donde se modela el efecto que produce un parque en su totalidad sobre el entorno y cómo afectaría a otro parque situado en las inmediaciones. Este modelo es de interés en los grandes parques eólicos marinos, los cuales están teniendo un gran

desarrollo en los últimos tiempos. Modelos representativos de mayor escala son WAsP, todo o mecánica de fluidos computacional (CFD).

Todos los modelos están basados en soluciones aproximadas de las ecuaciones de Navier-Stokes, las cuales definen el modelo fluido mecánico exacto de la estela. Cada modelo considera distintos grados de parametrización basados en la representación de la turbina, el modelado justo detrás del paso del aire por el aerogenerador y sus condiciones iniciales, la turbulencia considerada, la descripción de las condiciones de contorno de la estela y la superposición de distintas estelas.

## 2.2 Modelo Jensen

El modelo Jensen es usualmente elegido para calcular estelas en diferentes estudios ya que proporciona una precisión adecuada y el tiempo de cálculo es reducido. El modelo asume que la estela que se forma tras la turbina se expande linealmente.

La simplificación en el cálculo de las estelas viene dado por las siguientes hipótesis:

- Se ignora el efecto *top-hat* en la forma de la estela, es decir, se considera una distribución de velocidad de viento uniforme hasta cierta distancia tras la turbina.
- El coeficiente de empuje,  $C_T$ , se considera constante para todo el rango de velocidades, asumiendo que la turbina controla este parámetro.
- Se supone que el efecto de la estela de una turbina sobre otra se produce de manera inmediata, es decir, se desprecia el retraso del efecto debido a la distancia entre turbinas.
- No se considera la turbulencia del viento.

Las ecuaciones que simulan la estela en el modelo Jensen se obtienen a partir de las variables descritas a continuación y reflejadas en la Figura 21.

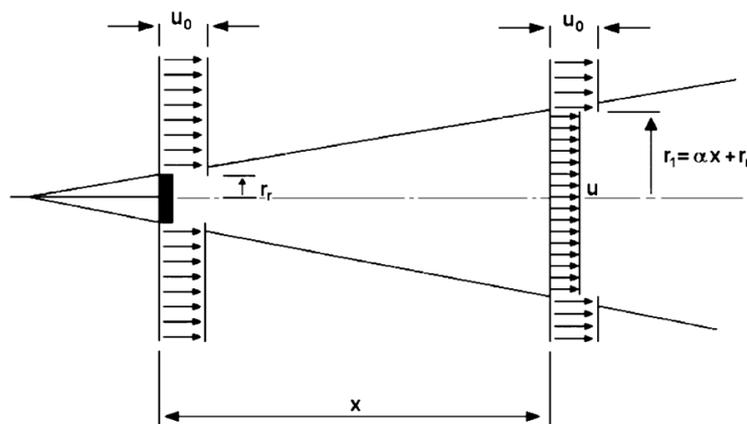


Figura 21.- Representación esquemática de la estela [3]

El viento sopla de izquierda a derecha a velocidad  $u_0$  y choca contra la turbina, representado mediante el rectángulo negro, con radio del rotor  $r_r$ . A una distancia  $x$  en la dirección del viento la velocidad del viento es  $u$  y el radio de la estela llega a ser  $r_1$ :

$$r_1 = \alpha x + r_r$$

El coeficiente adimensional  $\alpha$  es un escalar que determina el ángulo de expansión de la estela con la distancia y se define como:

$$\alpha = \frac{0.5}{\ln \frac{z}{z_0}}$$

Donde  $z$  es la altura del buje de la turbina que genera la estela y  $z_0$  la constante que define la rugosidad del terreno y que depende de las características del emplazamiento.

Definiendo  $i$  como la posición de la turbina que genera la estela,  $j$  la posición de la turbina afectada,  $u_0$  la velocidad del aire ambiente y  $u_j$  la velocidad del viento en la posición  $j$ :

$$u_j = u_i \cdot (1 - v_{dij})$$

Donde  $v_{dij}$  es el déficit de velocidad de viento inducido en la posición  $j$  por la estela generada en  $i$ . La ecuación que define  $v_{dij}$  es:

$$v_{dij} = \frac{2a}{1 + \alpha \left(\frac{x_{ij}}{r_d}\right)^2}$$

El término  $a$  que aparece en el numerador se denomina factor de inducción axial y se expresa como:

$$a = 0.5(1 - \sqrt{1 - C_T})$$

El término  $r_d$  que está en el denominador llamado radio del rotor en la estela es:

$$r_d = r_r \sqrt{\frac{1 - a}{1 - 2a}}$$

El término  $x_{ij}$  es la distancia entre las posiciones  $i$  y  $j$ . La notación propuesta es coherente con la adoptada por varios autores que han realizado estudios sobre modelos de estelas.

Varias turbinas pueden estar instaladas en un parque de forma que sus estelas pueden llegar a una misma posición y afectar a una turbina al mismo tiempo. Un ejemplo de múltiples estelas se puede observar en la Figura 22. El modelo Jensen calcula el déficit total en la posición  $j$  afectada por varias estelas como:

$$v_{def}(j) = \sqrt{\sum_{i \in W(j)} v_{dij}^2}$$

Donde  $W(j)$  es el conjunto de turbinas afectando la posición  $j$  con sus estelas. En este caso, para obtener la velocidad en la posición  $j$ , el déficit unitario  $vd_{ij}$  es sustituido por  $v_{def}$ .

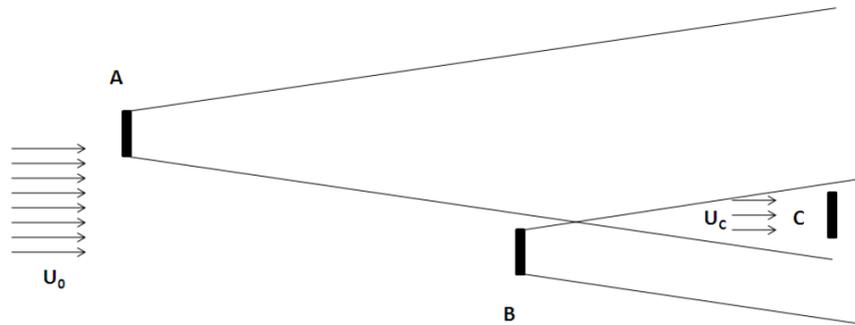


Figura 22.- Ejemplo de múltiples estelas afectando a una posición [3]

## 2.3 Modelo Lissaman

Este modelo perteneciente a los de pequeña escala, es decir, que definen la estela de una sola turbina fue desarrollado por Lissaman en 1977. Fue desarrollado por Lissaman y se basa en el estudio teórico de las palas de las turbinas y la teoría de momentos.

El modelo de la estela, representado en la Figura 23, está basado en consideraciones experimentales de mecánica de fluidos y la partición del área de la estela en pequeñas regiones. La parametrización de la estela se realiza para cada región.

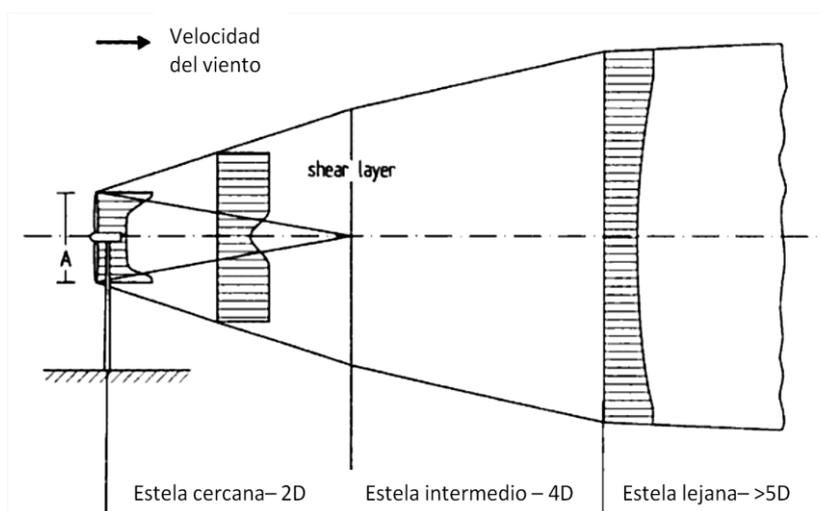


Figura 23.- Estela según el modelo Lissaman [5]

La desventaja de este modelo reside en la definición de la estela, es decir, los límites entre las distintas regiones, la cual no está claramente definida.

## 2.4 Modelo Larsen

Larsen propone un modelo de estela basado en las ecuaciones de la capa de turbulencia desarrolladas por Prandtl para el viento tras una turbina. El flujo de la estela es considerado estacionario y con simetría axial. Este modelo es sensible significativamente a los cambios en la intensidad de turbulencia.

## 2.5 Modelo Katic

El modelo matemático Katic es el utilizado por el programa de cálculo RISO. Se van a presentar las formulas para calcular la velocidad en la estela y el área que abarca la misma.

El déficit de velocidad se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$U_{estela} = U_0 \left[ 1 - (1 - \sqrt{1 - C_T}) \left( \frac{D}{D + 2k_{estela}X} \right)^2 \right]$$

Donde  $C_T$  es el coeficiente de empuje de la turbina,  $D$  es el diámetro de rotor de la turbina,  $X$  es la distancia aguas abajo del parque desde la turbina y  $k$  es la constante de caída (supuesta 0.05 para parques marinos y 0.075 para parques terrestres).

La estela se supone con forma de sombrero de copas y su propagación se considera simétrica en los sentidos vertical y horizontal. El diámetro de la misma viene dado por:

$$D_{estela} = D + 2k_{estela}X$$

Hay que tener presente que el modelo de la estela no considera la zona más cercana al parque eólico, siendo válido a partir de una distancia de tres diámetros de rotor.

## 2.6 Modelo analítico (Katic modificado)

El modelo analítico es un modelo económico desde el punto de vista computacional aunque es suficientemente complejo como para ofrecer unos resultados próximos al comportamiento real de la estela. El modelo une los esfuerzos por modelar las estelas de pequeña y mediana escala, caracterizando el flujo de aire y siendo aplicable en parques eólicos de todos los tamaños. Este procedimiento tiene que ser aplicado a una

geometría regular, donde los aerogeneradores estén dispuestos en una matriz con filas rectas y con espaciado equidistante entre turbinas, así como entre las filas.

Se estudia el caso básico donde la dirección del viento es paralela a las filas en una geometría rectangular y se definen tres regímenes de flujo. El caso secundario, se produce cuando el flujo no está en consonancia con las líneas principales de aerogeneradores. Se puede encontrar una solución para los esquemas de parque emergentes a partir de las nuevas direcciones de viento. La solución es, en principio, la misma que para el caso base pero con un espaciado diferente a lo largo de la dirección del viento y una distancia distinta a las filas vecinas.

Volviendo al caso base, los tres regímenes de viento que abarca el modelo se presentan en la Figura 24:

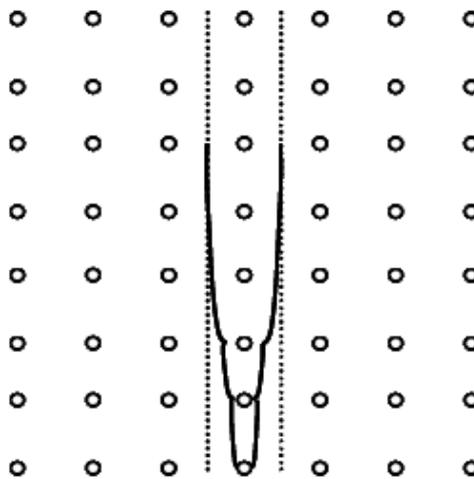


Figura 24.- Regímenes del modelo analítico [4]

En el primer régimen, los aerogeneradores están expuestos a múltiples estelas y existe un vínculo analítico entre la expansión de la estela múltiple y el déficit de velocidad del flujo tras la turbina.

Las propiedades que caracterizan la estela en la zona cercana a la turbina son:

- Su longitud es dos diámetros de rotor aproximadamente
- La presión en la parte delantera de la turbina aumenta al ritmo que el flujo de aire se expande por el diámetro de la pala y después cae drásticamente al otro lado de la turbina. Tras la turbina, en un área cercana, la presión aumenta constantemente hasta la presión del aire ambiente  $p_a$
- La velocidad dentro del flujo disminuye a medida que llega a la turbina y se mantiene constante en ambos lados de la misma. Después se reduce en el área cercana de la estela al ir aumentando la presión hasta  $p_a$
- El área de la estela aumenta hasta cierto valor cuando la presión alcanza su valor ambiente y la velocidad disminuye, lo que corresponde a las leyes de conservación de la masa y de momento

El segundo régimen ocurre cuando varias estelas de turbinas cercanas se fusionan y la estela global solo puede expandirse hacia arriba. Este régimen se asimila al comportamiento del aire tras un cambio simple de rugosidad en el terreno.

La estela intermedia tiene propiedades tales como:

- La longitud de este régimen es de 2 a 3 diámetros de rotor, y termina cuando la capa de mezcla llega a la línea axial y cambia la velocidad del eje de la estela
- La presión es igual en todo el intervalo y de valor  $p_a$
- La velocidad del eje de la estela tiene un valor fijo y la turbulencia aumenta en la capa exterior de la estela

El tercer régimen se da cuando el parque eólico es “infinitamente” grande y el flujo está en equilibrio con la capa límite. Sus características son:

- Su longitud es de más de 5 diámetros de rotor
- La presión es constante y es igual a  $p_a$
- Debido a la turbulencia la velocidad del eje comienza a aumentar de manera constante hasta el valor de flujo libre  $V_a$

Regímenes adicionales deben definirse cuando el modelo se aplica en la práctica, por ejemplo, la primera fila en recibir el viento no está expuesta a condiciones de estela o las estelas pueden llegar a tocar el suelo, modificando así su comportamiento, antes de incidir sobre turbinas cercanas.

Las ecuaciones que definen el modelo analítico se van a desarrollar a continuación. En primer lugar se muestran las ecuaciones correspondientes a la estela justo detrás de la turbina:

$$\frac{D_w}{D_0} = \sqrt{\beta}$$

Donde  $D_w$  es el diámetro de la estela,  $D_0$  es el diámetro del rotor y el parámetro  $\beta$  se define en función del coeficiente de empuje  $C_T$ :

$$\beta = 0.5 \frac{1 + \sqrt{1 - C_T}}{\sqrt{1 - C_T}}$$

Para el cálculo de la estela que parte del aerogenerador se considera el déficit de impulso detrás de cada turbina, y conservado como consecuencia de la expansión a favor del viento. El déficit de velocidad es calculado para un área circular de estela hasta que la raíz se expande al chocar con el suelo o con otra estela, en cuyo caso las estelas se fusionan.

$$U_{estela} = \frac{1}{2} U_0 \pm \sqrt{0.25 - 0.5 U_0^2 \frac{A_0}{A} C_T}$$

Donde  $A_0$  es el área barrida inmediatamente detrás del rotor y  $A$  es el área de la estela.

La expansión del área de la estela viene dado por su diámetro:

$$D_w = D_0(\beta^{n/2} + \alpha \cdot s)^{1/n}$$

Donde  $s$  es la distancia entre turbinas,  $\alpha$  es una constante relacionada con el coeficiente de empuje y que describe la expansión inicial,  $n$  es definido como 3 por Schlichting y  $\beta$  se corresponde con la constante desarrollada anteriormente.

## 2.7 Mosaic-tiles. Superposición de estelas.

En este caso no se va a describir un modelo de estela concreto. Lo que se pretende modelar en este apartado es la superposición de varias estelas en un mismo plano vertical, provenientes de distintas turbinas y como afectarían a un aerogenerador situado en un punto concreto.

El flujo de viento al alcance de una turbina se muestra en el modelo de la Figura 25:

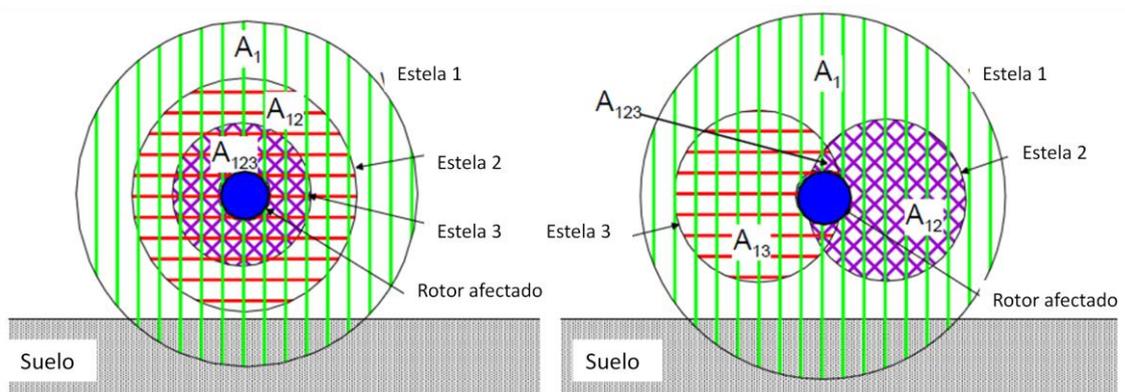


Figura 25.- Ejemplos de superposición de estelas [7]

El déficit de velocidad total se calcula a partir de las ecuaciones de balance de volumen y de la ecuación de momento. En estos casos, la ecuación de momento se complica considerablemente, como se puede ver a continuación:

$$\frac{1}{\rho U_0^2} \sum_{i=1}^n T_i = \sum_{k=1}^n \sum_{j^{(k)}} A_{j^{(k)}} \delta_{j^{(k)}} (1 - \delta_{j^{(k)}})$$

Donde  $J^{(k)}$  es una asociación de  $k$  estelas superpuestas,  $A$  es el área total superpuesta y  $\delta$  es el déficit de velocidad.

## 2.8 Modelo Ainslie

El modelo de Ainslie utiliza la simetría axial de las ecuaciones de Reynold y una solución numérica de las ecuaciones de Navier Stokes para desarrollar las estelas y determinar la turbulencia de su capa límite. Es uno de los métodos más precisos para el modelado de estelas, lo que conlleva a una solución numérica más compleja.

Para desarrollar las ecuaciones del modelo Ainslie se va a partir de las ecuaciones de Navier Stokes y de continuidad para una estela detrás de su turbina:

$$U \frac{\partial U}{\partial x} + V \frac{\partial U}{\partial r} = \frac{\varepsilon}{r} \left( \frac{\partial U}{\partial r} + r \frac{\partial^2 U}{\partial r^2} \right)$$

$$\frac{\partial U}{\partial x} = -\frac{1}{r} \left( r \frac{\partial V}{\partial r} + V \right)$$

Donde  $U$  es la velocidad en la dirección del viento,  $V$  es la velocidad en la dirección radial,  $x$  es la distancia en la dirección del viento del punto de estudio respecto al rotor,  $r$  es la distancia radial desde el centro del rotor y  $\varepsilon$  es la viscosidad turbulenta.

La viscosidad se define a partir de las siguientes ecuaciones:

$$\varepsilon = F(K_1 b(U_0 - U_c) + K_m)$$

$$K_m = k^2 \frac{I_0}{100}$$

$$F = 1, \quad x \geq 5.5$$

$$F = 0.65 + \left( \frac{x - 4.5}{23.32} \right)^{1/3}, \quad x < 5.5$$

Donde  $K_1$  es una constante adimensional de valor 0.015,  $k$  es la constante de Von Karman,  $I_0$  es el nivel de turbulencia del ambiente expresado como un porcentaje,  $U_c$  es la velocidad en el eje de la estela,  $U_0$  es la velocidad del aire libre del ambiente y  $b$  es una medida de la anchura de la estela. Se consideran todas las distancias normalizadas respecto al diámetro del rotor.

Ainslie tras basarse en datos experimentales concluyó que el perfil de la estela inicialmente es presenta forma de distribución gaussiana y de la forma:

$$1 - \frac{U}{U_0} = D_M e^{(-3.56(r/b)^2)}$$

A través de la conservación de momentos es posible relacionar el déficit de la estela,  $D_M$ , con el coeficiente de empuje del rotor,  $C_T$ , y así llegar a la ecuación del ancho de la estela:

$$b = \sqrt{\frac{3.56C_T}{8D_M(1 - 0.5D_M)}}$$

Ainslie también desarrolló, mediante datos experimentales, una ecuación que relaciona el coeficiente de empuje con la intensidad de turbulencia del aire:

$$D_M = C_T - 0.05 - (16C_T - 0.5) \frac{I_0}{1000}$$

Con todas las ecuaciones desarrolladas es posible calcular la velocidad de la estela tras una turbina. La solución de las ecuaciones requiere un método de integración numérica como el de Crank-Nicolson. Estos métodos requieren un gran tiempo de operación y gran capacidad de memoria, por lo que se han desarrollado posteriormente alternativas a este método, como el modelo simple.

## 2.9 Modelo simple

El modelo simple está basado en el modelo Ainslie. Realizando hipótesis sobre el comportamiento de las estelas se desarrolla una solución aproximada de las ecuaciones del modelo Ainslie, de forma que la resolución de las mismas no requiera un gran cálculo computacional. Se han desarrollado estudios comparando las soluciones aportadas por ambos modelos. Aunque en el modelo Ainslie se han notado aspectos que implican un grado mayor de aproximación al comportamiento real de la estela, el modelo simple se considera una buena aproximación.

La hipótesis de partida para la simplificación de las ecuaciones del modelo Ainslie consiste en considerar el perfil de la estela similar a lo largo de todas las distancias en la dirección del viento. En otras palabras, la forma de distribución gaussiana que presenta la estela en su fase inicial se conserva y solo el ancho y longitud de la estela cambian.

Como el ancho de la estela está relacionado con el déficit a través de la conservación de momentos, solo se considera el déficit de velocidad en el eje de la estela para resolver las ecuaciones:

$$U = U_0(1 - D_M e^{(-3.56(r/b)^2)})$$

Resolviendo esta ecuación junto con las del modelo Ainslie, bajo la hipótesis anteriormente realizada para el modelo simple se obtiene:

$$\frac{dU_c}{dx} = \frac{16\varepsilon(U_c^3 - U_c^2 - U_c + 1)}{U_c C_T}$$

Donde:

$$U_c = U_0(1 - D_M)$$

La ecuación resultante es una ecuación diferencial de primer orden, la cual puede ser resuelta eficientemente con un modelo de integración numérica simple.

## 2.10 Modelo CFD (Computational Fluid Dynamic)

El modelo CFD que calcula los efectos de las grandes estelas producidas tras un parque eólico y está basado en un código para el análisis computacional de fluidos dinámicos. Sus resultados están pensados para calibrar la ingeniería de los aerogeneradores. La idea de este modelo consiste en calcular las propiedades del viento de salida de un parque eólico. La clave del modelo es la introducción de los parámetros de viento a la entrada del programa de cálculo.

En este modelo se resuelven las ecuaciones de Navier-Stokes mediante un método numérico a través de un programa informático. Estos programas son herramientas que discretizan y resuelven las ecuaciones que gobiernan las estelas para una geometría específica usando elementos finitos. Entre sus ventajas están su gran precisión de cálculo, que se pueden simular múltiples estelas y que se pueden realizar las simulaciones para terrenos y condiciones complejas. Su principal desventaja es la complejidad matemática, y en consecuencia, el tiempo que requieren sus cálculos.

La utilización de CFD es normalmente motivada por la limitación de las medidas para la aplicación de otros métodos que necesitan más datos de entrada. Este método es una alternativa barata, flexible y eficiente, estando su uso en auge por el avance de las técnicas computacionales.

La simulación CFD normalmente implica la discretización y solución numérica de las ecuaciones de Navier-Stokes. Estas ecuaciones describen la física de los líquidos y gases en movimiento, como es el caso de las estelas. Su formulación matemática para líquidos incomprensibles es:

$$\frac{DU_i}{Dt} = -\frac{1}{\rho} \frac{\delta p}{\delta x_i} + f_i + \mu \frac{\delta^2 U_i}{\delta x_j^2}$$

Donde  $U_i$  representa la velocidad en sus tres componentes,  $f_i$  es la fuerza del cuerpo por unidad de masa,  $\rho$  es la densidad y  $\mu$  es la viscosidad dinámica.

La ecuación de continuidad para fluidos incomprensibles es:

$$\frac{\delta U_i}{\delta x_i} = \nabla U = 0$$

El conjunto de datos disponibles para el cálculo computacional incluye los recogidos por tres mástiles meteorológicos que rodean el parque eólico, dispuestos como se indica en la Figura 26. Las dos torres alineadas dan una idea de cómo el viento se está recuperando tras su paso por el parque, pero solo considerando dos lugares de medida no se pueden ver las tendencias del viento. La idea es utilizar estos dos mástiles para extrapolar los resultados a toda la zona de recuperación del viento detrás de su paso por el parque eólico.

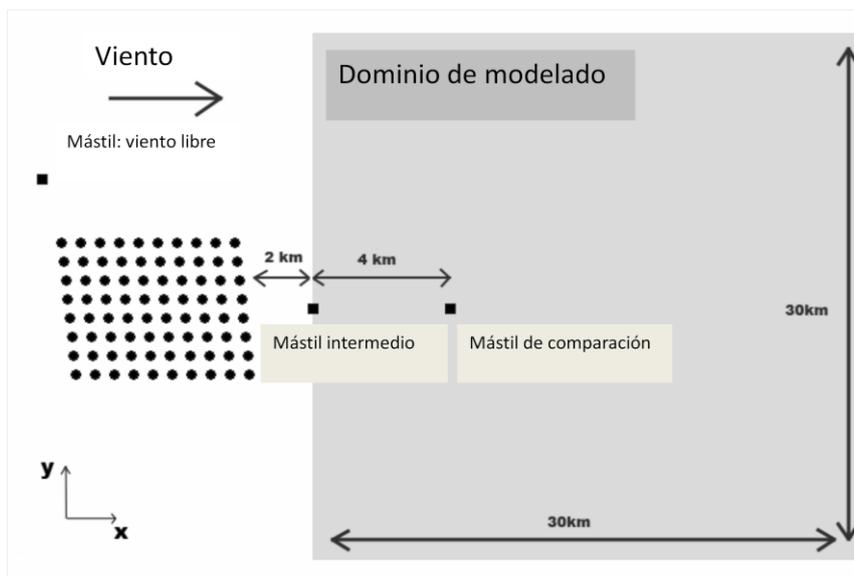


Figura 26.- Modelo de la instalación [4]

El código CFD se utiliza para modelar la estela que sale del parque eólico. El dominio de cálculo del modelo abarca desde la ubicación del primer mástil hasta una zona amplia aguas abajo del parque, incluyendo más allá del primer último mástil de medición. El modelo de turbulencia usado es el modelo k-ε, lo que implica como parámetros de entrada la velocidad media del viento, la energía cinética turbulencia k y la distribución de disipación ε, la reducción de velocidad por la fricción y el coeficiente de rugosidad del mar. Todos estos parámetros son estimados a partir de las mediciones realizadas si es posible.

Las condiciones de contorno laterales se consideran simétricas, las condiciones de contorno superiores son parámetros de entrada y el fondo como un límite de pared con una condición de no deslizamiento. En particular, el límite de entrada se compone de dos regiones principales, una región de flujo libre, donde se supone que el aire no va a ser afectado por el parque eólico y una región de paso.

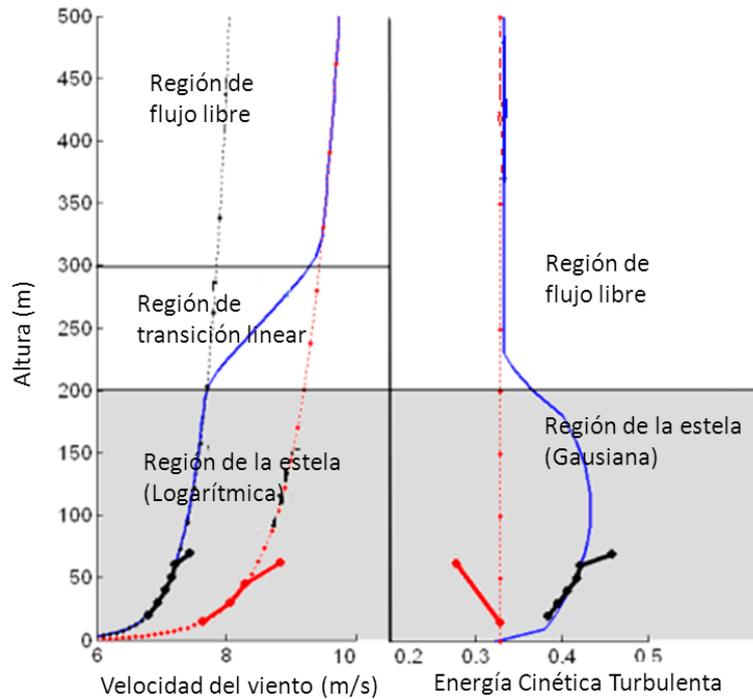


Figura 27.- Especificaciones de entrada [4]

La región que ocupa la estela se define como un rectángulo y una región de transición lineal alrededor de la estela para suavizar la diferencia de velocidades de una región a otra.

Tras realizar comprobaciones del programa se ha obtenido que su estimación del perfil de velocidades es muy aproximada a la real, pero que la medición de la turbulencia es poco satisfactoria. La longitud de la estela depende directamente de la energía cinética turbulenta y de la disipación a la entrada. El primer término puede ser parcialmente estimado a partir de las mediciones disponibles. El segundo término es totalmente desconocido y requiere una descripción más detallada.

Del mismo modo, la zona de transición, definida como lineal, no es un lugar físico real. El alto gradiente de velocidad dado en la zona es el responsable de un incremento de la turbulencia. Para evitar este salto, la zona de transición necesita ser estudiada para obtener un mayor grado de detalle.

Por estas razones, sin una definición física de la estela en un parque eólico o una información más detallada de las condiciones del viento que abandona las turbinas, este método de cálculo requiere mayor investigación para obtener resultados más fiables.

## 2.11 Modelo UO FLaP

El modelo UO FLaP fue desarrollado por la Universidad de Oldenburg y está basado en una aproximación del modelo Ainslie, realizando una parametrización adecuada del modelo numérico de las ecuaciones de flujo.

Se realiza una formulación en dos dimensiones, en coordenadas cilíndricas, del problema a partir de la consideración de una simetría axial en la estela. Se hacen otras suposiciones para mantener un bajo coste computacional y así resolver las ecuaciones fácilmente. Las hipótesis de partida son un flujo incompresible, sin fuerzas externas o gradientes de presión. Se desestiman los términos viscosos y los gradientes de desviación estándar. Finalmente, el flujo se describe con una ecuación en dos dimensiones en la capa de aproximación, la cual se resuelve numéricamente junto con la ecuación de continuidad para fluidos incompresibles. Una aproximación para la viscosidad se utiliza en las zonas turbulentas. El cálculo numérico comienza al final de la estela cercana a la salida de la turbina, utilizando como condiciones de contorno la medida de la estela experimentalmente.

En los parques marinos la turbulencia ambiente es mucho más baja que en los parques terrestres, así como la estabilidad atmosférica es más importante. El modelo ha sido desarrollado para su aplicación en parques marinos incluyendo la turbulencia atmosférica y la estabilidad en la estela. Los nuevos fenómenos a considerar en las ecuaciones son los siguientes:

- La baja intensidad de turbulencia en la mar conduce a una recuperación más lenta y así la longitud de estela correspondiente a la cercanía de la turbina es mayor.
- Se considera la intensidad de turbulencia dentro del modelo de la estela, calculando este parámetro a partir de la ecuación de viscosidad del modelo Ainslie.
- Se incluye la estabilidad atmosférica en el modelado de la estela. Sin embargo, la introducción de este efecto aleja al modelo de las condiciones experimentales. Esto puede deberse a la introducción de la intensidad de turbulencia como parámetro de entrada, que ya incluye el efecto de la estabilidad atmosférica, contando su efecto por duplicado.

## 2.12 Modelo ECN Wakefarm

El modelo ECN está basado en un ajuste a un polinomio de segundo grado de las ecuaciones de Navier Stokes, usando el modelo de turbulencia k-ε en el término turbulento de la estela lejana. Este ajuste hace el cálculo mucho más eficiente, pero produce un efecto negativo en la estela cercana, simplificándola considerablemente.

El aumento del momento en el perfil lejano se resta del perfil no perturbado, resultando el modelo del viento:

$$U_{estela}(z) = (1 - 2a)U_{libre}(z)$$

En el perfil de la estela cercana el término  $a$  de la fórmula se designa como el factor de inducción axial en el plano del rotor. Puesto que la velocidad disminuye, se supone a constante con el aumento del diámetro del rotor:

$$D_{estela} = \sqrt{\frac{1-a}{1-2a}} D$$

El déficit de velocidad en la estela cercana se define como un perfil de forma gaussiana, comenzando su forma en  $2.25 D$ . Está basado en un déficit de velocidad máximo en el centro del rotor, medido experimentalmente en un túnel de viento.

$$U_{estela}(z) = 1.3(1.0 - 1.0\sqrt{1 - C_T})U_{libre} \cdot \left( e^{-0.5(y/r\sigma_y)^2} e^{-0.5((z-h_t)/r\sigma_z)^2} \right)$$

Donde los factores  $\sigma_y$  y  $\sigma_z$  se definen como:

$$\sigma_{y,z} = \frac{D_w}{2D}$$

El máximo déficit de velocidad se da en  $y=0$  y  $z=z_{rotor}$ , de valor  $2.6aU_{libre}$ , que es mayor que el valor original de  $2aU_{libre}$ . Sin embargo, el déficit se reduce rápidamente con  $y$  y  $z$ . La recuperación de la velocidad calculada es mayor que la recuperación de velocidad medida experimentalmente, probablemente debido al modelo de turbulencia.

## 2.13 Modelo WAsP

En la actualidad hay una tendencia a subestimar las pérdidas de carga del viento tras los grandes parques eólicos marinos. Para compensar este hecho, el modelo utilizado por WAsP considera el espacio detrás de un conjunto de turbinas como un área de gran rugosidad. Una muestra esquemática del modelo puede observarse en la Figura 28:

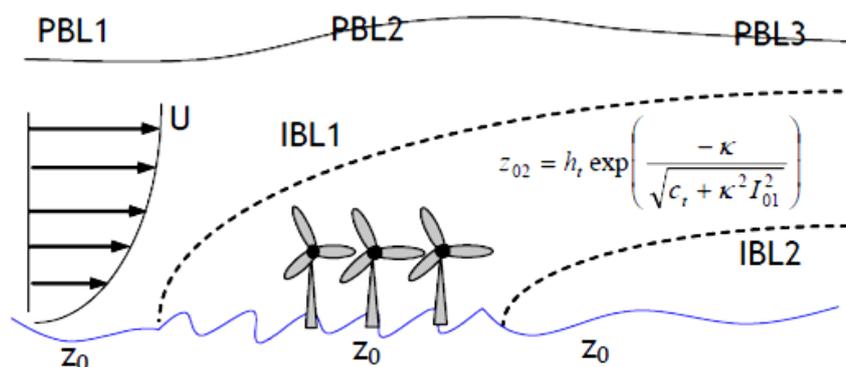


Figura 28.- Esquema Modelo Wasp [4]

Este método se puede llevar a cabo considerando un modelo bidimensional, donde la rugosidad produce una capa límite interna (IBL) que crece dentro del parque. El área de mayor rugosidad hace que la velocidad del viento a la altura del buje de la turbina aumente. Detrás del parque cuando la rugosidad vuelve a su valor normal, ya sea mediante un cambio abrupto o por un decaimiento exponencial, la velocidad del viento se recupera. La disminución de la velocidad, es decir, el grado de rugosidad a adoptar, es función de los parámetros del parque eólico, en particular, del coeficiente de empuje y del espaciado entre turbinas.

La longitud de la estela que se estima para este modelo es de aproximadamente diez kilómetros aguas abajo del parque. Como cabe esperar, cuanto mayor sea la rugosidad utilizada para estimar la estela, mayor será el impacto del parque sobre las condiciones atmosféricas de la zona.

En la Tabla 2 se muestra los resultados de longitudes de estela calculados para distintas rugosidades y una comparación con el modelo CFD. Los datos de longitud de la estela son dados para un valor del 98% de los presentados como valores iniciales a la salida del parque eólico.

Tabla 2.- Estimación de longitudes de estela

Modelo	Rugosidad \$z_0\$ (m)	Longitud de la estela (Km)
WASP	0.1	6
WASP	0.5	7
WASP	1	8
CFD	0.1-0.5	8
CFD	1	7

Se asumen dos modelos dimensionales para estimar el valor de la rugosidad en la superficie del agua detrás del parque. A partir de estimaciones estándar se considera la longitud de rugosidad del agua como  $z_0=0.0002$  m.

La siguiente formula se utiliza para calcular la rugosidad de la superficie en función de el coeficiente de empuje, la altura del buje de la turbina y la intensidad de turbulencia del aire ambiente.

$$z_{0,2} = h \cdot \exp\left(\frac{-k}{\sqrt{C_T + k^2 I_1^2}}\right)$$

Las condiciones de contorno en el modelo de cambio de rugosidad se consideran crecientes según la relación:

$$\frac{dh}{dx} = C \frac{u(h)}{U(h)}$$

Donde  $h$  es la altura de la capa límite interna,  $u$  es la fricción y  $U$  es la velocidad media. La fricción de la superficie dentro de la nueva capa límite se calcula haciendo coincidir la velocidad del viento en ambos lados de la capa a la altura de la turbina.

Para el caso más simple, donde se consideran dos perfiles logarítmicos:

$$U_0(h) = \frac{u_0}{k} \ln\left(\frac{h}{z_{0\text{ agua}}}\right) = \frac{u_1}{k} \ln\left(\frac{h}{z_{0\text{ estela}}}\right) = U_1(h)$$

Los diferentes modelos de cambio de rugosidad están caracterizados por distintas hipótesis de perfiles, es decir, distintas variaciones de fricción  $u$  con la altura. Además pueden considerarse distintas variaciones de altura y estimaciones de rugosidad superficial. Todas las suposiciones pueden hacer parecer al modelo bastante arbitrario y aproximativo, pero se ha estudiado que los resultados obtenidos son bastante robustos.

Siguiendo con la formulación anterior, se puede demostrar la relación entre las velocidades de viento delante del parque, a la altura del buje, y detrás de las turbinas, dada por la distancia  $X$ :

$$\frac{U_2(h)}{U_1(h)} = \frac{\ln\left(\frac{h_1}{z_{0\text{ agua}}}\right) \ln\left(\frac{h_2}{z_{0\text{ estela}}}\right) \ln\left(\frac{h}{z_{0\text{ agua}2}}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_{0\text{ estela}}}\right) \ln\left(\frac{h_2}{z_{0\text{ agua}2}}\right) \ln\left(\frac{h}{z_{0\text{ agua}}}\right)}$$

En este caso se han igualado dos veces en lugar de una las condiciones de la capa límite. Las alturas  $h_1$  y  $h_2$  se refieren a ambos IBLS mostrados en la figura que define el modelo. La rugosidad del agua detrás del parque se considera distinta a la de condiciones atmosféricas normales. Si ambos valores de rugosidad del agua están próximos, el último ratio de comparación de la ecuación es prácticamente uno. En la

ecuación se puede comprobar la robustez del modelo mencionada anteriormente, donde los valores de altura y de rugosidad en las capas límite supuestos tienden a cancelarse en la ecuación.

Para este tipo de modelos es importante caracterizar la turbulencia que impulsa el crecimiento de IBL, ya que la estructura de la turbulencia es diferente para cada IBL. Es normal utilizar el mayor valor de turbulencia para la capa límite, asociado a la mayor rugosidad del parque eólico. Al pasar el conjunto de turbinas la turbulencia decae lentamente hasta dejar solo una leve turbulencia en la superficie del agua.

## 2.14 Modelo del toldo

El modelo del toldo pertenece al tipo de modelos de gran escala, donde se estudia la estela resultante tras un parque eólico, producida por el conjunto de todas las turbinas.

El modelo está basado en la linearización de las ecuaciones de Navier Stokes y solo la perturbación del flujo se modela en forma de perfil logarítmico. En contraste con los modelos de cambio de velocidad, en este modelo se ha introducido un volumen de control en las direcciones x, y, z. En este texto sólo se deriva el modelo como un sistema de dos dimensiones, pero puede ser fácilmente extensible a tres dimensiones.

La Figura 29 muestra el dominio de modelado, donde se tiene un flujo logarítmico de fondo sobre una pequeña rugosidad. El parque eólico actúa como un volumen de fuerza de arrastre hasta una altura h y de longitud Lc y finalmente una zona en la que hay que reajustar el flujo de fondo hasta su valor original.

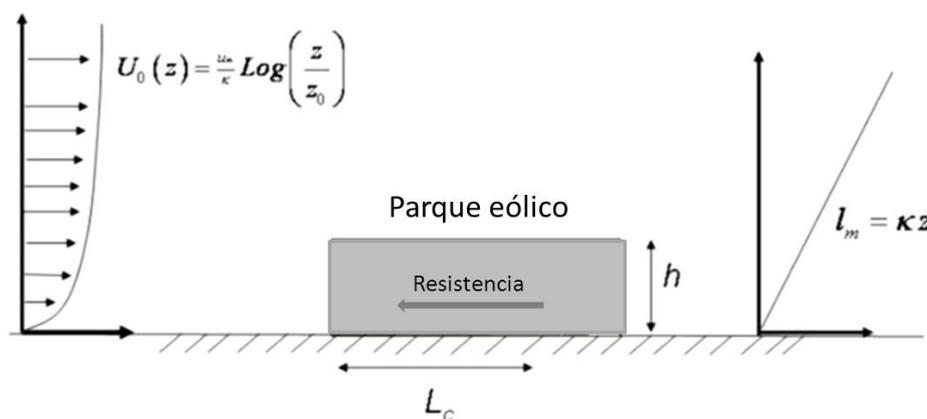


Figura 29.- Estructura del modelo del toldo [4]

La aproximación a un modelo turbulento se muestra en la Figura 29 como un perfil de longitud de mezcla, suponiendo que crece linealmente con la altura, estando a su vez en correspondencia con el perfil de fondo.

Las ecuaciones del modelo para su resolución computacional son:

$$U_j \frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial P}{\partial x_i} = \frac{\partial \tau_{ij}}{\partial x_j} - f_i$$

$$\frac{\partial U_i}{\partial x_i} = 0$$

Donde  $f_i$  es la fuerza de arrastre suavizada en el tiempo y el espacio en el parque eólico.  $U_i$  y  $P$  son las componentes del flujo también suavizadas y  $\tau_{ij}$  es el tensor de Reynolds, incluyendo las condiciones de dispersión del ambiente.

La fuerza de arrastre,  $F_i$ , en un solo elemento, como un aerogenerador, se puede modelar como:

$$F_i = \frac{1}{2} c_d A_t U_i |U|$$

Donde  $c_d$  es el coeficiente de arrastre y  $A_t$  el área. Convirtiendo la fuerza a un volumen promedio:

$$f_i = \frac{\frac{1}{2} c_d A_t U_i |U|}{h A_f} = \frac{U_i |U|}{L_c}$$

$$L_c = \frac{2 h A_f}{c_d A_t}$$

$L_c$  se define como la característica de longitud de escala del parque eólico, con la altura efectiva  $h$  y el coeficiente de arrastre  $c_d$  correspondiente al coeficiente de empuje  $C_T$  de los aerogeneradores. Con estas definiciones se puede expresar  $L_c$  en términos de parámetros del parque eólico como:

$$L_c = \frac{h s_r s_l 8}{\pi C_T}$$

Aquí  $s_r$  y  $s_l$  son las distancias entre las columnas y las filas del parque expresadas en términos de diámetro de rotor,  $D$ .

Para modelar el tensor  $\tau_{ij}$  en términos de gradiente:

$$\tau_{ij} = I_m^2 \sqrt{\left( \frac{\partial U_p}{\partial x_q} + \frac{\partial U_q}{\partial x_p} \right) \frac{\partial U_p}{\partial x_q} \left( \frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right)}$$

Donde la longitud de mezcla  $I_m$  es proporcional a  $I_m = k z$

Las ecuaciones del modelo se linearizan y a partir de este punto se trabajará con el modelo bidimensional. Las ecuaciones quedan:

$$U_0 \frac{\partial u}{\partial x} + w \frac{\partial U_0}{\partial z} + \frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial \tau}{\partial z} - f$$

$$U_0 \frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial z} = \frac{\partial \tau}{\partial x}$$

$$\frac{\partial w}{\partial z} + \frac{\partial u}{\partial x} = 0$$

Eliminando la presión  $p$  y utilizando la ecuación de continuidad se obtiene la siguiente ecuación para la perturbación  $w$ :

$$U_0 \left( \frac{\partial^2 w}{\partial z^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} \right) - \frac{\partial^2 U_0}{\partial z^2} w = - \frac{\partial^2 \tau}{\partial z^2} + \frac{\partial^2 \tau}{\partial x^2} + \frac{\partial f}{\partial z}$$

Realizando la transformada de Fourier en  $x$  se obtiene:

$$U_0 \left( \frac{\partial^2 \tilde{w}}{\partial z^2} + k^2 \tilde{w} \right) - \frac{\partial^2 U_0}{\partial z^2} \tilde{w} = - \frac{\partial^2 \tilde{\tau}}{\partial z^2} + k^2 \tilde{\tau} + \frac{\partial \tilde{f}}{\partial z}$$

Esta ecuación es una ecuación diferencial ordinaria que se resuelve numéricamente para cada número de onda  $k$  y la solución se transforma de nuevo al espacio real. Basándose en la ecuación de continuidad se puede calcular las perturbaciones  $u$  y añadirlas al flujo de fondo del viento, de perfil logarítmico en este modelo.

En la Figura 30 se muestra un ejemplo de representación de la perturbación representada por el modelo. Se muestra la perturbación en función de la altura y la distancia a favor del viento con respecto al perfil logarítmico de fondo. El parque eólico se muestra como la zona gris alrededor de 16 Km en la dirección del viento desde el inicio del cálculo y se ve que el flujo es bloqueado por el parque y llegando a la estabilidad a cierta distancia de la instalación.

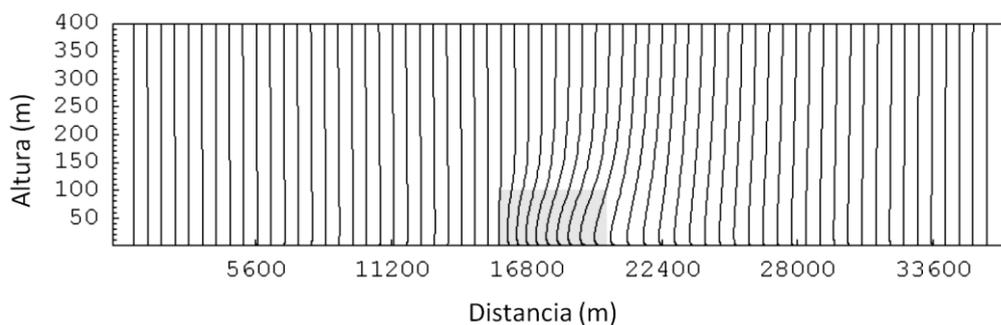


Figura 30.- Perfil de viento según el modelo del toldo [4]

## 2.15 Modelo meso-escala

El modelo meso-escala KAMM estudia el efecto de las turbinas sobre un flujo de viento, definiendo la estela como una superficie con más rugosidad que el ambiente. Se investigan distintas formas de distribuir el parque en una misma zona. Se puede usar un grupo grande de turbinas eólicas o muchos grupos más pequeños de aerogeneradores. Los resultados se presentan mediante el uso de los mapas de velocidad del viento promedio en la región del parque y por cortes transversales de la velocidad media del viento. Los resultados muestran las características de la reducción del viento simulado y la recuperación en la dirección del viento.

El modelo *Karlsruhe atmospheric mesoscale*, conocido como KAMM, se estudia en el espacio tridimensional. El modelo se puede utilizar con una resolución horizontal de hasta dos kilómetros aproximadamente. El flujo de la atmósfera se inicia con un viento geostrófico por equilibrio hidrostático. Se utiliza flujo forzado en el perfil vertical, usando cuatro alturas distintas sobre el nivel del mar, la velocidad del viento, su dirección y la temperatura.

Se ha experimentado este modelo con distintas configuraciones de parques eólicos. Todas las disposiciones ocupan el mismo número de celdas de operación en el modelo, es decir, la misma superficie marítima de explotación eólica, estudiándose así el mismo terreno con la misma energía eólica. La diferencia entre las configuraciones es la agrupación del parque en distintas celdas de la cuadrícula (zona de estudio). El rango de agrupación va desde tener un solo un gran grupo de turbinas hasta tener muchos pequeños grupos eólicos. Las distintas configuraciones estudiadas en la prueba del modelo descrito se muestran en la Tabla 3:

Tabla 3.-Descripción de las configuraciones de parque

Número	Número de grupos	Tamaño del grupo (m)	Distancia entre grupos (m)	Tamaño del parque (m)
1	1	30 x 30	-	30 x 30
2	4	15 x 15	15	45 x 45
3	9	10 x 10	10	50 x 50
4	16	7.5 x 7.5	7.5	52.5 x 52.5
5	36	5 x 5	5	55 x 55
6	144	2.5 x 2.5	2.5	57.5 x 57.5

Para cada una de las seis configuraciones de parque eólico el perfil se estudia con tres direcciones de viento diferentes, 260, 270 y 280 grados.

En la Figura 31 se muestra la representación de los resultados del modelo para las seis configuraciones. La dirección del viento se desvió ligeramente hacia la izquierda respecto a la original por la fricción con la superficie de los vientos formando la espiral de Ekman.

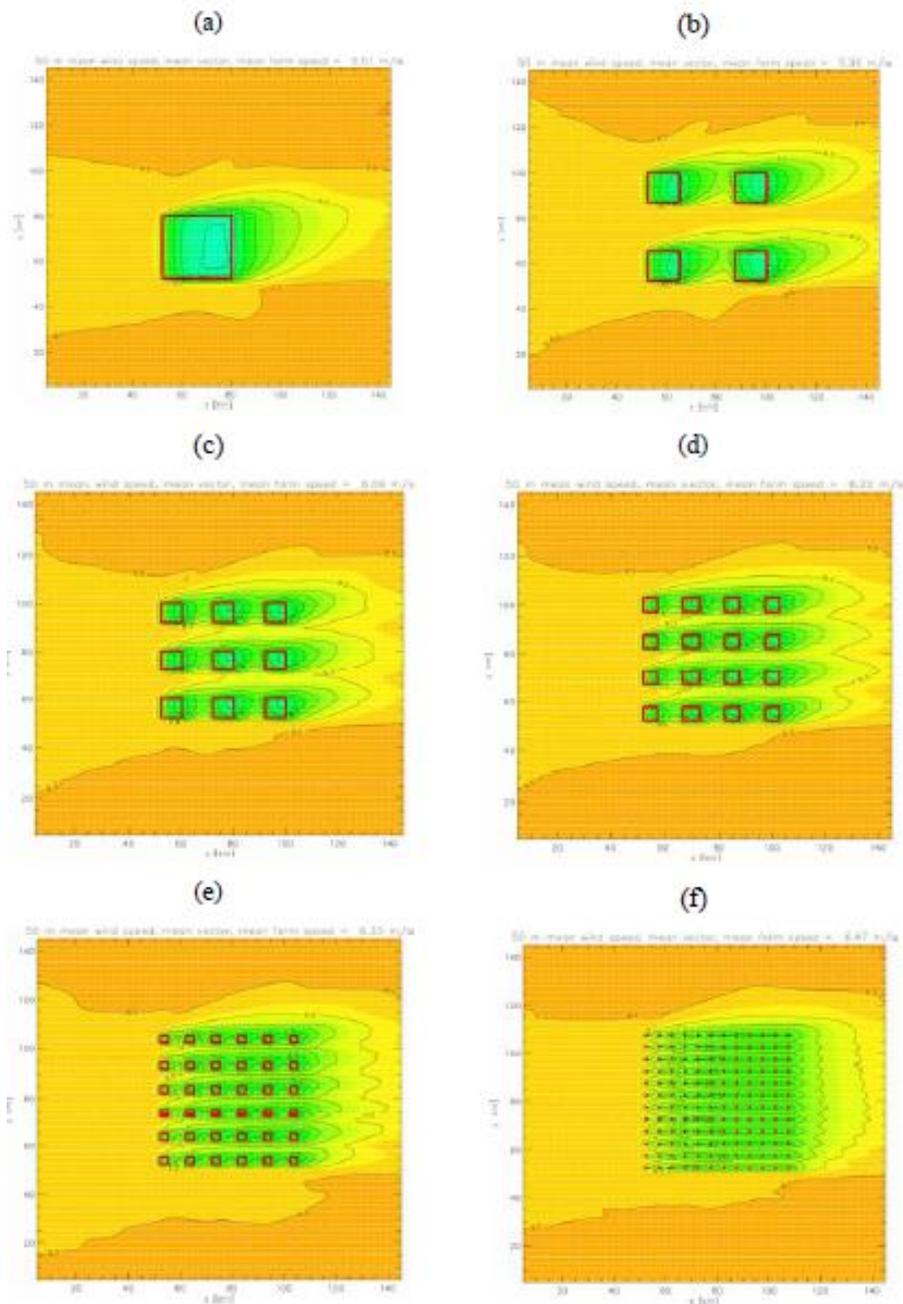


Figura 31.- Distribución de velocidad simulada para el modelo meso-escala [4]

El efecto de la rugosidad por la interposición de los parques eólicos en la dirección del viento se puede ver por la reducción de la velocidad del viento en las inmediaciones de los grupos de turbinas. Para los grupos de turbinas más grandes, la reducción de la velocidad del viento dentro del grupo también se observa en la imagen. Este efecto proporciona una acentuada baja de velocidad de viento en las disposiciones ubicadas en la orilla del grupo de turbinas. En los puntos que pasan a través de los grupos de

turbinas aparece una reducción de velocidad relativamente abrupta de velocidad de viento. La tasa de reducción de velocidad disminuye con la distancia entre grupos de turbinas, la velocidad del viento en el interior del mayor parque eólico se acerca a una asíntota, momento en que la rugosidad se ha ajustado casi al perfil constante de viento.

La recuperación de la velocidad del viento en los pequeños grupos de turbinas no se alcanza porque la distancia entre los grupos de turbinas es demasiado pequeña. La recuperación de la velocidad del viento se produce a unos 30- 60 km, similar en todas las configuraciones. La velocidad media del viento en los grupos de turbinas da una indicación de la posible producción de potencia para cada configuración. Los pequeños grupos de turbinas ofrecen la mejor producción de energía para un determinado número de turbinas, pero la superficie total utilizada por el parque eólico es mayor. Por tanto, cualquier análisis para llegar a una calificación de eficiencia según la configuración necesita una consideración especial de la cantidad de energía que se desea maximizar.

## 2.16 La Intensidad de Turbulencia

Las turbinas expuestas a estelas están sometidas a mayores cargas y realizan mayor trabajo a fatiga que las que se encuentran en condiciones de viento libre. Por ello, antes de seleccionar el modelo de turbina a instalar es necesario calcular los niveles de turbulencia a los que está sometido dadas las condiciones de la estela incidente.

La turbulencia asociada a las estelas puede ser calculada usando diferentes modelos, los cuales presentan distinto grado de detalle y precisión. El rango de estos modelos de cálculo de turbulencia va desde modelos simples de ingeniería hasta avanzados modelos computacionales de dinámica de fluidos.

Para estimar el diseño, el tiempo de vida y la fatiga de los aerogeneradores, los niveles de turbulencias a los que estarán sometidos son de gran importancia. Para tener presente la turbulencia presente en el ambiente y en las estelas se ha definido el término intensidad de turbulencia.

La intensidad de turbulencia se define como el cociente entre la desviación estándar de la velocidad del viento y la media de la velocidad del viento en 10 minutos.

$$I_T = \frac{\sigma_u}{U_{10}}$$

Para calcular el nivel de turbulencia de una estela el nivel de turbulencia del ambiente debe ser estimado ya sea a través de mediciones meteorológicas, de la rugosidad o usando algún modelo de flujo. Aunque la ecuación de cálculo de la turbulencia pueda

parecer sencilla, para conocer la intensidad de turbulencia hay que tener muchas posibles situaciones en cuenta ya que diferentes medidas tienen suelen presentar una dispersión significativa.

Para el caso de la turbulencia asociada a una estela, igualmente se define la intensidad de turbulencia como el cociente entre la desviación estándar y la velocidad media del viento. Aunque es común relacionar la intensidad de turbulencia a la velocidad del viento libre del ambiente. La ecuación que define la intensidad de turbulencia en la estela es:

$$I_{total} = \sqrt{I_{ambiente}^2 + I_{parque}^2}$$

Cuando la turbina opera en una estela parcial, hay que calcular el nivel de turbulencia añadido.

A continuación se va a presentar un listado con los modelos de intensidad de turbulencia más comunes. En cada modelo se presenta su formulación y en función de que parámetros se estima la intensidad de turbulencia creada por un parque eólico:

- Modelo danés

Este modelo consiste en añadir a un modelo simple de estela el efecto de la turbulencia. Si las turbinas están dispuestas a una distancia de cinco diámetros de rotor entre columnas y tres diámetros de rotor entre filas, entonces se puede considerar como valor de intensidad de turbulencia del parque 0,15. Como alternativa, se puede utilizar una medida que varía con la velocidad del viento y la distancia entre turbinas.

$$I_{parque} = \beta_v \cdot \beta_l \cdot 0,15$$

Donde  $\beta_v$  es un parámetro dependiente de la velocidad del viento y  $\beta_l$  es un parámetro dependiente de la distancia entre turbinas y el tipo de configuración del parque.

- Modelo Frandsen y DIBt

Consiste en un modelo empírico de la turbulencia para calcular su integración en los modelos de estelas. El modelo tiene en cuenta diferentes respuestas a fatiga en los aerogeneradores. Las ecuaciones utilizadas contemplan la hipótesis de una dirección de viento uniforme. La ecuación que modela la intensidad de turbulencia del parque es:

$$I_{T,total} = \left[ (1 - N \cdot p_w) \cdot I_T^m + p_w \sum_{i=1}^N I_{T,w}^m(s_i) \right]^{1/m}$$

$$I_{T,w} = \sqrt{\frac{1}{[1,5 + 0,3 \cdot s_i \cdot \sqrt{v}]^2} + I_T^2}$$

Donde los distintos parámetros representan el número y distribución de las turbinas, los materiales de los aerogeneradores, la velocidad del viento o la intensidad de turbulencia del ambiente.

Para parques de aerogeneradores de gran tamaño, este modelo propone una fórmula alternativa más sencilla, que es función exclusivamente de la distancia entre turbinas y de la velocidad de viento:

$$I_w = \frac{0,36}{1 + 0,08 \sqrt{s_r s_f v}}$$

- Modelo DC Quarton y Laboratorios TNO

Este modelo consiste en una ecuación sencilla que determina la turbulencia añadida a la estela. Distintos investigadores han estudiado y desarrollado la ecuación para ajustar los distintos parámetros. La ecuación tiene la forma:

$$I_{añadida} = K_1 \cdot C_T^{\alpha_1} \cdot I_{ambiente}^{\alpha_2} \cdot (X/X_n)^{\alpha_3}$$

- Modelo B. Lange

En este caso la turbulencia se calcula a partir de las ecuaciones del modelo de viscosidad de las estelas. La intensidad de turbulencia se obtiene del modelado básico, la desviación estándar dividida por la velocidad media. La aportación de este modelo es la relación con el remolino de viscosidad formado en la estela, quedando la fórmula siguiente:

$$I_T = \varepsilon \frac{2,4}{k \cdot U_0 \cdot z_h}$$

- Modelo G.C. Larsen

Se utiliza una simple ecuación empírica para calcular el nivel de turbulencia de la estela. Aguas abajo del aerogenerador, la intensidad de turbulencia aportada por la estela es:

$$I_{estela} = 0,29 S^{-1/3} \sqrt{1 - C_T}$$

Ecuación que es función principalmente del distanciamiento entre turbinas y del coeficiente de empuje. La expresión solo es válida para distancias superiores a dos diámetros de rotor entre turbinas.



## Capítulo 3

# Descripción del Programa

### 3.1 Presentación del programa

Para la ejecución del programa objeto del presente proyecto es necesario ejecutar en el programa Matlab el archivo principal, donde se encuentra el código básico para el funcionamiento del programa. Este archivo se denomina "PRINCIPAL.m". Para su puesta en marcha es necesario escribir PRINCIPAL en la ventana Command Window de Matlab y pulsar intro.

El primer paso que realiza el programa es mostrar al usuario una ventana de presentación, como la mostrada en la Figura 32. En ella se pueden ver los datos referentes al proyecto y un botón de ejecución. Al ser pulsado dicho botón comienza el trabajo del programa.



Figura 32.- Ventana presentación del programa

## **3.2 Esquema conceptual del programa**

En el presente capítulo se va a describir el programa creado para el estudio de un parque eólico objeto del presente proyecto. A lo largo de los sucesivos apartados se van a describir los distintos pasos que sigue el programa, presentando como se tratan los datos y los resultados ofrecidos por el programa tras su ejecución para realizar un estudio técnico y económico de un parque eólico.

Para tener una visión global, en este apartado se muestra un esquema conceptual de todos los pasos ejecutados en el programa. Dicho esquema se presenta en la Figura 33. El programa se ha dividido en siete bloques principales, dentro de los cuales se realizan distintas funciones y operaciones.

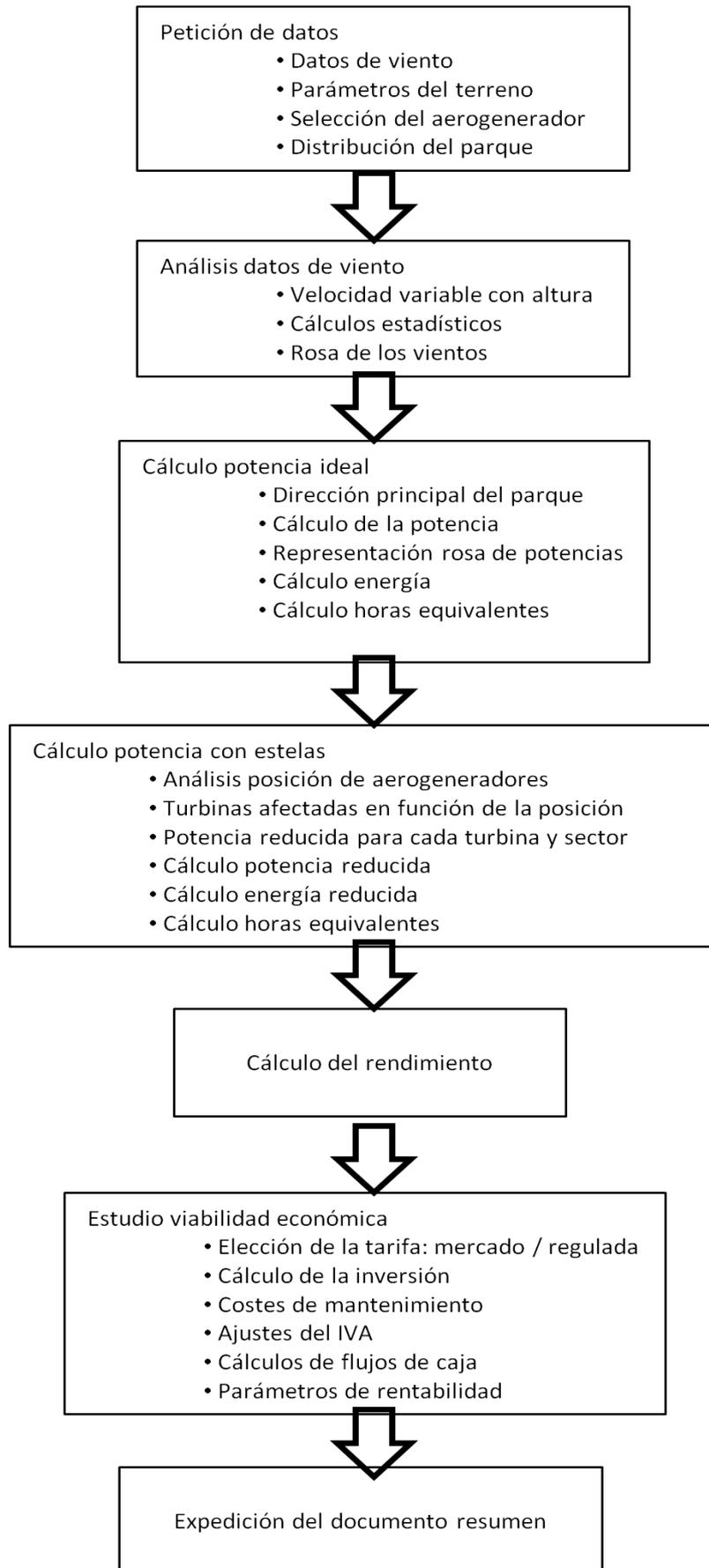


Figura 33.- Esquema conceptual del programa

### **3.3 Petición de entradas del programa por pantalla**

En este punto se van a enumerar y describir los parámetros que son de libre elección por el usuario del programa de cálculo. Estas entradas son de dos tipos, por un lado se solicitarán valores concretos para un parámetro determinado, y en otros momentos se presentará una lista de opciones, de la cual se seleccionará el elemento que mejor se ajuste al desarrollo de parque eólico que se pretende estudiar. Además, se comentarán como se deben introducir los elementos al programa, teniendo en cuenta factores tales como unidades u ordenación de elementos dentro de una matriz. En cuanto a la forma de petición de datos por parte del programa se realiza a través de ventanas dinámicas que aparecen a lo largo de la ejecución del programa en el orden en que los datos requeridos son necesarios para la continuidad en la ejecución del código. Estas ventanas tienen la particularidad de ofrecer unos valores por defecto para cada parámetro solicitado. Tales valores pueden ser aceptados directamente si se consideran adecuados o modificados. Para cerrar las ventanas de petición de datos y aceptar los valores seleccionados hay que pulsar el botón de aceptar que se ubica en cada ventana.

#### **3.3.1 Fichero de datos de viento**

Para la utilización de este programa es necesario disponer de un archivo de mediciones de viento. Como se ha explicado en el capítulo de introducción, antes de construir un parque eólico hay que realizar una campaña de medición del viento del emplazamiento seleccionado. Los parámetros que se suelen recopilar en esta etapa de medición son las velocidades de viento y su dirección asociada con una frecuencia de muestreo fija, usualmente de diez minutos. Estos valores se toman en una torre meteorológica a una altura dada. Cuanto mayor sea la cantidad de datos obtenida, más próximos a la realidad serán los cálculos realizados por el programa.

El programa solicita un fichero de datos de viento, y el usuario deberá introducir el nombre de un fichero con extensión .txt entre apostrofes, por ejemplo, 'datos.txt'. Este fichero, generalmente un bloc de notas, debe contener dos columnas, en la primera los valores de velocidad y en la segunda la dirección de viento asociada a cada velocidad. El texto contendrá tantas filas como mediciones se hayan realizado.

Además, se solicitará la altura a la que se hayan realizado las mediciones, es decir, la altura de la torre meteorológica, de esta forma que el programa pueda extrapolar los datos introducidos a la altura de los aerogeneradores, punto en el que se producirá la energía.

### 3.3.2 Selección del modelo de aerogenerador

Para la selección de un aerogenerador el programa principal hace llamada a un programa auxiliar llamado “aeros”, el cual abre una ventana de selección y dentro del cual se realizan todos los pasos que se detallan a continuación. Dicha ventana de selección se muestra en la Figura 34.

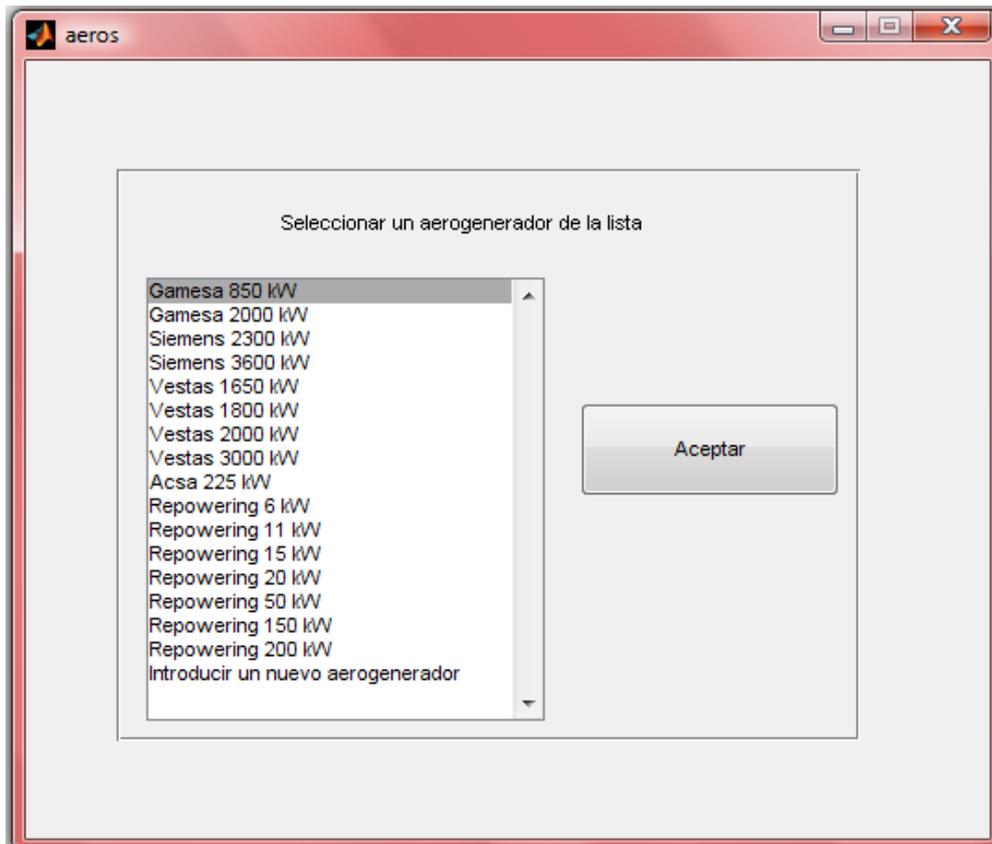


Figura 34.- Ventana para la selección de un aerogenerador

En este punto, el programa ofrecerá una base de datos consistente en un listado de aerogeneradores. En dicha lista se encuentra una amplia variedad de modelos de turbinas de distintas marcas y potencias nominales, todas disponibles en el mercado. Los aerogeneradores ofrecidos se encuentran en la Tabla 4:

Tabla 4.- Listado de aerogeneradores disponibles

Marca	Potencia (kW)
Gamesa	850
Gamesa	2000
Siemens	2300
Siemens	3600
Vestas	1650
Vestas	1800
Vestas	2000
Vestas	3000
Acsa	225
Repowering	6
Repowering	11
Repowering	15
Repowering	20
Repowering	50
Repowering	150
Repowering	200

Al seleccionar un aerogenerador estamos asumiendo un listado de parámetros asociados a él, con los que pasará a trabajar el programa. Estos valores son el radio del rotor del aerogenerador, la altura del buje de la turbina, la potencia nominal, el coeficiente de empuje y una tabla donde se relaciona la potencia producida para cada velocidad. Esta tabla se ha obtenido a partir de la curva de funcionamiento del aerogenerador suministrada, al igual que el resto de parámetros, por catálogos de los distintos fabricantes. Todos estos elementos serán mostrados por pantalla, al igual que una figura donde se representa la curva de producción de potencia respecto a la velocidad.

Por ejemplo, si seleccionamos un aerogenerador de siemens de 2.300 kW de potencia nominal, sus parámetros correspondientes serán 41.2 metros de radio de rotor, 80 metros la altura del buje y la curva de potencia que se muestra en la Figura 35.

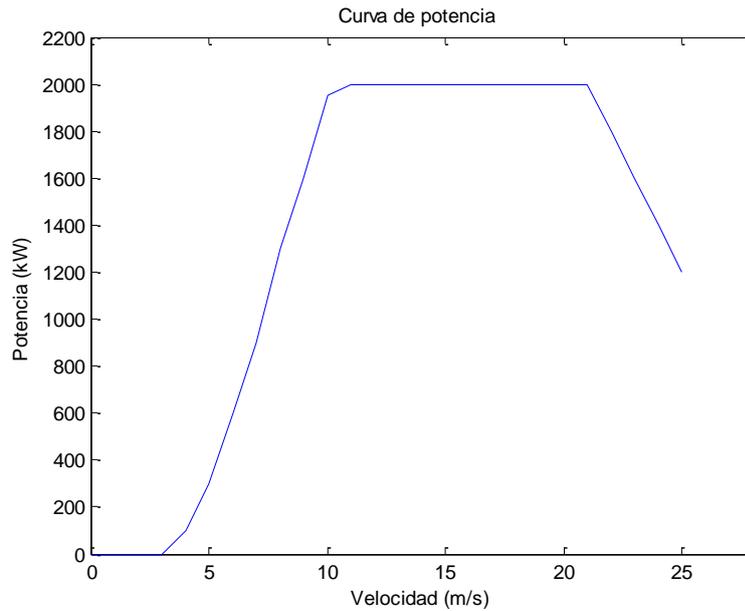


Figura 35.- Curvas de potencia para Siemens, 2000 kW

Si no se encontrase ninguna turbina en la base de datos que se adecuase a las necesidades del usuario, el programa ofrece la oportunidad de introducir los parámetros de otro aerogenerador. Si se selecciona esta opción, se le realizarán las siguientes peticiones sobre el nuevo modelo, en una nueva ventana como la mostrada en la Figura 36, el radio del rotor, la altura del buje, la potencia nominal y una matriz con dos filas, en la primera se introducirán las velocidades y en la segunda su potencia correspondiente y tantas columnas como valores se obtengan de la curva de potencia del aerogenerador.

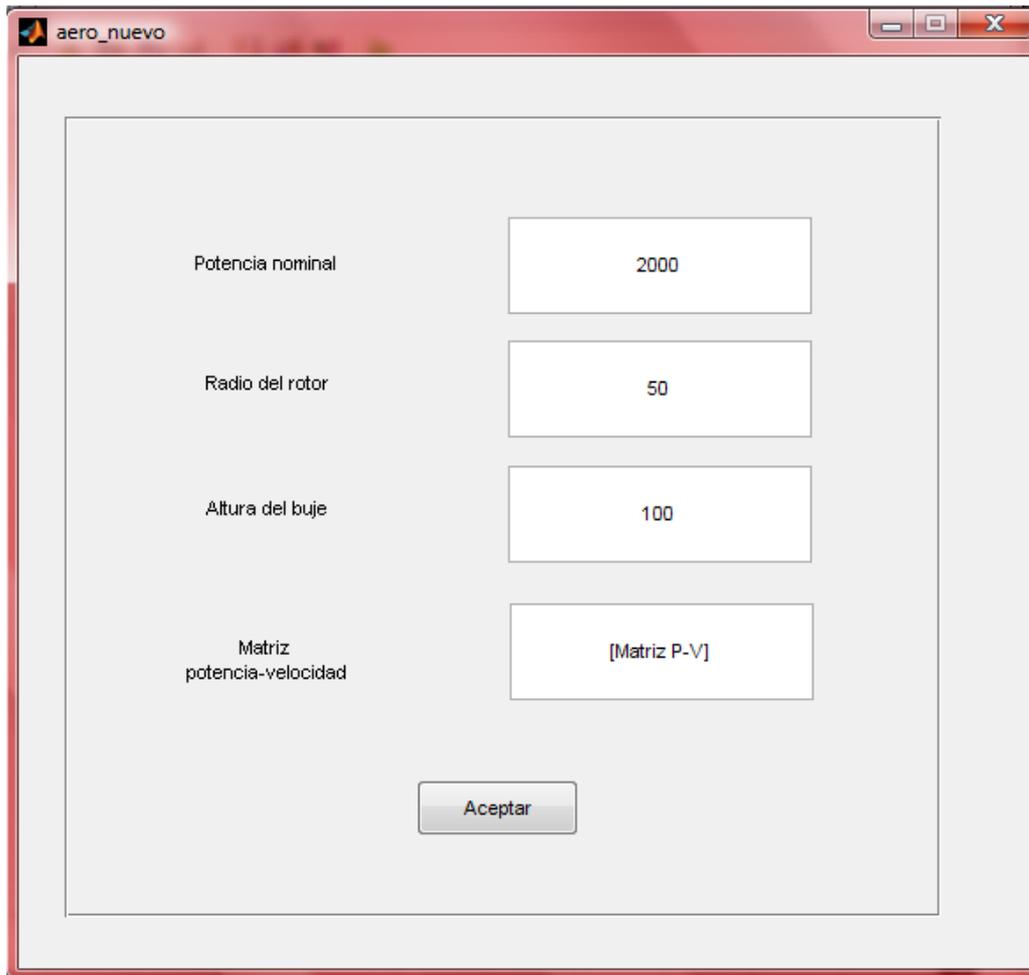
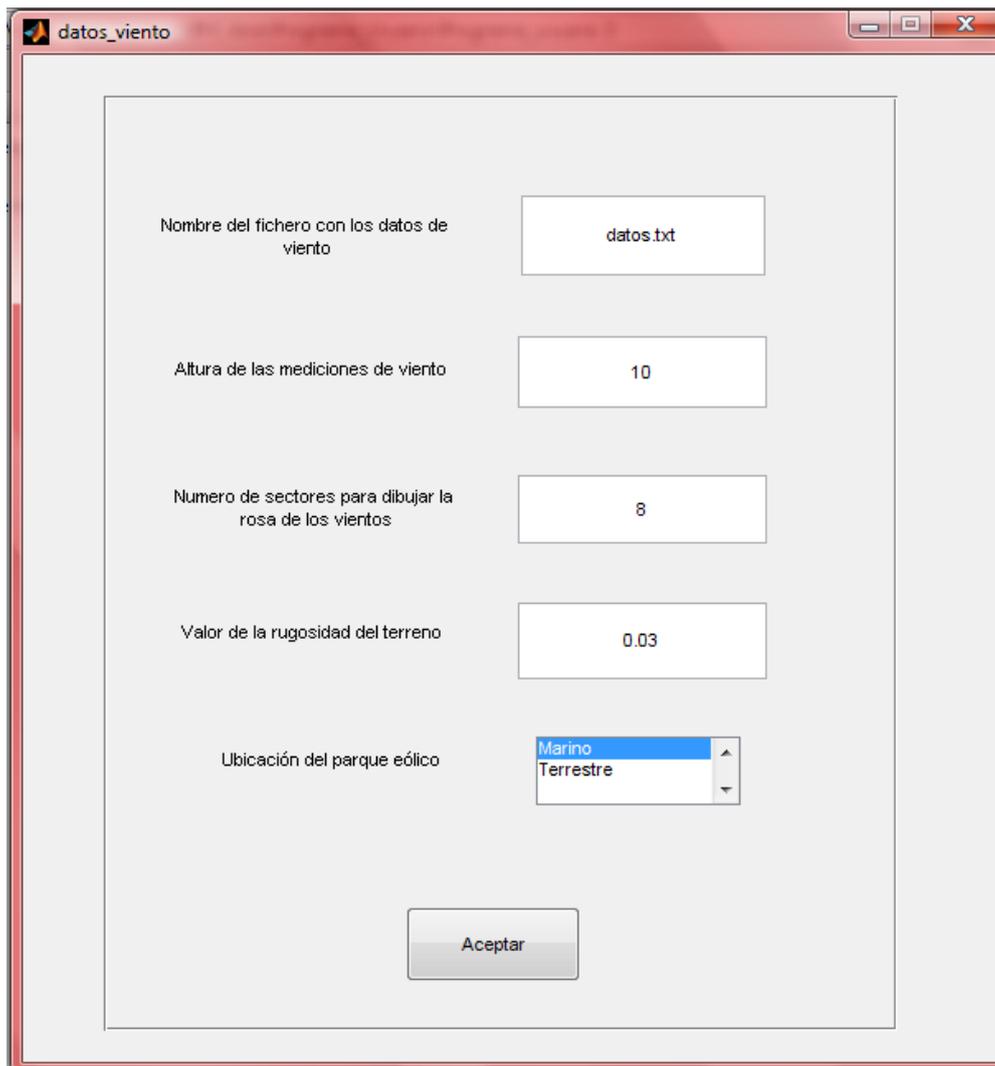


Figura 36.- Ventana para la introducción de un nuevo aerogenerador

### 3.3.3 Parámetros del terreno

El parámetro característico del terreno que es requerido para la ejecución del programa es el valor de la rugosidad del terreno. Como se comentó en el capítulo introductorio, este valor es utilizado en el programa para calcular la curva que relaciona la velocidad del viento con la altura. Además es importante determinar si el parque eólico se localiza en una ubicación marina o terrestre, ya que este dato será necesario además de para conocer el valor de la rugosidad, para el análisis de viabilidad económica. Esto es debido a que las tarifas no son las mismas para parque situados en tierra firme que en el mar. En la Figura 37 se muestra la ventana resumen donde se piden todos los datos correspondientes al terreno y otros adicionales que se explicarán en capítulos posteriores.



The image shows a software window titled "datos\_viento" with a red border. Inside the window, there are five input fields and one button. The fields are arranged vertically and labeled on the left:

- Nombre del fichero con los datos de viento: datos.txt
- Altura de las mediciones de viento: 10
- Numero de sectores para dibujar la rosa de los vientos: 8
- Valor de la rugosidad del terreno: 0.03
- Ubicación del parque eólico: Marino (selected), Terrestre

At the bottom center of the window is a button labeled "Aceptar".

Figura 37.- Ventana petición datos terreno y datos de viento

### 3.3.4 Localización de aerogeneradores

Para la ubicación de los aerogeneradores en el terreno el programa principal hace llamamiento al programa auxiliar "selec\_disp", el cual abre la ventana mostrada en la Figura 38 para la elección de la disposición de aerogeneradores que se desea para el parque eólico.

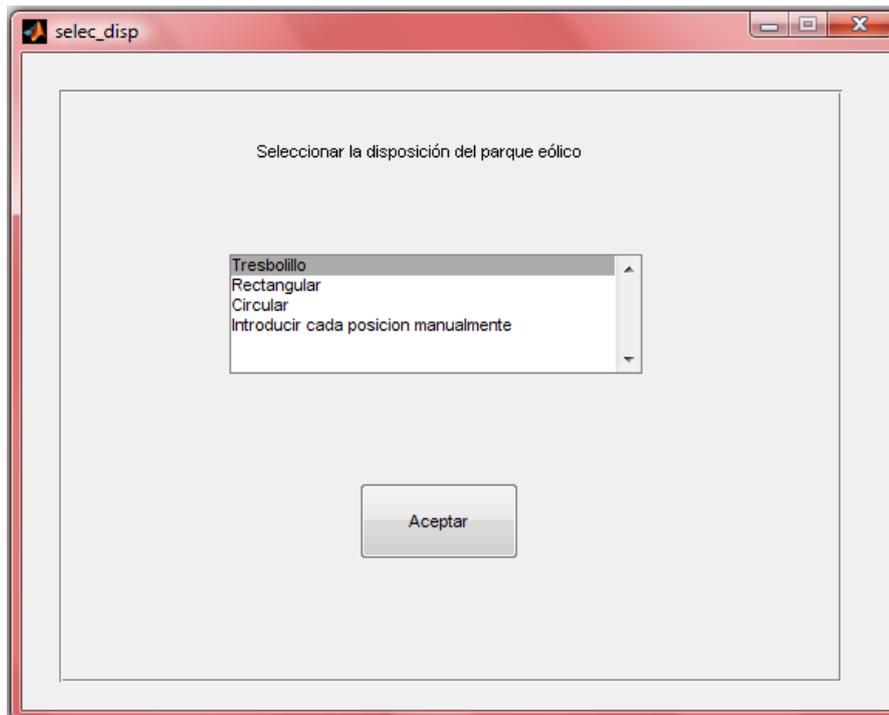


Figura 38.- Ventana de selección de la disposición

El programa nos ofrece varias opciones para la situación en planta de los aerogeneradores, entre ellas, la de introducir la localización de forma manual para cada una de las turbinas o la elección de una disposición común. El listado de disposiciones que ofrece el programa para ubicación de las turbinas es al tresbolillo, rectangular y circular. En función de la opción seleccionada, el programa accederá a la ventana de trabajo correspondiente, donde en primer lugar se requerirán los datos al usuario, y posteriormente se realizarán los cálculos necesarios.

En el primer caso, para introducir la ubicación de los aerogeneradores de forma manual, el programa solicitará introducir una matriz con dos columnas y tantas filas como aerogeneradores se deseen. Se asume un terreno rectangular y la posición cero en la esquina inferior izquierda, siendo el eje y la dirección vertical y el eje x la dirección horizontal. Un esquema de cómo se concibe el parque se muestra en la Figura 39. En la matriz a introducir se considera que la primera columna corresponde a la posición en el eje x y la segunda a la posición en el eje y. Los valores se introducirán en metros desde la posición cero.

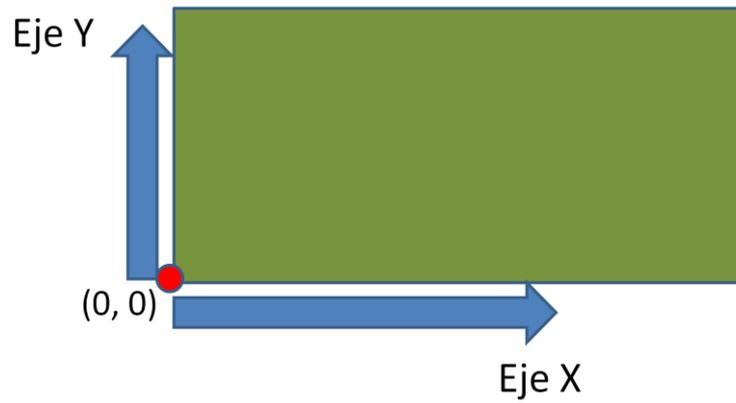


Figura 39.- Esquema para la introducción de aerogeneradores

Si se elige la opción de diseñar un parque al tresbolillo, el programa solicitará los siguientes valores: el número de filas, el número de aerogeneradores por fila, la distancia entre los aerogeneradores de una misma fila medida en diámetros de rotor y la distancia entre filas también en diámetros de rotor, tal como se muestra en la Figura 40. A partir de estos datos de entrada el programa realiza los cálculos pertinentes para localizar donde se sitúa cada aerogenerador.

La imagen muestra la interfaz de usuario de la ventana 'tresbolillo'. Contiene los siguientes elementos:

- Número de filas:
- Número de aerogeneradores por fila:
- Distancia entre los aerogeneradores de una misma fila:  D
- Distancia entre filas:  D
- Botón 'Aceptar' centrado al fondo.

Figura 40.- Ventana introducción parámetros disposición al tresbolillo

La matriz que devuelve el subprograma en una matriz de ceros y dimensiones las del parque en metros. En esta matriz se ha colocado un uno en la posición donde se sitúa cada aerogenerador. La matriz representa un mallado del parque en metros y será utilizada para conocer la distancia entre los distintos aerogeneradores para cualquier dirección. Un esquema de la distribución en planta de un parque al tresbolillo se muestra en la Figura 41.

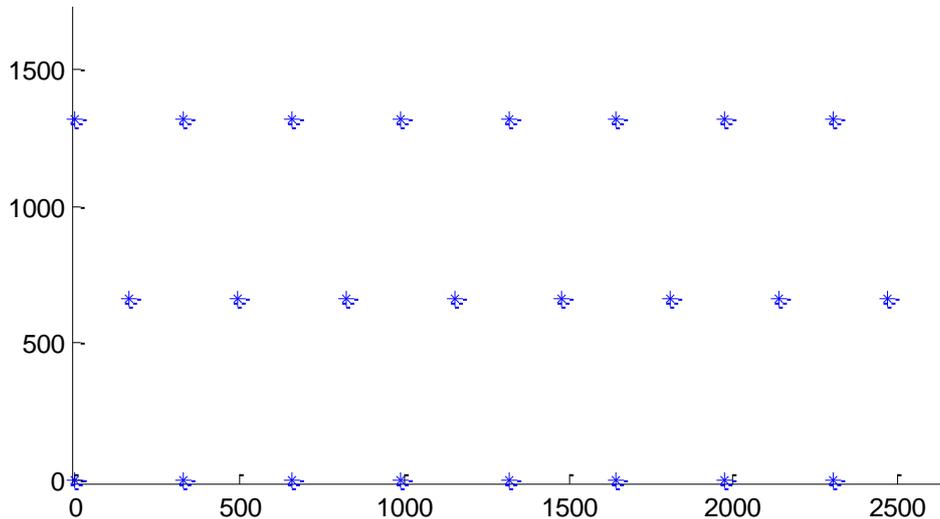


Figura 41.- Disposición de un parque eólico al tresbolillo

En este ejemplo se dispone de tres filas y ocho aerogeneradores por fila. La distancia entre aerogeneradores de una misma fila es cuatro diámetros de rotor y la distancia entre filas es de ocho diámetros de rotor. Tanto en el eje X como en el Y se pueden deducir las distancias reales, según el modelo de turbina seleccionado.

En la disposición rectangular los aerogeneradores están situados en una cuadrícula de forma equidistante unos de otros. De forma similar a la elección de una planta al tresbolillo, en la disposición rectangular se tienen varios parámetros de entrada: el número de filas y columnas y las distancias entre ellas medidas en diámetros de rotor.

Por último en la disposición circular, las turbinas se localizan en un sector circular, en varios radios separados cierto ángulo y en un número de circunferencias concéntricas. En este caso, un parámetro con gran importancia es el radio de dichas circunferencias, ya que determina en gran medida el distanciamiento entre distintos aerogeneradores. Un ejemplo de disposición circular se muestra en la Figura 42. Los parámetros de entrada requeridos al usuario en este caso son: el número de radios o columnas, el ángulo entre radios, número de filas o circunferencias concéntricas, la distancia entre dichas circunferencias y la distancia al origen o radio de la primera circunferencia.

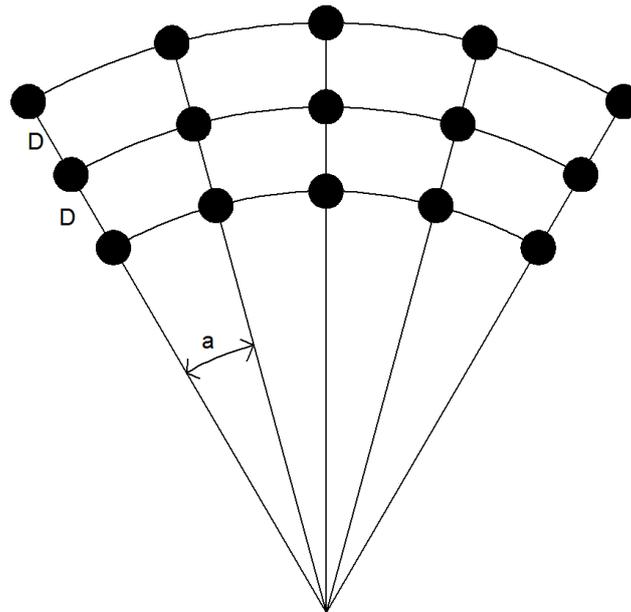


Figura 42.- Configuración circular de un parque eólico

### 3.4 Análisis de los datos de viento

En este punto se van a describir todos los pasos a realizar sobre los datos de viento introducidos en el programa mediante la lectura de un fichero. El objetivo de estos cálculos sobre los valores de viento es ordenarlos para su utilización a la hora de calcular la potencia producida por las turbinas. El resultado será la presentación ordenada de dichos datos en una rosa de los vientos donde se pueden observar y estudiar las características eólicas del emplazamiento. Además, se extrapolarán los datos medidos, mediante cálculos estadísticos, para que sean representativos del viento futuro en la zona de estudio.

#### 3.4.1 Velocidad variable con la altura

Para el cálculo efectivo de las predicciones de viento es necesario conocer su velocidad a la altura a la que se encuentra el eje de la turbina. Como se explicó es el apartado de caracterización de los viento, la velocidad del aire es variable con la altura, ofreciendo una velocidad menor cuanto más cerca se encuentre del suelo, fenómeno debido al frenado por la superficie terrestre. Para la curva de variación de la velocidad con la altura es necesario disponer del dato de la rugosidad del terreno. La ecuación utilizada para calcular dicha variación es la siguiente:

$$V_h = V_{ref} \frac{\ln \frac{z_h}{z_0}}{\ln \frac{z_{ref}}{z_0}}$$

Donde  $z_0$  es la rugosidad del terreno, y los parámetros de referencia son los valores medidos a la altura de recopilación de los datos.

La Figura 43 muestra la variación de la velocidad del viento con la altura para unos datos de entrada:

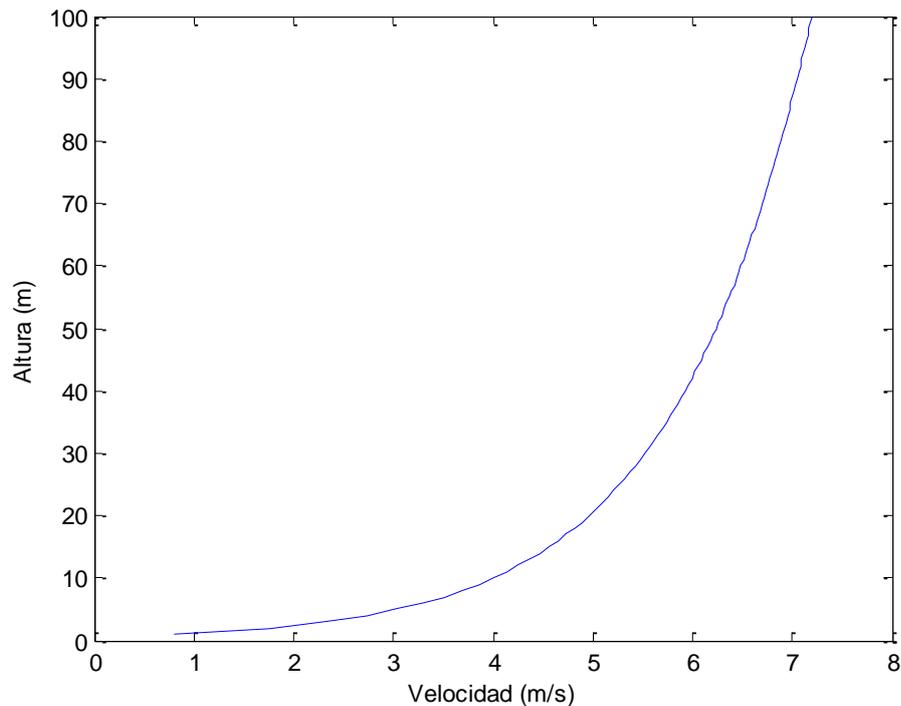


Figura 43.-Variación de la velocidad con la altura para un coeficiente de rugosidad de 0.56

Además el programa realiza el cambio de escala de todas las velocidades medidas desde la altura de recopilación de medidas a la altura del buje de la turbina, valor dado por el aerogenerador seleccionado. A partir de este momento, este nuevo vector de velocidades es el que se considerará para el resto de cálculos.

### 3.4.2 Elección del número de sectores

Se considera como referencia puntual un aerogenerador, donde el aire puede acceder hasta él desde todos los puntos a su alrededor. Los 360 grados a su alrededor son posibles direcciones de viento que lleguen a la turbina. Esta zona de estudio puede dividirse en tantas partes o sectores como se deseé.

El programa ofrece la posibilidad de elegir el número de sectores para los que se realizará el estudio. Este número determina la exactitud de los cálculos que se van a realizar a lo largo del programa. Si se aumenta la cantidad de divisiones, el estudio

estará más próximo a la realidad y si el número es bajo, el resultado será más aproximado. El principal factor de esta variabilidad que influenciará en el rendimiento final obtenido para la instalación será el cálculo de las estelas. Un estudio pormenorizado de este fenómeno será analizado posteriormente.

Por otro lado este dato es relevante para la creación de la rosa de los vientos, donde se dividirán los datos de viento para cada sector. Existen rosas de los vientos normalizadas, suelen ser de ocho, doce o dieciséis sectores, y tienen su origen en la claridad que supone la representación de los datos para esas divisiones.

Una vez conocido el número de sectores, el programa determina el rango de direcciones de viento que corresponde a cada sector y repasa la lista de datos de viento asignando a cada sector las direcciones de viento que le corresponden y sus velocidades asociadas.

Las direcciones de los datos medidos de viento estarán realizadas respecto a un punto de referencia y tendrán valores desde cero a trescientos sesenta grados. Se considerará este punto de referencia como el origen de la rosa de los vientos que se va a calcular, de forma que el punto de referencia con dirección cero sea la dirección principal del primer sector de la rosa de los vientos. Se calcula el rango de direcciones para cada sector como trescientos sesenta dividido entre el número de sectores deseados. Para el primer sector su límite inferior será trescientos sesenta menos el rango dividido por dos y el límite inferior el rango dividido entre dos. En la Figura 44 se muestra un ejemplo de divisiones para una rosa de cuatro sectores.

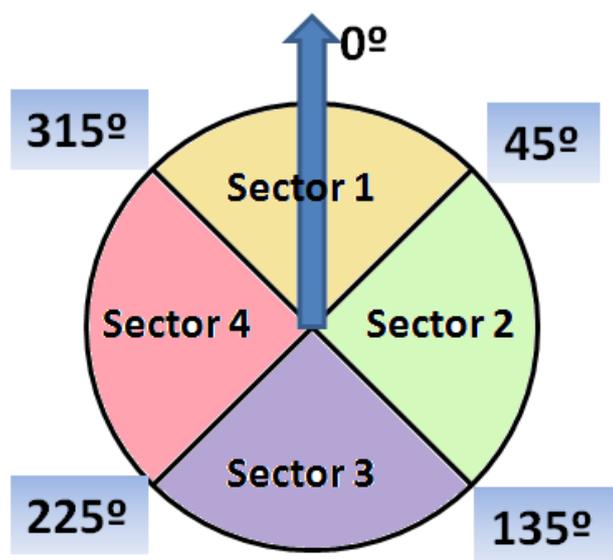


Figura 44.- División de ángulos para una rosa de ocho sectores

### 3.4.3 Cálculo de los parámetros de la rosa de los vientos

La rosa de los vientos es una representación de los vientos según su dirección y velocidad. Generalmente muestran la probabilidad de vientos y la velocidad media para cada sector. Para poder llegar a esta representación es necesario, previa elección del número de sectores y división de las medidas en intervalos, calcular los parámetros que se dibujarán en cada rosa de los vientos.

En primer lugar el programa se ocupa de calcular las probabilidades de que el viento circule en cada uno de los sectores. Este cálculo es sencillo, se contabiliza el número de mediciones en cada sector y se divide por el muestreo total. El programa realiza el cálculo de esta probabilidad para cada sector introduciendo las medidas de velocidad correspondientes en un programa auxiliar llamado "frecuencia\_intervalos". El conocimiento de la probabilidad de cada sector nos ofrece información sobre cuáles son las direcciones en las que es más frecuente la circulación de vientos, y por tanto, es una dirección más favorable para el futuro parque eólico.

El siguiente parámetro a calcular es la velocidad media en cada sector. Esto se consigue realizando la media aritmética de todas las velocidades medidas para cada sector. Para la producción de potencia es interesante conocer las zonas donde la intensidad del aire es mayor, es decir, donde la velocidad del viento es mayor. Consecuentemente esta será la dirección donde se podrá extraer más energía.

Por último se ofrecerá una representación mediante diagrama de barras de la frecuencia de cada velocidad para cada sector. Este esquema muestra la distribución de velocidades para cada sector, aportando información sobre cuál va a ser el rango de trabajo en velocidad de la turbina. Un ejemplo se muestra en la Figura 45.

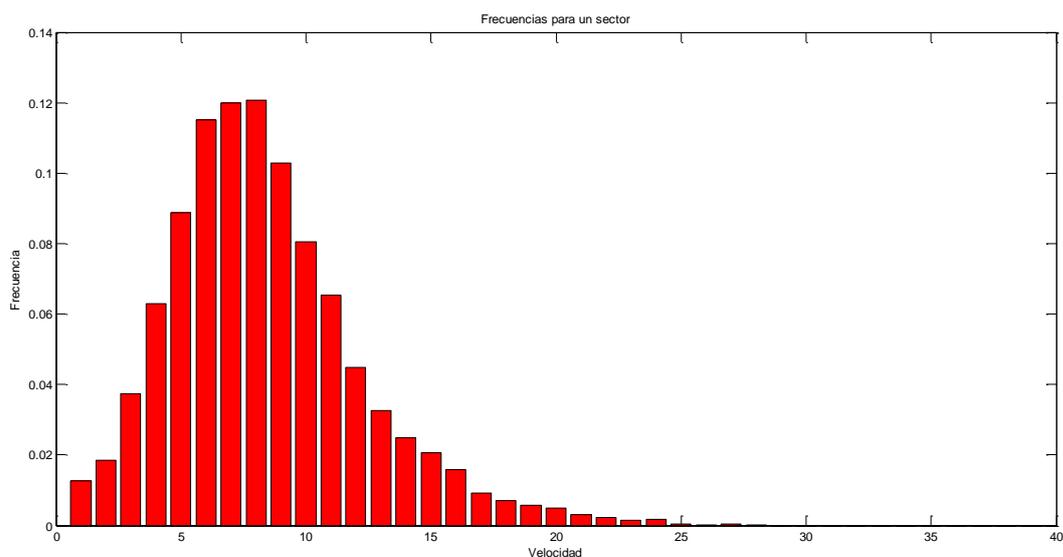


Figura 45.- Diagrama de barras de frecuencias para un sector.

Esta curva se puede utilizar para compararla con las curvas de producción de potencia proporcionadas por los fabricantes de turbinas y así estimar la producción de energía.

### 3.4.4 Cálculos estadísticos

Como ya se ha comentado anteriormente, los datos obtenidos durante la campaña de medición de los vientos representan las características ambientales durante el periodo de muestreo, pero no son la secuencia de vientos que se van a dar en el futuro. Para extrapolar estas medidas a posibles situaciones futuras hay que darle un tratamiento estadístico. La distribución estadística que más se asemeja a las mediciones típicas de viento es la distribución de Weibull.

El programa de cálculo utiliza una función incluida en la biblioteca de Matlab que proporciona los parámetros característicos de una distribución Weibull a partir de los vectores de velocidad como entradas. Esta operación es realizada para cada sector, ya que a partir de este momento el tratamiento será individualizado por sectores. La función utilizada es `wblfit (V)` y su salida devuelve dos valores, en primer lugar el parámetro de escala  $C$  y en segunda posición el parámetro de forma  $k$ .

A partir de estos parámetros se puede calcular la probabilidad de que ocurra una velocidad dada. La fórmula que proporciona la función de densidad o probabilidad para cada velocidad es:

$$p(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Los datos correspondientes a cada sector son introducidos en el subprograma "distribución\_weibull", del cual se obtienen los parámetros característicos de la distribución y la probabilidad asociada a cada velocidad.

Para cada sector obtenemos la probabilidad en velocidad y tiene la forma que se muestra en la Figura 46:

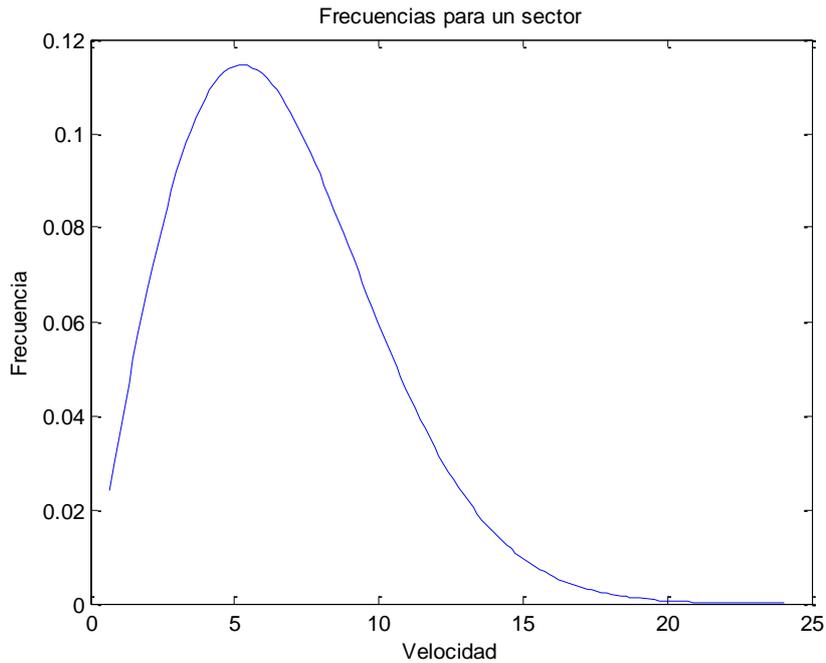


Figura 46.- Frecuencia Weibull

Para el caso representado es más frecuente disponer de velocidades bajas de viento, del orden de tres a ocho metros por segundo. Este esquema no es genérico para cualquier zona de estudio, ya que la curva de velocidades puede ser muy variable. Pero es importante notar que la forma de la distribución suele mantenerse constante.

En este punto el programa ofrece una comparación gráfica del diagrama de barras y la curva de distribución de frecuencia para poder observar cuanto de aproximada es la distribución Weibull para cada sector.

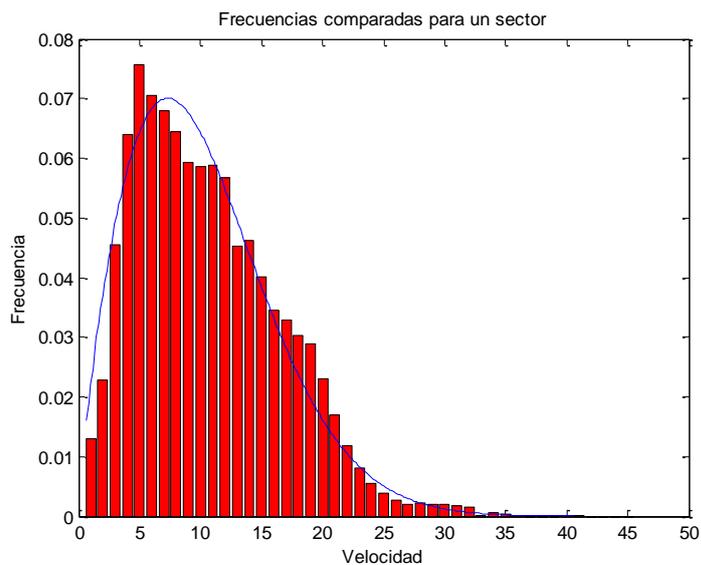


Figura 47.-Comparativa de frecuencias real y estadística.

Es fácil comprobar lo bien que aproxima la distribución Weibull la probabilidad de una distribución de viento. Este patrón se repetirá para todos los sectores y casos que se le introduzcan al programa. El objetivo principal de esta comparación es que en pasos posteriores del programa se ofrecerá la posibilidad de calcular la potencia del futuro parque eólico mediante las probabilidades por intervalos o con las probabilidades de la distribución Weibull. Además deberá tomarse como signo de alarma el caso en que las curvas de distribución no sean bien parecidas, ya que los cálculos no estarán bien realizados o los datos de viento no se asemejan a una distribución Weibull, caso en el que se recomienda seleccionar la opción de cálculo de potencia con probabilidad por intervalos.

### **3.4.5 Rosa de los vientos**

La representación de los datos de probabilidad y velocidades de viento ya se ha explicado que es común realizarla mediante un diagrama circular característico denominado rosa de los vientos.

El programa desarrollado utiliza un programa auxiliar para realizar la representación de la rosa de los vientos. Este programa anexo, denominado “rosa\_de\_los\_vientos” es utilizado como una función independiente, ya que la representación de este diagrama es compleja y requiere de varios cálculos y modificación de parámetros intermedios. Los valores de entrada del subprograma son, en primer lugar el vector de probabilidades o frecuencia de que el viento sople en cada sector. El programa entiende que la longitud de este vector indica el número de sectores en que se dividirá la rosa y al tratarse de probabilidades la suma del mismo ha de ser lógicamente uno. El segundo vector de entrada será el correspondiente a la magnitud que representará la rosa de los vientos. Para el caso general, será el vector de la velocidad media en cada sector.

La Figura 48 muestra la rosa de los vientos correspondiente a las velocidades medias para un muestreo de vientos de una zona determinada.

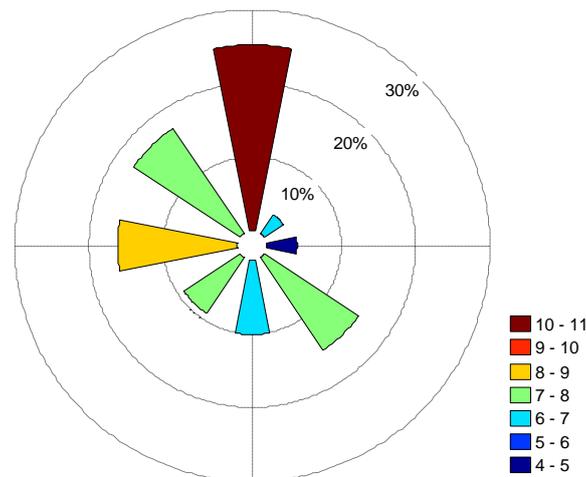


Figura 48.- Probabilidad de que sople el viento y velocidad media del mismo en cada dirección.

Este diagrama circular está dividido en ocho sectores y están representados mediante las mismas porciones de forma independiente a lo largo de la dirección espacial correspondiente. Se le asocia la dirección cero grados, o posición vertical, a la primera componente de los vectores de entrada, dirección que se habrá calculado como la de mayor probabilidad para que sea la dirección principal sobre la que se ordenen las turbinas, de forma que se extraiga la mayor energía posible del parque. Estos pasos serán explicados en un apartado posterior.

La longitud de las porciones indica la probabilidad de que el viento sopla en cada dirección y la magnitud de dicha frecuencia se lee con la ayuda de los círculos concéntricos que indican el porcentaje de ocurrencia de cada suceso. Así para la primera dirección se tiene aproximadamente un 24% de probabilidades de que sopla el viento en este caso. Por otro lado el color en que están dibujadas las porciones representa la velocidad media. En la parte inferior derecha se observa una leyenda con los colores y sus correspondientes intervalos de velocidad. Así para el primer sector, coloreado del color marrón que aparece en primer lugar en la leyenda, sabemos que se dispone de una velocidad media de unos diez u once metros por segundo.

En el caso en que la rosa de los vientos represente otras magnitudes, el primer vector de entrada a la función será el de probabilidades para cada sector, al igual que en el caso anterior, y en consecuencia la longitud y número de sectores no cambiará. El segundo vector, que si irá variando, será de nuevo representado en una escala de colores y coloreará cada sector con su tono correspondiente.

A continuación se representa la rosa de los vientos correspondiente a la velocidad media al cubo, que también se muestra tras la ejecución del programa. Como ya se ha comentado anteriormente, esta magnitud es representativa de la producción de

potencia del futuro parque eólico. Su valor es proporcional a la potencia que produce un aerogenerador.

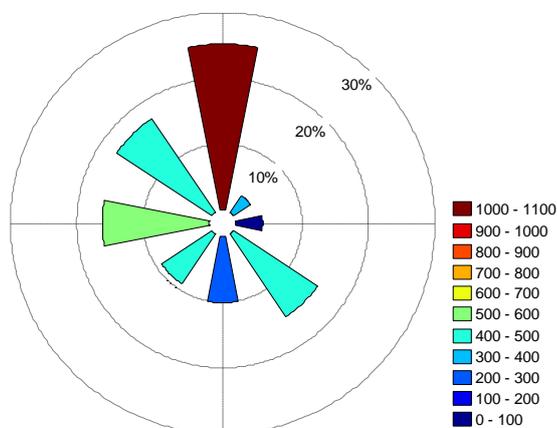


Figura 49.- Probabilidad de que el viento sople y velocidad media al cubo en cada sector.

## 3.5 Cálculo de la potencia ideal

El cálculo de la potencia que produce un parque eólico se obtiene a partir de la suma de la potencia generada por cada una de sus turbinas. Esta potencia es función del aerogenerador seleccionado, de la curva de potencia velocidad del modelo. En este apartado se van a detallar todos los pasos seguidos por el programa para calcular la potencia ideal producida por un parque eólico. Con potencia ideal se quiere decir la máxima potencia que se podría obtener con las condiciones de viento dadas, sin tener en cuenta los efectos de las estelas u otros factores que disminuyen normalmente las condiciones de viento.

### 3.5.1 Dirección principal del parque eólico

Una vez introducida la disposición que se desea para el conjunto de turbinas y se han estudiado los datos de viento por sectores, en este punto se pretende orientar el parque de forma que su dirección principal discorra a través del sector con mayor probabilidad de viento. El objetivo de orientar el parque es optimizar la producción de energía, ofreciendo así el programa la mejor opción para orientar el futuro parque eólico y obtener el mayor rendimiento en la producción dadas unas condiciones.

Se ha tomado como dirección principal de un parque la dirección Y según la cual se han dispuesto las turbinas, como se ha explicado en el apartado de localización de aerogeneradores. Dicha dirección Y se muestra en la Figura 39. Se recomienda disponer los aerogeneradores de forma que la dirección Y sea aquella en la que se

maximiza la producción de potencia, es decir, la dirección en la que se van a producir menores interferencias entre las estelas y las turbinas.

En el caso de un parque tresbolillo la dirección principal es la perpendicular a las filas de aerogeneradores. En este caso el parque se orienta con la dirección de mayor probabilidad de viento en dirección a las columnas del parque, como se muestra en la Figura 50.

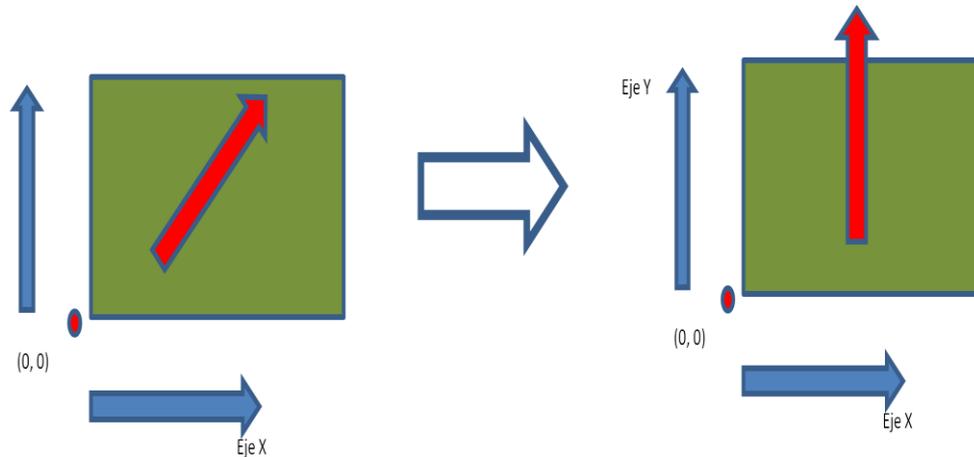


Figura 50.- Esquema de orientación del parque

El programa para realizar esta orientación se apoya en el subprograma "dirección\_principal". Los pasos que realiza son deducir cual es el sector con mayor probabilidad de viento y reordenar el vector de forma que dicha dirección sea la primera posición del vector, manteniendo el orden de los restantes sectores, como se muestra en la Figura 51. El vector de velocidades también se ordena según el criterio del vector de probabilidades.

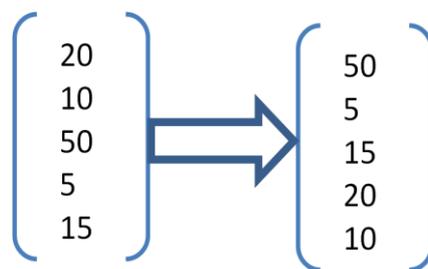


Figura 51.- Ordenación de un vector de probabilidad

Este paso se realiza inmediatamente después de separar los valores en sectores y calcular las probabilidades, para así realizar el resto de cálculos con la dirección de mayor probabilidad como principal, haciendo más claro y ágil el proceso de cálculo. Hacer notar que las rosas de los vientos que se han explicado anteriormente ya están ordenadas según este criterio.

El programa mostrará una advertencia por pantalla de cuál es el sector y nueva dirección respecto a la que se gira el parque para que sea la dirección principal.

### 3.5.2 Elección de la probabilidad

El programa ofrece la posibilidad de calcular la producción de potencia del parque eólico mediante dos vectores de probabilidad de viento diferentes. Por un lado se tiene la probabilidad de viento por intervalos, es decir, la probabilidad simple calculada a partir de los datos de viento introducidos, y que representa la frecuencia de cada velocidad para los datos disponibles. También puede ser seleccionada la probabilidad Weibull para los cálculos, es decir, las probabilidades en velocidad de viento obtenidas tras aplicar una distribución estadística Weibull a los datos. Esta probabilidad no solo es representativa de los datos introducidos, sino que caracteriza la distribución de viento que se puede dar en el emplazamiento donde se han registrado los datos en cualquier instante. La ventana que muestra la elección de la probabilidad se muestra en la Figura 52.



Figura 52.- Ventana para la elección de la probabilidad

La elección de la probabilidad de Weibull nos ofrece un resultado más próximo a las futuras condiciones de viento, por tanto, su utilización conlleva un estudio de la producción de potencia más genérico. Esto es debido a que con la frecuencia por intervalos se está haciendo el estudio con los datos de viento tal y como se dieron en el periodo de recolección de datos meteorológicos, y mediante la distribución de probabilidad de Weibull, aproximando esos datos a una distribución de probabilidad, los hace extensible a cualquier situación de viento en la zona.

La forma de proceder en el cálculo de ambas probabilidades ya se ha desarrollado en puntos anteriores de este capítulo. Además el programa ofrece antes de la elección una gráfica donde se comparan las curvas obtenidas por ambos métodos de cálculo.

### 3.5.3 Cálculo de la potencia

El programa calcula la potencia que produciría un aerogenerador del modelo seleccionado con las condiciones de viento dadas. Para conocer la potencia producida por el parque eólico completo se multiplica la potencia unitaria por el número de aerogeneradores. Se ha asumido la hipótesis de que todas las turbinas reciben las mismas condiciones de viento, es decir, que la estela de ninguna turbina afecta al resto, y por tanto, todos los aerogeneradores tienen la misma producción de potencia.

La potencia se calcula por sectores, debido a que durante el estudio de la rosa de los vientos se han analizado y caracterizado los datos de viento para cada sector. Además, se conoce la probabilidad de cada partición. El modo de calcular la potencia para un aerogenerador es obtener la potencia de cada sector y realizar la suma ponderada con la probabilidad de viento en cada sector.

El cálculo de la potencia se lleva a cabo mediante el subprograma “potencia”. Éste tiene como parámetros de entrada la curva potencia-velocidad proporcionada por el modelo de aerogenerador en forma de tabla y la frecuencia de cada valor de velocidad para el sector de estudio. Tanto los valores de velocidad de la curva del aerogenerador como el valor de velocidad para los que se ha calculado las frecuencias son enteros y oscilan de uno a veinticinco metros por segundo.

$$P_{aero} = \sum_{v_i=1}^{25} p_{v_i} \cdot f_{v_i}$$

Para cada valor unitario de velocidad se multiplica su frecuencia por la potencia correspondiente según la tabla del aerogenerador y se va realizando el sumatorio para todas las velocidades. El valor de salida de la función es la potencia para cada sector.

Dependiendo de la frecuencia que se halla seleccionado, por intervalos o Weibull, se tendrán distintos valores de potencia. Una comparativa de los distintos resultados se realizará más adelante en este documento.

### 3.5.4 Rosa de potencias

El programa ofrece una representación gráfica de los valores de potencia en cada sector en forma de rosa de los vientos. El programa auxiliar utilizado es el mismo que para la creación de la rosa de los vientos en velocidad, cambiando en los parámetros de entrada el vector de velocidad media por el de potencia calculada para cada sector.

Un ejemplo de rosa de de potencia se muestra en la Figura 53, la cual corresponde a una turbina de 2.000 kW de potencia nominal y unas condiciones de viento determinadas.

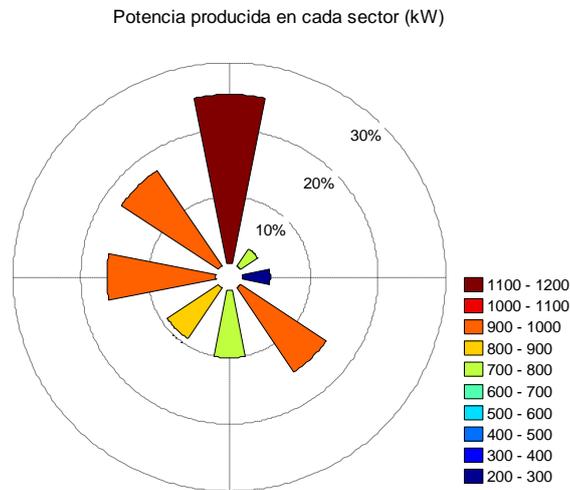


Figura 53.- Rosa de potencia producida por un aerogenerador de 2MW

### 3.5.5 Cálculo de la energía y horas equivalentes

Una forma común de representar la productividad de un parque eólico es a través de algunos parámetros clásicos, como son la energía producida por el conjunto de turbinas en un año o las horas equivalentes de funcionamiento.

Para el cálculo de la energía producida en un año se toma la suma de potencia media producida por todos los aerogeneradores del emplazamiento y se multiplica por las 8.760 horas que tiene un año.

## 3.6 Cálculo de la potencia considerando estelas

El principal objetivo del programa es el cálculo del efecto que las estelas producen en la energía que se obtiene de un parque eólico. Tras el paso del viento por cada turbina deja detrás de éstas una zona donde las condiciones de viento se han modificado, formando una estela. La estela incide en otras turbinas, disminuyendo el potencial de energía que podrían producir. En este apartado se va a calcular la potencia generada por un parque eólico considerando el efecto de las estelas que podrían producirse. A diferencia del caso ideal, cada turbina, para cada dirección de viento, producirá una potencia diferente, llevando a un proceso más complejo que para el cálculo de la potencia ideal.

De todos los modelos de estelas desarrollados anteriormente se ha utilizado el modelo Jensen para el cálculo de las estelas en el programa. Este modelo define la estela producida por un solo aerogenerador y nos detalla cómo afectaría a otras turbinas, lo que se adecua perfectamente al proceso que se lleva a cabo para el cálculo de la potencia del parque. Existen otros modelos que desarrollan una sola estela, pero se han declinado por utilizar ecuaciones diferenciales más difíciles de implementar en el programa.

### 3.6.1 Análisis de la posición de los aerogeneradores

Para calcular como afecta la estela producida tras el paso del viento por un aerogenerador en el resto de turbinas de parque es necesario conocer perfectamente la posición de cada elemento dentro del parque y la posición relativa de unas turbinas respecto a otras.

Al introducir el modelo del parque el programa genera una matriz de ceros cuyas dimensiones son las del terreno y con un uno en la posición correspondiente a cada aerogenerador. En este paso se genera una matriz donde en la primera fila está la posición según la dirección X del parque, en la segunda fila la posición Y y tantas columnas como aerogeneradores. Con esta matriz de posiciones de las turbinas se construye otra matriz de posiciones relativas entre aerogeneradores. La matriz de posiciones relativas llamada "Distan" es tridimensional, ya que se analiza la distancia relativa de una turbina respecto a otra para cada uno de los ejes, es decir, la distancia de la turbina i respecto a la j en el eje X y en el eje Y. En la Figura 54 se muestra gráficamente un esquema de la posición relativa entre dos aerogeneradores.

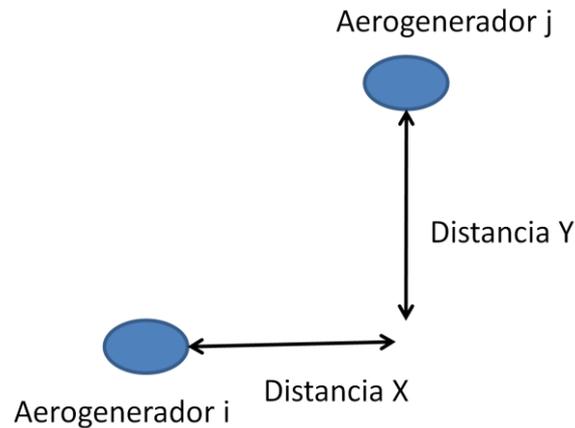


Figura 54.- Esquema posición relativa entre aerogeneradores

### 3.6.2 Turbinas afectadas en función de la posición

En este apartado se va a analizar para cada aerogenerador y dirección si su estela afecta a alguna otra turbina. Las direcciones que se van a tener en cuenta son las correspondientes a cada sector considerado en la rosa de los vientos, tal como se han agrupado las direcciones de viento de los datos recogidos. Además se obtendrán las posiciones relativas entre aerogeneradores considerando la dirección de cada sector como la dirección principal del parque eólico, matriz que ayudará al cálculo de las afectaciones entre elementos. Estas matrices son calculadas en el programa auxiliar afectación, cuyos parámetros de entrada son la dirección de viento asociada a cada sector, la matriz de posiciones relativas entre turbinas, el radio del aerogenerador considerado y un parámetro  $\alpha$  que se explicará a continuación. El subprograma realizará el cálculo para cada caso, es decir, calculará la distancia relativa rotada y determinará si se produce afectación de la estela proveniente del aerogenerador  $i$  sobre el  $j$  para el sector  $k$ .

Para el cálculo de la dirección de viento asociada a cada sector, se ha explicado en el apartado elección del número de sectores como se obtienen el rango de direcciones asociadas a cada sector. En este punto se calcula la dirección de cada sector como la bisectriz de dicho rango en la rosa de los vientos. Así, para una partición de la rosa de los vientos en cuatro sectores, las direcciones correspondientes a cada sector serán  $0^\circ$ ,  $90^\circ$ ,  $180^\circ$  y  $270^\circ$  respectivamente, considerando que los sectores han sido ordenados previamente para maximizar la producción de energía.

Antes de estudiar si las estelas de unos aerogeneradores afectan a otros hay que calcular el modelo matemático de la estela. En este paso se calcula el radio de la estela a una distancia  $x$  del aerogenerador que la ha producido, para conocer si la expansión de la estela llega a las turbinas situadas a la distancia  $x$ . En la Figura 55 se muestra el modelo Jensen, representando los parámetros para el cálculo del radio de la estela.

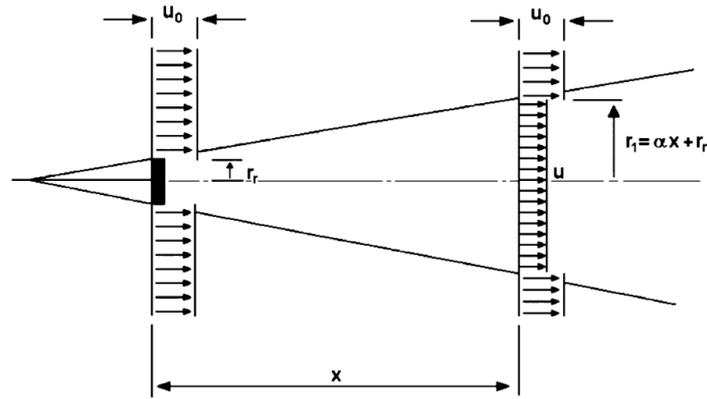


Figura 55.- Representación esquemática de la estela [1]

El viento sopla de izquierda a derecha a velocidad  $u_0$  y choca contra la turbina, representado mediante el rectángulo negro, con radio del rotor  $r_r$ . A una distancia  $x$  en la dirección del viento la velocidad del viento es  $u$  y el radio de la estela llega a ser:

$$r_1 = \alpha x + r_r$$

El coeficiente adimensional  $\alpha$  es un escalar que determina el ángulo de expansión de la estela con la distancia y se define como:

$$\alpha = \frac{0.5}{\ln \frac{z}{z_0}}$$

Donde  $z$  es la altura del buje de la turbina que genera la estela y  $z_0$  la constante que define la rugosidad del terreno y que depende de las características del emplazamiento.

La matriz de distancias rotadas para cada dirección de viento se obtiene rotando la matriz "Distan", definida en el punto anterior, el ángulo correspondiente a cada sector respecto a los ejes originales. Las ecuaciones que representan la matriz de giro son:

$$Distan_{rot_x} = \cos \theta \cdot Distan_x - \sin \theta \cdot Distan_y$$

$$Distan_{rot_y} = \sin \theta \cdot Distan_x + \cos \theta \cdot Distan_y$$

Al resultado de la operación anterior se le ha llamado distancias relativas rotadas y representan, tal como su nombre indica, la distancia relativa entre dos turbinas para una dirección de viento considerada. Estas distancias son las que se van a utilizar en adelante para calcular los efectos de unas turbinas sobre otras.

Para conocer si la estela producida por una turbina afecta a otra situada a una distancia  $X$  hay que tener presente cómo evoluciona la estela del modelo considerado. Se entiende que la estela tiene forma de cono, cuyo radio aumenta con la distancia desde el origen de la estela, donde el radio inicial es igual al radio del rotor de la

turbina. A una distancia  $X$  la estela será una circunferencia de radio  $r1$ . En la Figura 56 se muestra un ejemplo donde el aerogenerador  $j$  es interceptado por la estela producida por la turbina  $i$  y el aerogenerador  $k$ .

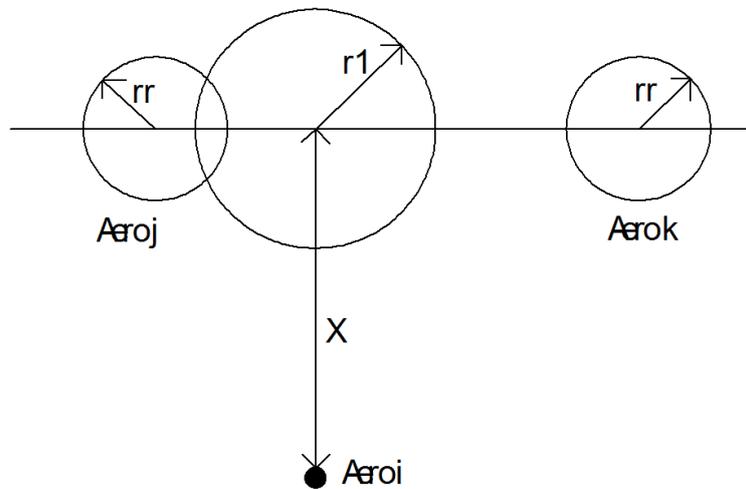


Figura 56.- Esquema estela interceptando un aerogenerador

El programa auxiliar devuelve una matriz de ceros donde habrá un uno si la estela producida por el aerogenerador  $i$  afecta al  $j$ , analizando todas las posibilidades para cada dirección de viento considerada. Finalmente se conocerá que turbinas son afectadas para cada dirección.

### 3.6.3 Incidencia de la estela en un aerogenerador

En este apartado se estudia los casos que son positivos en el punto anterior, es decir, se analizará cada caso en que el aerogenerador  $i$  afecta al  $j$  cuando el viento sopla en la dirección correspondiente al sector  $k$ . Para cada caso se obtendrá la porción de área donde se superponen la circunferencia formada por la estela a la altura de la turbina afectada y la zona de actuación de dicha turbina, así como un código que indica el modo en que se produce dicha afectación. Esta clasificación de los tipos de superposición de áreas se presentará en este apartado. La obtención de estos valores se realizará en un programa independiente al cual es llamado para cada caso, almacenando los resultados en las matrices `area_solapa` y `posición_circulo` respectivamente. Al programa auxiliar se le ha denominado `solape`.

El modo en que una estela puede afectar a un aerogenerador se ha clasificado atendiendo a las posibles formas en que se pueden solapar dos círculos. En total se han considerado para el cálculo de las estelas cinco tipos de solapamiento que se representan en la Figura 57:

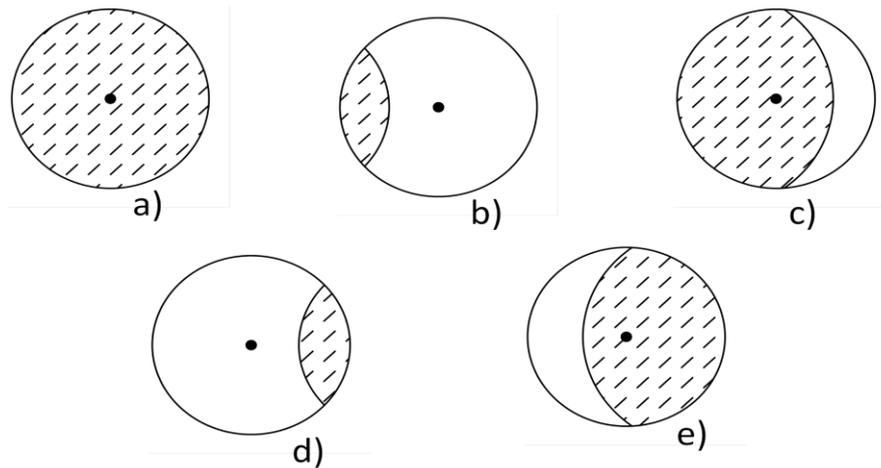


Figura 57.- Tipos de solapamiento entre estelas

El caso a) es aquel en que la estela solapa por completo al círculo de acción de la turbina, el caso b) se da cuando la estela afecta a un aerogenerador situado a su derecha e intercepta en menos de la mitad del círculo formado por la turbina, el caso c) es igual al caso anterior pero la zona afectada es mayor que la mitad de la estela, los casos d) y e) son homólogos a los anteriores respectivamente pero el aerogenerador afectado por la estela se encuentra a la izquierda de la misma.

Dentro del programa auxiliar hay un algoritmo el cual es capaz de clasificar para los datos introducidos el tipo de solapamiento que se produciría según la clasificación anterior y el área de la zona del aerogenerador que se ve afectada. En el caso en que la turbina se ve afectada completamente, dicha área no es más que la del círculo que forma el rotor de la turbina. Para el resto de casos de solapamiento dicho cálculo es más complejo.

Para el cálculo del área solapada, en el caso en que la estela no cubre toda la zona de trabajo del aerogenerador afectado, se utiliza el procedimiento que se muestra en la Figura 58.

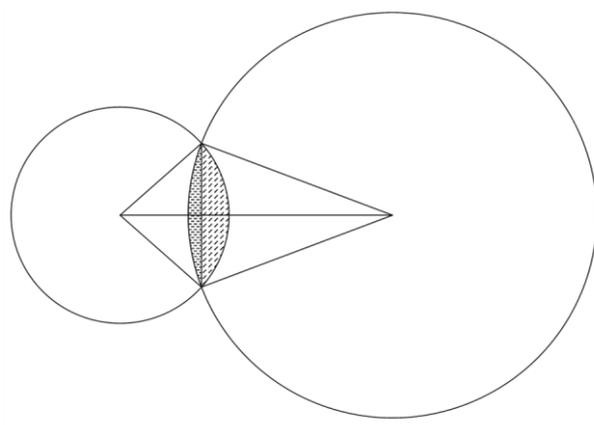


Figura 58.- Caso solapamiento menos de media circunferencia

Se calcula por separado las dos áreas ralladas que forman el área solapada total por la intersección entre los círculos. Para hallar el área correspondiente a cada una de esas partes se toma el área formada por el sector circular y se le resta el área correspondiente al triángulo cuyos vértices son los dos puntos de intersección de los círculos y el centro de cada uno de los círculos. La fórmula mediante la cual se obtiene el área solapada es:

$$\text{Area} = \frac{r^2 \cdot (\theta - \sin \theta)}{D}$$

Donde  $r$  es el radio del círculo,  $D$  es la distancia entre centros y  $\theta$  es el ángulo del sector circular en estudio. Estos parámetros se pueden observar en la Figura 59, lo cual será de ayuda para seguir los cálculos con claridad.

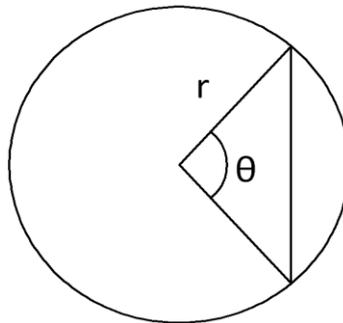


Figura 59.- Parámetros para el cálculo del área solapada

En este punto sólo resta calcular el ángulo del sector, el cual se obtiene a partir de la altura del triángulo,  $h$ . A su vez la altura es proporcionada mediante cálculos geométricos a partir de la fórmula de Herón para el cálculo del área de un triángulo.

$$\theta = 2 \operatorname{asin} \left( \frac{h}{2r} \right)$$

$$h = 4 \sqrt{\frac{p \cdot (p - D) \cdot (p - r_1) \cdot (p - r_2)}{D}}$$

Donde  $p$  es el parámetro auxiliar en el cálculo definido como:

$$p = \frac{r_1 + r_2 + D}{2}$$

Tras todo el procedimiento matemático descrito, el programa ha calculado ambas áreas ralladas y las ha sumado para así obtener la zona afectada por la estela y tenerla posteriormente en cuenta para calcular la potencia producida por el aerogenerador afectado.

Resta obtener el área de afectación para los casos c) y e) de la Figura 57. Este procedimiento de cálculo es similar al descrito anteriormente, la representación gráfica del mismo se muestra en la Figura 60.

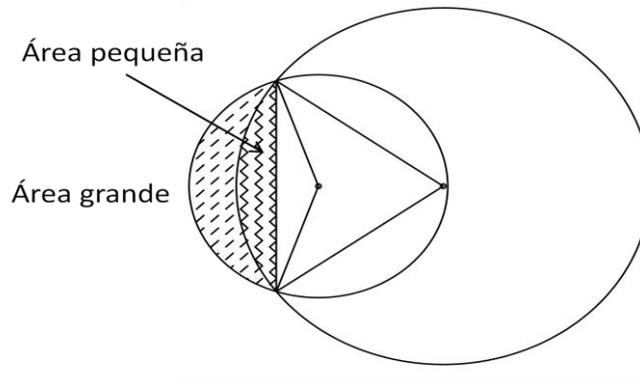


Figura 60.- Caso solapamiento mayor media circunferencia

En este caso las áreas ralladas se calculan de igual forma, pero el área total afectada por la estela no es la suma de las mismas, sino que se obtiene de restar al área del círculo menor, formado por el rotor del aerogenerador, el área rallada grande y sumarle el área rallada pequeña.

### 3.6.4 Cálculo potencia reducida

Una vez conocido los aerogeneradores que son afectados por que otra u otras turbinas, de qué forma son afectados y que área representa, el programa dispone de datos suficientes para calcular la potencia producida por un aerogenerador teniendo en cuenta las nuevas condiciones de viento que recibe, según el modelo de estela seleccionado.

Se ha creado la función auxiliar “potenciareducida”, la cual tiene como parámetro de salida la potencia producida por cada aerogenerador para cada sector considerando el efecto de las estelas. Los parámetros de entrada a la función son varios, como pueden ser las velocidades de viento para cada sector, las características del aerogenerador seleccionado o las matrices de afectación y distancias calculadas anteriormente entre otros.

Una vez dentro del programa auxiliar, el primer paso realizado es comprobar si el aerogenerador estudiado para la dirección estudiada es afectado por otros aerogeneradores, lo cual se realiza examinando la matriz de afectaciones calculada anteriormente. Los casos positivos son clasificados y almacenados en distintas variables atendiendo al tipo de solape producido por cada aerogenerador cuya estela incide en la turbina de estudio. Las variables almacenadas para cada tipo de afectación

son el área solapada, calculada en el programa solape anteriormente y el déficit de velocidad que se produce sobre el aerogenerador estudiado debido a cada estela.

Hay que tener en cuenta que a un mismo aerogenerador le pueden llegar varias estelas, que cada una de ellas va a solapar de forma distinta con el área acción de la turbina y que a su vez las distintas estelas incidirán unas sobre otras. La forma en la que se producen todas estas afectaciones y el cálculo del área total afectada y su déficit de velocidad correspondiente para el cálculo de la nueva potencia producida se va a explicar posteriormente.

Antes se va a detallar como se calcula el déficit de velocidad y como se trata la superposición de estelas según el modelo Jensen, el cual ha sido seleccionado para el desarrollo de este programa.

- Déficit de velocidad

En este punto se resume la teoría del modelo Jensen explicada anteriormente. La fórmula para el cálculo del déficit es la siguiente:

$$v_{d_{ij}} = \frac{2a}{1 + \alpha \left(\frac{x_{ij}}{r_d}\right)^2}$$

Donde  $x_{ij}$  representa la distancia entre las turbinas que entran en juego. El término  $a$  que aparece en el numerador se denomina factor de inducción axial y se expresa como:

$$a = 0.5(1 - \sqrt{1 - C_T})$$

El término  $r_d$  que está en el denominador llamado radio del rotor en la estela es:

$$r_d = r_r \sqrt{\frac{1 - a}{1 - 2a}}$$

- Cálculo superposición de estelas

La superposición de estelas se da cuando a un aerogenerador le llegan varias estelas, por tanto, el viento que discurre a través de dicho aerogenerador hay que aplicarle más de un coeficiente de reducción de velocidad simultáneamente.

Un ejemplo de superposición de estelas se muestra a continuación en la Figura 61:

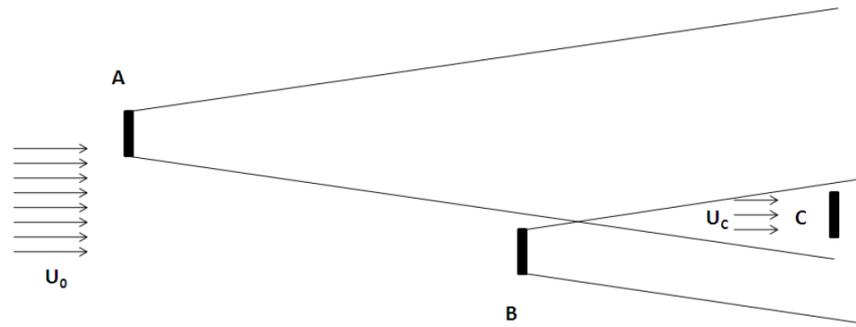


Figura 61.- Ejemplo de múltiples estelas afectando a una posición [1]

Donde  $W(j)$  es el conjunto de turbinas afectando la posición  $j$  con sus estelas. En este caso, para obtener la velocidad en la posición  $j$ , el déficit unitario  $v_{dij}$  es sustituido por  $v_{def}$ .

Según el modelo teórico Jensen seleccionado para el cálculo de la estela, se puede calcular un nuevo déficit de velocidad a partir de los parámetros de todas las estelas que llegan a una misma turbina. La fórmula para su cálculo es la siguiente:

$$v_{def}(j) = \sqrt{\sum_{i \in W(j)} v_{dij}^2}$$

- Múltiples afectaciones sobre una misma turbina

En este punto se va a explicar cómo se ha resuelto el caso en el cual sobre un mismo aerogenerador inciden varias estelas y no todas estas estelas tienen por qué afectar al área de trabajo completa del aerogenerador, sino que cada una de ellas llegará con su propia intensidad sobre un área distinta. Es decir, sobre el área de acción de la turbina afectada llegarán distintas estelas y cada una de ellas ocupará una porción distinta del área total y tendrá una acción distinta sobre las condiciones del viento que incide sobre el aerogenerador.

El resultado que se pretende obtener es un vector con tantas componentes como distintos trozos del área de acción de la turbina reciban unas condiciones diferentes de viento. Al recibir distintas condiciones de viento, la energía que se producirá en cada zona diferenciada será distinta y no se puede considerar la potencia producida por el aerogenerador igual para todo el área. En este vector se almacenarán los déficit de velocidad resultantes correspondientes a cada zona afectada. Así, también se creará un vector análogo con el área afectada correspondiente a cada componente.

Los datos de partida de los que disponemos son todas las matrices calculadas anteriormente, la distancias rotadas, la matriz de afectaciones, los áreas solapadas y la

posición del círculo, la cual determina el tipo de afectación en función de la clasificación realizada en el apartado anterior.

Como se ha comentado anteriormente el cálculo de la potencia reducida dentro del programa auxiliar “potenciareducida” se realiza para cada aerogenerador, considerado como el afectado por el resto de turbinas, para cada sector de los que componen la rosa de vientos.

La primera tarea llevada a cabo en el programa de cálculo para el aerogenerador y sector en estudio es la extracción de los datos de afectaciones recogidos en las matrices mencionadas anteriormente para este caso. Solamente se van a tener en cuenta los aerogeneradores cuyas estelas inciden sobre la turbina en estudio y se va a almacenar el área de afectación, el déficit de velocidad y el tipo de solapamiento para cada uno. En caso de que ningún aerogenerador afecte al de estudio, el programa cesará su proceso y devolverá como valor de potencia reducida la potencia ideal, ya que esta no se ve afectada por ninguna estela.

En este punto se van a clasificar los aerogeneradores que inciden sobre la turbina en estudio en las cinco categorías de solapamiento representadas en la Figura 57. Recordemos que corresponden los casos donde a) la estela solapa por completo al círculo de acción de la turbina, b) cuando la estela afecta a un aerogenerador situado a su derecha e intercepta en menos de la mitad del círculo, c) es igual al caso anterior pero la zona afectada es mayor que la mitad de la estela y d) y e) son homólogos a los anteriores respectivamente pero el aerogenerador afectado por la estela se encuentra a la izquierda de la misma. A cada caso se le asigna una variable y se tiene en cuenta que pueden darse varios casos con el mismo tipo de solapamiento simultáneamente y con distintas áreas.

En primer lugar se toman los casos en los que se produce solapamiento de tipo a), de forma que toda el área será afectada por un coeficiente de reducción de velocidad resultante de la operación de todas las turbinas que tienen solape tipo a) sobre el aerogenerador estudiado.

A partir de este momento se va a estudiar cada mitad del círculo de forma independiente, de forma que se obtendrá un vector de reducciones y áreas del lado derecho y otro del lado izquierdo, y el procedimiento de obtención de los mismos será homólogo teniendo en cuenta la clasificación de los solapamientos posibles.

Para la obtención de las distintas zonas afectadas en el lado derecho en primer lugar se asigna como déficit inicial el resultante del paso anterior. En caso de que se produzca afectación del tipo e) el déficit resultante en el lado derecho es el anterior más las reducciones correspondientes a todos los solapes tipo e). Con el nuevo déficit resultante se pasa a estudiar todas las afectaciones de tipo d), teniendo en cuenta que cada una tendrá un área distinta, se ordenarán estas áreas de menor a mayor y se

obtendrá el área y su déficit correspondiente para cada interceptación entre todos estos solapes. De forma esquemática se puede ver en la Figura 62:

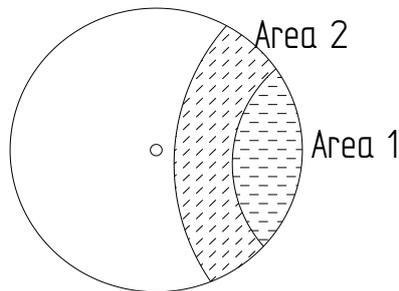


Figura 62.- Ordenación de áreas para calcular el déficit

Donde para el área 1 mostrada en la figura, el déficit se obtiene considerando los déficits producidos por ambas estelas y para el área 2 el déficit será el correspondiente únicamente al del mayor solape. De esta forma se van rellenando los vectores de área y déficit para el lado derecho.

En este punto se tienen en cuenta los solapes de tipo c) y del trozo de área de los mismos que llega al lado derecho. De igual forma se ordenan de menor a mayor las áreas en el lado derecho y se calculan sus intercepciones y los déficit resultantes para cada zona diferente. En este punto se tienen en cuenta que zonas de solapes tipo d) y c) se solapan entre sí y que zonas no.

A parte del caso general donde se han tenido en cuenta todas las afectaciones simultaneas en el lado derecho, el programa considera otros posibles casos particulares, como que solo se produzca afectación tipo c) afectando al lado derecho o el caso donde se produce afectación tipo e) con o sin tipo c). En todos estos casos se procede de forma similar al caso general creando un vector de áreas y otro de déficits para cada zona afectada resultante.

Terminado el análisis del lado derecho del área de actuación de la turbina de estudio, se procede de forma análogo para el lado izquierdo. El resultado es un vector de áreas y otro de déficits para cada zona afectada por una combinación diferente de estelas.

- Cálculo de la velocidad reducida y sus frecuencias

En este punto partimos del conocimiento de los vectores de factores de reducción de velocidad y de áreas asociadas para cada mitad del círculo de actuación del aerogenerador afectado en estudio. Para cada trozo de área en que se ha descompuesto el área total de la turbina, se toma su déficit de velocidad asociado y mediante el vector de velocidades de viento para el sector en estudio se calculan los nuevos valores de velocidad que recibiría el aerogenerador.

Con estos valores de velocidad se crea el vector de frecuencias correspondiente a la probabilidad asociada a cada velocidad, al igual que se realiza en el caso donde no se consideran estela. Para el cálculo de la potencia inicial sin considerar estelas, se puede elegir entre obtener las frecuencias de los datos directamente o calcular las frecuencias correspondientes a una distribución Weibull asociada. Para el cálculo de la potencia reducida, se mantiene la misma elección de tipo de frecuencia para que los datos sean concordantes.

En este punto se podrían calcular y mostrar los gráficos de rosas de los viento correspondientes a las nuevas velocidades. No se han calculado ya que debido al gran número de afectaciones diferentes, se generarían una gran cantidad de figuras en las que la información contenida no es de gran interés debido a su extremada particularidad.

- Potencias en cada área afectada

Con las frecuencias de velocidades reducidas obtenidas en el paso anterior, se calcula la potencia que se produciría en cada pequeña zona en la que se ha dividido el área de producción de potencia del aerogenerador. Al igual que en el caso donde no se consideran estelas, se hace uso de la función auxiliar potencia. Sus parámetros de entrada son la tabla de características potencia-velocidad del aerogenerador seleccionado y las nuevas frecuencias de viento. La salida proporciona la potencia media que se obtendría en esa área estudiada para las condiciones dadas.

Tras calcular todas las potencias, finalmente se obtiene un vector de potencias con tantos términos como zonas de afectación se han calculado. Cada término de este vector de potencias tiene a su vez asociada un área. Para calcular la potencia producida para el aerogenerador en el sector de estudio se realiza una suma ponderada de las potencias. Los coeficientes de ponderación son las áreas correspondientes a cada potencia, de esta forma se dan por considerada las distintas producciones en cada zona en función de las estelas recibidas.

### **3.6.5 Potencia de cada aerogenerador**

En este punto se parte del conocimiento de la potencia que produciría cada aerogenerador situado en el parque seleccionado para cada sector bajo la consideración de estelas. Para conocer la potencia total producida por cada aerogenerador será necesario sumar la potencia de cada sector ponderada mediante las probabilidades de que sople el viento para cada sector. Notar que la potencia producida por cada aerogenerador será distinta, ya que cada uno es afectado por distintas estelas. Estos valores de potencia por generador individual son interesantes para evaluar el rendimiento de cada aerogenerador respecto al caso ideal y determinar

si todos las turbinas se encuentran bien posicionadas o si es conveniente modificar la posición de alguna cuya producción fuese notablemente reducida por la afectación del viento a su entrada por las estelas del resto de elementos del parque.

### **3.6.6 Cálculo de la potencia y la energía del parque eólico**

Para el cálculo de la potencia total del parque se procede de igual forma que en el caso ideal, se suman las potencias producidas por cada uno de los aerogeneradores. En el programa a esta potencia se le denomina *potencia\_total\_recida*, debido a que su valor es menor que la potencia total del caso ideal sin considerar las estelas.

Se calcula igualmente la energía que produciría el parque eólico en un año, para ello se multiplica la potencia total del parque por las 8.760 horas que tiene un año. A esta energía se le llama *energía\_total\_reducida* y se utiliza para el cálculo del rendimiento del parque.

## **3.7 Cálculo del rendimiento y horas equivalentes de funcionamiento**

El rendimiento en términos tecnológicos, también llamado eficiencia, es la relación entre el máximo potencial a extraer de un dispositivo, un parque eólico en las condiciones que nos ocupan, y el potencial que realmente se está tomando.

Se entiende como rendimiento global de la instalación la relación entre la energía real producida, calculada en este programa a través de la producción considerando estelas y la energía ideal que se produciría en el parque eólico sin tener en cuenta dichas estelas. Considerando las variables utilizadas en el programa, la fórmula del rendimiento resulta:

$$\text{Rendimiento} = \frac{\text{Energía\_total\_reducida}}{\text{Energía\_total}}$$

Partiendo de la teoría de las estelas, se sabe que la consideración de estas en el cálculo de la producción de energía de un parque eólico hace que la suma total de energía sea menor. Esto es debido a que el efecto de las estelas sobre los aerogeneradores afectados hace que las condiciones del viento que llegan a los mismos, vientos con menor velocidad, sean proclives a una menor potencia.

En este punto el programa calcula adicionalmente el rendimiento para cada uno de los aerogeneradores que componen el parque. Este cálculo resulta de interés para conocer que aerogeneradores tienen mayor o menor rendimiento en función de su localización. Observando los rendimientos asociados a cada aerogenerador se puede

estudiar si la ubicación de los mismos es la correcta o algunos de ellos se ve particularmente afectado por las estelas de los demás, tiene un rendimiento considerablemente menor, y debe ser reubicado o descartado. El programa también proporciona un vector de rendimientos por sectores. Este vector es calculado para estudios posteriores, pero no es un parámetro que pueda proporcionar información útil y clara a simple vista.

Las horas equivalentes de funcionamiento de una instalación productora de potencia es el parámetro usado en la caracterización del aprovechamiento de la energía eólica, constituyendo la relación equivalente entre el tiempo de funcionamiento de la máquina y su potencia nominal. A estos efectos se define el número de horas equivalentes de funcionamiento de una instalación productora de energía eléctrica como el cociente entre la producción neta anual expresada en kilovatios hora y la potencia nominal de la instalación expresada en kilovatios.

$$H_{eq} = \frac{\textit{Producción neta anual}}{\textit{Potencia nominal}}$$

El resultado de horas equivalentes de producción que muestra el programa es sobre la producción calculada considerando las pérdidas de producción por el efecto de las estelas.

Este parámetro es principalmente función de los datos de viento introducidos, es decir, de las condiciones de viento de la zona en la que se pretende instalar el parque eólico. Cuanto mayor sea el número de horas equivalentes, mayor será el grado de utilización del parque, es decir, se producirá más cantidad de energía.

Para estudiar el rendimiento de la instalación y ver la influencia de la disposición del parque eólico el programa proporciona una gráfica donde se muestra una superficie de rendimientos para la planta del parque, junto con sus curvas de isorendimiento. Un ejemplo de esta representación se muestra en la Figura 63.

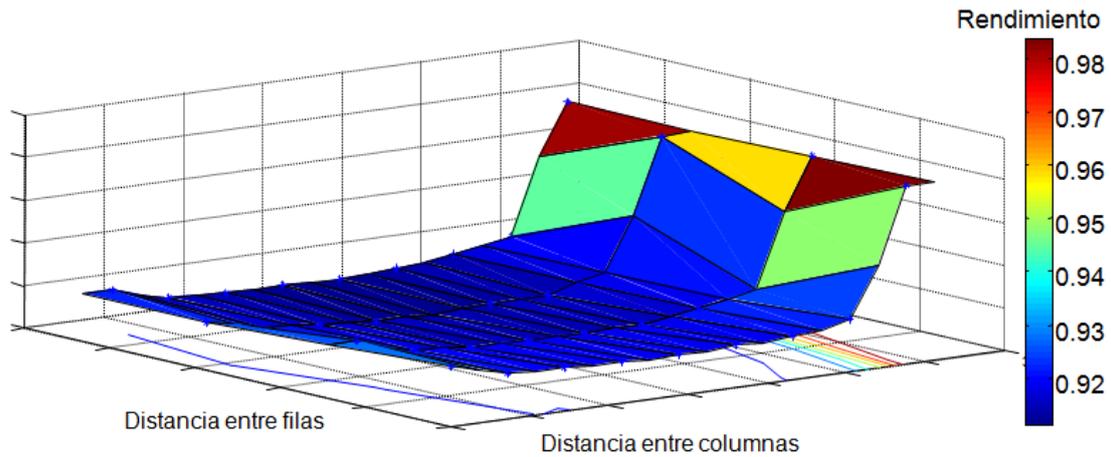


Figura 63.- Superficie de rendimiento del parque

Las coordenadas filas y columnas representan la planta del parque y los aerogeneradores están representados mediante asteriscos azules dentro de la superficie en sus posiciones correspondientes. En la coordenada vertical está representado el rendimiento de cada punto, al igual que el código de colores indican el valor del rendimiento en cada zona de la superficie.

La idea de la curva de rendimiento es poder observar de forma sencilla las zonas del parque donde se obtiene mayor o menor producción de energía.

A continuación se va a resumir el proceso implementado en el programa a partir del cual se ha obtenido la superficie de rendimientos mediante los rendimientos de los aerogeneradores. Matlab dispone de una función llamada `surf` que a partir de un par de vectores de coordenadas y una matriz de valores, correspondientes con los vectores anteriores, para el eje vertical, calcula una superficie estimando los valores no conocidos.

En este caso se dispone de la ubicación de los aerogeneradores y como valor vertical el rendimiento de los mismos. La disposición de los aerogeneradores no es la adecuada para la utilización de esta función, ya que es necesario crear una matriz de valores de rendimiento. Para la creación de una matriz, se ha realizado una cuadrícula a partir de los aerogeneradores del parque en estudio. En la Figura 64 se muestra una cuadrícula representativa de la matriz de valores que debe ser creada junto con la localización de unos aerogeneradores ya existentes para una configuración particular al tresbolillo tomada como ejemplo.

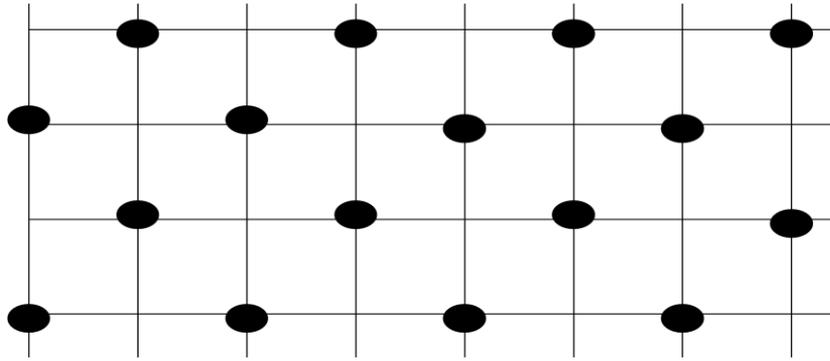


Figura 64.- Cuadrícula para obtener una matriz de rendimientos

Para definir la matriz que se formaría a semejanza de la cuadrícula a partir de los aerogeneradores se ha creado la función auxiliar `xy_ficticios`. La matriz de rendimientos creada tiene la misma forma que la cuadrícula anterior, en la posición donde existen aerogeneradores, el valor insertado es el del rendimiento del aerogenerador y en los puntos vacíos se han supuesto unos aerogeneradores virtuales. A estos aerogeneradores virtuales se les calcula un rendimiento en la función auxiliar ficticio.

### 3.8 Estudio de viabilidad económica

En este apartado se van a describir los parámetros utilizados en este proyecto para estimar la viabilidad económica del parque objeto de estudio. Durante la programación se van a seguir los pasos descritos en el capítulo de introducción para realizar un estudio económico de una instalación eólica. Todos los cálculos referentes a este apartado están desarrollados en la función auxiliar “`viabilidad_economica`”.

Los parámetros de entrada de la función “`viabilidad_economica`” son la potencia nominal instalada en el parque y la estimación de la energía producida durante un año de utilización de la instalación. Los valores devueltos por la función son los enumerados y explicados a continuación:

- La inversión total: implica el desembolso inicial que hay que llevar a cabo para el completo desarrollo de la instalación.
- Cuota anual de devolución: es la cantidad que hay que devolver a la entidad financiadora del proyecto durante el periodo de amortización del préstamo.
- VAN: Valor Actual Neto es un valor que determina la rentabilidad de la inversión, el método consiste en determinar la equivalencia en tiempo cero de los beneficios futuros que generará el proyecto y comparar la equivalencia con el desembolso inicial.
- TIR: Tasa Interna de Retorno, valor a comparar con una tasa de rentabilidad para decidir la viabilidad del proyecto.

- Tiempo de retorno: plazo en que se recupera la inversión inicial a través de los beneficios acumulados anualmente.

Para llegar al cálculo de estos parámetros es necesario realizar varios cálculos y peticiones de variables al usuario. Los pasos que se van a seguir se desarrollan ordenadamente a lo largo de los siguientes sub apartados.

### **3.8.1 Clasificación de la instalación**

La primera cuestión a la que se enfrenta el usuario del programa respecto a la información económica es la ubicación del parque eólico, pudiéndose clasificar entre marino o terrestre. Este dato es importante para determinar el tipo de tarifa a percibir por la venta de la energía producida.

La legislación vigente en España, Artículo 24 del Real Decreto 661/2007, permite a los titulares de las instalaciones acogidas al régimen especial vender la electricidad acogiéndose a dos posibles modalidades: la opción a mercado y la opción a tarifa regulada. Aunque no todas las instalaciones tienen libertad para elegir el tipo de venta de la energía. Las instalaciones de parques eólicos marinos tienen la obligación de vender su energía en el mercado de producción de potencia. Además, en los parques eólicos terrestres cuya potencia instalada sea superior a 50 MW también están obligadas a negociar su precio de venta de la energía en el mercado.

En este apartado se establece en función de la ubicación seleccionada para el parque y la potencia total instalada el tipo de tarifa, mercado o regulada, con el que será beneficiada la instalación.

### **3.8.2 Tarifa de mercado**

Para la tarifa de venta de energía en el mercado de producción serán requeridos los siguientes valores como entradas por pantalla al usuario de programa, a través de la Figura 65. El tiempo de estudio de la instalación, que se estima en unos 25 ó 30 años para la vida útil de un parque eólico. El precio final de venta de la energía en el mercado en c€/kWh, cuyo valor propuesto es el precio de venta anual medio de 2010 para comercializadores libres y consumidores directos, 4.237 c€/kWh. La prima de referencia, con valor actual de de 3.1633 c€/kWh en parques eólicos en tierra firme y de 9.1041 c€/kWh en parques marinos. Los límites superior e inferior para la prima de referencia, donde el límite superior tiene un valor actual de 9.1737 c€/kWh para parques en tierra firme y de 17.7114 c€/kWh para parques marinos. El límite inferior tiene un valor de 7.6975 c€/kWh para instalaciones en tierra firme y nulo para las marinas. El valor del IPC (Índice de Precios al Consumo), estimado en un 3.3 % y un

valor para la tasa de actualización de los precios, por el encarecimiento anual, que se toma como el IPC actualizado menos 50 puntos básicos.

Tiempo de estudio de la instalación	30	años
Precio final de mercado	4,198	c€/kWh
Prima de referencia	9,1041	c€/kWh
Limite superior para el precio de venta de la energía	17,7114	c€/kWh
Limite inferior para el precio de venta de la energía	7,6975	c€/kWh
IPC	3	%
Tasa de actualización	3	%

Aceptar

Figura 65.- Ventana parámetros tarifa mercado

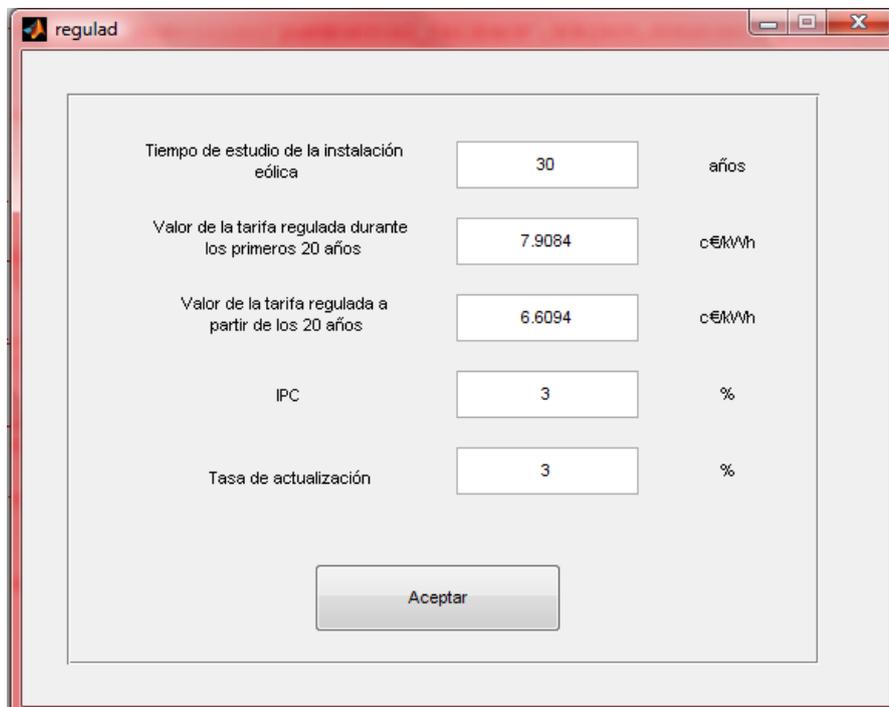
Una vez conocidos todos los valores necesarios el primer paso a seguir es calcular los precios, primas y límites de cada año de estudio de la instalación a través de la aplicación de la tasa de actualización anual de precios. Los resultados son vectores para cada variable, donde cada término corresponde a uno de los años de estudio.

El cálculo del importe económico a percibir por la venta de la energía se calcula sumando el precio de venta de la energía en el mercado más la prima de referencia para cada año de estudio y este valor es comparado con los límites superior e inferior. En el caso en que la suma sea mayor que el límite superior el importe percibido para esa anualidad será igual al valor del límite superior. De igual forma se procede para el límite inferior, si la suma es menor que dicho límite, el importe percibido se igualará al valor del límite inferior.

Como resultado se obtendrá un vector de los ingresos percibidos cada año a partir de multiplicar el precio de la energía resultante por la cantidad de energía que se estima como producción del parque eólico en un año.

### 3.8.3 Tarifa regulada

Para el cálculo de los ingresos generados por la venta de la energía a través de una tarifa regulada es necesaria la introducción de ciertos valores por parte del usuario del programa. Al igual que en el caso de tarifa de mercado es necesario conocer el tipo de estudio, es decir, el número de años que se prevé para el funcionamiento de la instalación. Así como el valor del IPC y la tasa de actualización, con los mismos valores recomendados que para el caso anterior. Adicionalmente serán preguntadas por el programa las cantidades a percibir por la venta de la energía según la tarifa regulada. Según la legislación vigente en España, Artículo 24 del Real Decreto 661/2007, la tarifa percibida será única y de valor 7.9084 c€/kWh para los primeros veinte años de funcionamiento de la instalación y de 6.6094 c€/kWh a partir de los veinte años. La ventana para la introducción de dichos valores se muestra en la Figura 66.



The image shows a software window titled 'regulad' with a red border. Inside the window, there is a form with five rows of input fields. Each row consists of a label on the left, a text input field in the middle, and a unit on the right. The values entered in the input fields are: 30, 7.9084, 6.6094, 3, and 3. At the bottom center of the form is a button labeled 'Aceptar'.

Tiempo de estudio de la instalación eólica	30	años
Valor de la tarifa regulada durante los primeros 20 años	7.9084	c€/kWh
Valor de la tarifa regulada a partir de los 20 años	6.6094	c€/kWh
IPC	3	%
Tasa de actualización	3	%

Aceptar

Figura 66.- Ventana tarifa de regulada

Conocido el valor de la tarifa regulada se pasa al cálculo de un vector de precios anuales considerando el año de uso de la instalación que ocupa y la actualización del valor de la tarifa mediante la tasa de actualización aplicada cada año.

Al igual que para la tarifa de mercado se obtendrá un vector de los ingresos percibidos cada año multiplicando el precio de la energía resultante por la cantidad de energía que se estima como producción del parque eólico en un año.

### 3.8.4 Cálculo de la inversión

El cálculo de la inversión representa la obtención del coste total a aportar para el desarrollo inicial completo de la instalación, así como determinar qué porcentaje será financiado por capital en préstamo y hallar la tasa anual de devolución del coste total financiado.

Los datos requeridos al usuario en este punto del programa son el coste de inversión medio del parque eólico, valor en millones de Euros por megavatio instalado, este valor se estima en 0.993 millones de Euros por cada megavatio instalado, dato medio estimado actual por la Asociación Eólica de Galicia (EGA). El porcentaje de capital financiado externamente y el interés establecido para la devolución de dicho capital en préstamo. También se necesita conocer el tiempo de amortización del capital financiado, es decir, el número de años en que se debe producir la devolución total del capital financiado. Y por último el IVA o Índice del Valor Añadido, dato necesario para calcular la cantidad real de devolución.

Con todos los datos anteriores el coste de inversión se calcula como el coste de inversión medio introducido como dato por la potencia total instalada. Para obtener la inversión total real este coste de inversión ha de ser implementado con el IVA, impuesto a pagar por la construcción del parque, de forma que la inversión total es:

$$\text{Inversión Total} = \text{Coste Inversión} \cdot \left(1 + \frac{\text{IVA}}{100}\right)$$

El importe de capital financiado se calcula como la inversión total antes calculada por el porcentaje de capital a financiar. La cuota de devolución anual se estima en función del periodo de amortización y el interés a pagar durante la devolución del dinero a la entidad financiadora.

$$\text{Cuota Anual} = \text{Valor Financiado} \cdot i \cdot \frac{(1+i)^{T_a}}{(1+i)^{T_a} - 1}$$

Donde  $i$  es la tasa de interés en tanto por uno y  $T_a$  es el periodo de amortización.

### 3.8.5 Costes de mantenimiento

Los costes de mantenimiento es un coste anual debido a la operación del parque eólico y el mantenimiento necesario para su correcto funcionamiento. El valor del coste de mantenimiento anual se estima como un porcentaje de la inversión total. Este tanto por ciento es requerido por pantalla al usuario del programa y su valor suele ser del 10-12 %.

Debido al encarecimiento a lo largo del tiempo de la mayoría de los costes que componen el coste de mantenimiento del parque, este valor será actualizado mediante la tasa de actualización anteriormente utiliza de forma que el coste de mantenimiento anual será un vector cuyas componentes se refieren al coste de cada año actualizado.

### **3.8.6 Ajustes del IVA**

Uno de los costes asociados a la inversión total realizada para la construcción del parque es el IVA, al cual se le denomina en este punto IVA soportado en la inversión. El valor del IVA soportado es el porcentaje de IVA por el coste de inversión real. Esta cantidad de dinero es devuelto a los propietarios del parque eólico a través del IVA repercutido correspondiente al ingreso de ventas de la energía producida menos el coste de mantenimiento.

$$\text{IVA repercutido anual(€)} = (\text{Ingreso Anual} - \text{Coste Mantenimiento}) \cdot \text{IVA}$$

Una vez devuelto la cantidad total de IVA soportado, el IVA repercutido deja de ser considerado un ingreso anual.

### **3.8.7 Cálculo de flujos y beneficios**

En este programa se denomina flujo neto a la cantidad que es percibida por los propietarios de la instalación anualmente. El cálculo del vector de flujos netos se realiza a través de la siguiente ecuación.

$$\text{Flujo Neto}(i) = \text{Ingreso Anual}(i) - \text{Coste Mantenimiento}(i) + \text{IVA repercutido}(i)$$

Además se calcula el flujo neto acumulado a través de los años para conocer la cantidad total de ingresos que ha percibido el parque a lo largo de su vida útil.

En el cálculo del flujo neto no se ha tenido en cuenta la salida de capital asociada a la devolución del préstamo, obtenida anteriormente como cuota anual. Este desembolso será llevado a cabo en los años correspondientes al periodo de amortización. Así se crea un nuevo vector, llamado beneficios, cuyos términos corresponden a la salida de capital total que se realiza cada año. Adicionalmente también se calcula el vector de beneficios acumulados cada año.

### 3.8.8 Parámetros para la rentabilidad económica

Como ya se ha comentado anteriormente los parámetros a tener en cuenta para evaluar la rentabilidad económica del parque eólico en estudio son el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y el tiempo de retorno de la inversión.

Para el cálculo del VAN es requerido por pantalla la introducción por el usuario del programa el coste ponderado del capital. Como valor de este parámetro se recomienda el tipo de interés de la última subasta de Letras del Tesoro a doce meses, cuyo valor actual asciende a 3.702 %.

La fórmula empleada para la obtención del Valor Actual Neto es:

$$VAN = -C + \sum_{i=1}^n \frac{\text{Beneficio anual}_i}{(1 + WACC)^i}$$

Donde C es la inversión inicial realizada por los recursos propios y capital del inversor, n es el periodo de estudio del proyecto y WACC es la tasa de descuento acorde al rendimiento mínimo esperado.

La tasa interna de retorno es aquel valor de coste ponderado de capital que hace el valor del VAN nulo. Para el cálculo de la TIR se ha hecho uso en el programa de una función contenida en la librería de Matlab que obtiene este valor directamente. La citada función se llama irr y su parámetro de entrada es un vector con la inversión inicial realizada con recursos propios y el resto de términos corresponden al vector beneficio calculado anteriormente.

El tiempo de retorno es calculado como el año correspondiente a la componente del vector beneficio acumulado que iguala o es inmediatamente mayor a la inversión realizada mediante recursos propios, es decir, el año en que la inversión inicial ha sido completamente cubierta mediante los ingresos.

Por último el LCOE es calculado a partir de la fórmula que se muestra en la teoría, teniendo en cuenta la inversión se paga solo durante los años de amortización del préstamo y que los costes de mantenimiento y la energía son constantes para todos los años de estudio de la instalación eólica.

### 3.9 Cálculo del índice de turbulencia

En el apartado de las estelas se ha dedicado un apartado a la intensidad de turbulencia, donde se ha explicado la importancia de este parámetro en el diseño de un parque eólico, que determina la carga mecánica a la que va a estar sometida una turbina. En este programa se hace un pequeño cálculo relacionado con la intensidad de turbulencia, donde se calcula la intensidad de turbulencia que recibe cada una de las turbinas que conforman la instalación, así como por sectores dentro de cada aerogenerador.

Para la obtención de este valor se ha tomado el modelo Danés, donde la turbulencia se calcula como:

$$IT = \beta_v \cdot \beta_l \cdot 0,15$$

Se ha elegido este modelo sencillo, el cual es obtenido a partir de casos experimentales, por la falta de información y modelos más desarrollados en cuanto al cálculo de la intensidad de turbulencia. Es una materia que no ha sido ampliamente estudiada de forma matemática y se suele calcular de forma experimental, mediante mediciones o en túneles de viento.

Aunque el cálculo de la intensidad de turbulencia parte de la ecuación básica de la desviación típica partida por la media de las velocidades:

$$I_T = \frac{\sigma_u}{U_{10}}$$

En este programa no se ha podido utilizar, ya que no es compatible con el modelo de estelas seleccionado. La estela se ha modelado como la velocidad original del emplazamiento por un déficit que depende del distanciamiento entre turbinas, entre otros factores, pero no de la velocidad. En consecuencia, al utilizar la fórmula de la desviación típica el déficit es anulado matemáticamente y la intensidad calculada no es la correcta para cada turbina.

### 3.10 Expedición de documento resumen

Todos los datos referentes al parque eólico creado y a su estudio de viabilidad económica son almacenados en un documento de texto. Para ello, el programa llama un documento llamado "Documentacion.txt" que tiene que estar en blanco y guardado en la misma ubicación que los archivos del programa. A continuación se muestra una lista, con el texto en cursiva, donde se presentan los datos que son grabados en el archivo al finalizar la ejecución de programa, particularizados para un caso tipo ejecutado para la ocasión.

Los parámetros generales para la creación de un parque eólico son los mostrados a continuación:

El fichero de datos de viento utilizado es: *datos.txt*

La altura a la que se han obtenido los datos de viento es: 10 metros.

El terreno tiene una rugosidad de valor: 0.030

Los parámetros característicos de la turbina son: 2000 kW de potencia nominal, 45.00 metros el radio del rotor y 97.00 metros de altura.

El tipo de disposición del parque es: *Tresbolillo*

Resultados del análisis del fichero de datos de viento.

Se va a proceder con los datos divididos para una rosa de 8 sectores.

Los datos de velocidad de viento medidos se van a clasificar según su dirección en cada sector, obteniéndose una probabilidad para cada sector de:

27.9932	9.5438	2.7501	7.4736	17.2662	6.2885
15.2587	13.4259				

El parque se reorienta para que su dirección principal coincida con el sector de mayor probabilidad para optimizar la producción de energía.

El sector 1 pasa a ser el principal, y la dirección según se orienta el parque es 0.00 grados respecto al archivo de datos de viento introducido

A partir de este punto, todos los datos estarán ordenados conforme a la nueva orientación

Las velocidades medias de viento para cada sector son:

8.60	6.16	4.69	4.59	6.57	4.86	7.03	6.25
------	------	------	------	------	------	------	------

A la distribución de velocidades para cada sector se puede aproximar por una distribución de probabilidades:

La probabilidad discreta para cada sector y velocidad son:

[Vector de probabilidades]

La probabilidad calculada mediante una distribución Weibull son:

[Vector de probabilidades]

*El cálculo de la producción de energía va a ser calculado mediante los valores de probabilidad Weibull.*

*Los datos correspondientes al cálculo de la producción ideal del parque sin considerar estelas se muestran a continuación.*

*Las potencias que se producen en cada sector en kW son:*

1068.012	657.535	400.632	274.993	732.479	412.056
812.286	672.958				

*Las potencias producidas en cada sector ponderadas con la probabilidad de cada sector en kW son:*

298.971	62.754	11.018	20.552	126.471	25.912
123.944	90.351				

*La potencia total para un aerogenerador del parque son 759.972817 kW*

*La energía producida por un aerogenerador en un año son 6657361.874058 kWh*

*La energía que proporcionaría el parque completo en un año son 159776684.977400 kWh*

*Los datos correspondientes al cálculo de la producción considerando estelas en el parque eólico.*

*La potencia reducida por cada aerogenerador en cada sector en kW son:*

*[Vector de potencias]*

*La potencia reducida para cada aerogenerador en kW es:*

705.998	701.092	700.881	699.080	699.234	699.724
703.902	748.645	705.466	700.560	695.507	695.530
695.694	702.583	705.130	749.873	701.739	696.833
696.623	693.826	694.078	694.531	701.788	746.531

*La potencia total para todos los aerogeneradores del parque son 16934.850667 kW*

*La energía producida por el parque de aerogeneradores en un año es 148349291.840133 kWh*

*Los rendimientos obtenidos comparando la producción con y sin estelas son los siguientes.*

*El rendimiento global del parque es del 92.85 %.*

*Las horas equivalentes de funcionamiento del parque en un año son 3090.610247*

*El rendimiento de cada aerogenerador del parque eólico es:*

0.9290	0.9225	0.9222	0.9199	0.9201	0.9207
0.9262	0.9851	0.9283	0.9218	0.9152	0.9152
0.9154	0.9245	0.9278	0.9867	0.9234	0.9169
0.9166	0.9130	0.9133	0.9139	0.9234	0.9823

*El rendimiento global de cada sector en que se ha dividido la rosa de los vientos es:*

0.9945	0.9777	0.5878	0.9571	0.9893	0.9704
0.6648	0.9755				

*Los datos para estimar la viabilidad económica del parque son:*

*La inversión total realizada son 45312000 Euros*

*El tipo de tarifa para la venta de la energía es: mercado*

*Un 70.00 % de la inversión total se lleva a cabo con financiación externa, con un 5.50 pr ciento de interés fijo*

*El Valor Actual Neto (VAN) es 4.139644e+012 Euros*

*La Tasa Interna de Retorno es 3893.1300*

*El periodo de retorno de la inversión inicial es de 0 años*

*Los flujos de caja para cada año de estudio de la instalación en Euros son:*

1.667086e+011	1.455162e+011	1.498819e+011	1.543785e+011
1.590100e+011	1.637804e+011	1.686940e+011	1.737550e+011
1.789728e+011	1.843420e+011	1.898722e+011	1.955684e+011
2.014354e+011	2.074785e+011	2.137028e+011	2.201139e+011
2.267174e+011	2.335189e+011	2.405244e+011	2.477402e+011
2.551724e+011	2.628275e+011	2.707124e+011	2.788337e+011
2.871988e+011	2.958147e+011	3.046892e+011	3.138298e+011
3.232447e+011	3.329421e+011		



## Capítulo 4

# Aplicaciones Prácticas

### 4.1 Descripción general

Durante el capítulo de aplicaciones prácticas se van a representar varios casos de utilización del programa. El objetivo de cada uno de los casos será estudiar un parámetro o modelo de parque eólico, que de forma genérica es importante conocer sus valores óptimos para el mejor diseño de una instalación.

Adicionalmente a la presentación de varios casos prácticos, a lo largo de este capítulo, se pretende exhibir el potencial del programa creado en el proyecto como herramienta de estudio y optimización de parque eólicos. En los distintos casos se va a mostrar la forma de iterar del programa y la presentación de tablas resumen de dichas iteraciones.

En los tres primeros casos, se va a estudiar la influencia de la distancia entre aerogeneradores, dentro de una distribución específica, en el rendimiento. Cuanto mayor sea la distancia entre aerogeneradores dentro de un parque eólico, menor será la incidencia de las estelas a la salida de cada aerogenerador sobre el resto de elementos de la instalación. Bajo esta consideración cabría pensar que la solución para que las estelas producidas no afecten al resto de aerogeneradores es alejar las turbinas infinitamente, de forma que nunca lleguen a interferir unas sobre otra. Este gigantesco distanciamiento hace que se rompa el entendimiento de un conjunto de turbinas como un parque eólico. Para formar un parque los aerogeneradores tienen que situarse en un emplazamiento localizado. Además, las turbinas están conectadas eléctricamente entre sí y al centro de transformación y control desde donde se monitorizan y controlan los aerogeneradores y el cual es punto de conexión eléctrica a la línea de alta tensión que distribuye la energía.

Dado que por un lado interesa situar las turbinas dentro de una zona acotada determinada y por otro lado interesa alejar unos aerogeneradores de otros para minimizar los efectos negativos de las estelas y aumentar así la producción, el problema de optimización de la disposición de los aerogeneradores es muy complejo y necesita ser analizado minuciosamente para cada caso particular de parque eólico.

El siguiente caso estudia la influencia de la dirección principal del parque en relación a la dirección de viento, donde se va a estudiar la rotación del conjunto de turbinas, bajo distintas consideraciones, según la dirección predominante de viento para ver con qué

posición del parque se obtienen más beneficios. En otro caso se va a evaluar la elección del tipo de aerogenerador instalado, ya que para cada ubicación existirá una turbina que haga maximizar los beneficios en función de las condiciones del emplazamiento.

Por último, se va a tratar la importancia que tiene la elección del número de sectores de la rosa de los vientos en los cálculos realizados por el programa. Esta cuestión es importante para evaluar el grado de aproximación a la situación real que tiene el programa para cada caso evaluado.

## **4.2 Presentación de parámetros seleccionados**

Para todos los casos que se van a analizar a continuación, el programa va a requerir unos parámetros de entrada que describan el emplazamiento, las condiciones de viento o el terreno. Estos parámetros se van a tomar igual para todos los casos, salvo que en algunos de ellos se aclare un valor diferente por razones de operación. Dichos parámetros se presentan a continuación:

Para analizar exclusivamente la influencia de la distancia entre aerogeneradores sobre el rendimiento se van a mantener fijos el resto de parámetros que presenta el programa como libre elección. Los valores han sido seleccionados intentando reproducir unas condiciones lo más próximas posible a una configuración real:

- Archivo de datos de viento: se han realizados los cálculos con un archivo de datos de viento recogido durante una campaña de medición para el proyecto CHI/00/G32 “Remoción de barreras para la electrificación rural con energías renovables”. La estación meteorológica se encuentra en la Isla Quenu, Archipiélago de Chiloé, Chile. El periodo de recolección de datos es del 9 de Diciembre de 2002 al 9 de Diciembre de 2003.
- La altura de medición de los valores de viento es de 10 metros.
- El modelo de aerogenerador seleccionado es de la marca Gamesa, cuya potencia nominal es de 2000 kW. Las características del mismo son un radio de rotor de 45 metros y 97 metros de altura del buje. Su curva de generación es la mostrada en la Figura 67.

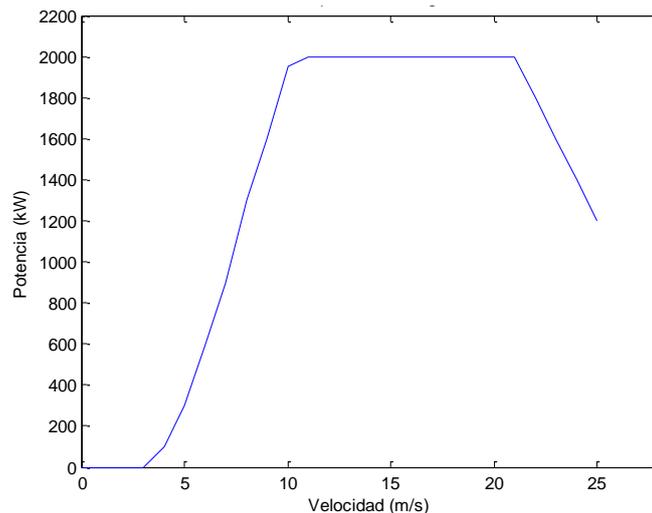


Figura 67.- Curva de potencia del aerogenerador Gamesa (2 MW)

Se puede observar que su producción nominal, 2 MW, se da para las velocidades comprendidas entre 11 y 22 m/s.

- Se ha considerado una longitud de rugosidad del terreno de 0.03 metros, correspondiente de forma genérica a un área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Además se consideran sólo colinas suavemente redondeadas a los alrededores.
- La rosa de los vientos se dividirá en ocho sectores de 45 grados cada uno, lo que implica que se va a considerar que el viento puede soplar desde ocho direcciones diferentes y con una probabilidad asociada a cada una.
- Todas las potencias para el cálculo del rendimiento se calcularán mediante las probabilidades asociadas a la distribución Weibull extraída de los datos de viento.
- La venta de energía producida en este caso se realiza en el mercado de producción de potencia con la posibilidad de percibir la prima establecida, ya que el parque se encuentra en tierra firme y la potencia instalada es superior a 50 MW. En consecuencia la tarifa seguida en el apartado de viabilidad económica es la de mercado. El precio establecido para la venta de la energía es el correspondiente al precio final anual de comercializadores libres y consumidores directos en el mercado según la Comisión Nacional de la Energía (CNE) para el año 2010, igual a 4.198 c€/kWh. La prima de referencia a sumar al precio de venta de la energía en el mercado vigente para parques eólicos en tierra firme es de 3.1633 c€/kWh. Además, se definen los límites para el precio total percibido por el parque, considerando que se encuentra en tierra firme. El límite superior es de 9.1737 c€/kWh y el límite inferior es 0 c€/kWh.
- Otros parámetros a tener en cuenta en el estudio de viabilidad económica se detallan a continuación. El número de años a abarcar en el análisis económico es de 30 años, el índice de precios al consumo se estima en 3.3% y una tasa de

actualización de 3.2835%. El porcentaje del coste total de inversión que será afrontado mediante financiación es del 70% con un interés fijo del 5,5%. El IVA es un 18% y el periodo de amortización del préstamo es 8 años. El coste de mantenimiento anual del parque se estima en un 8% del coste total de inversión, la cual se calcula asumiendo un coste de 0.8 millones de Euros por cada megavatio instalado, dato medio estimado a partir de valores proporcionados por la Asociación Eólica de Galicia (EGA). Por último, el coste ponderado del capital es del 3%, valor del tipo de interés medio en la subasta de Letras del Tesoro.

Tras la ejecución del programa se ha tomado la disposición que presenta los datos de viento que se están considerando en el estudio, los cuales son presentados en la Figura 68.

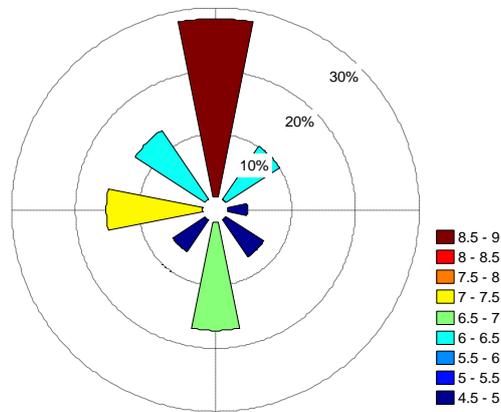


Figura 68.- Rosa de los vientos, representando la velocidad media del viento en cada sector

Analizando los datos recogidos en la rosa de los vientos se puede determinar que existen dos direcciones de viento predominantes, Norte y Sur, las correspondiente a los dos sentidos de la línea perpendicular a las filas de la distribución al tresbolillo. Además también van a ser representativa, respecto a los resultados, la séptima dirección, Oeste, la cual favorecerá la producción en los aerogeneradores situados en las posiciones más a la izquierda de cada fila.

### 4.3 Caso 1: Estudio de la influencia de la distancia entre aerogeneradores en una disposición tresbolillo

En este caso se va a analizar la influencia que tiene la distancia entre aerogeneradores en un parque con disposición al tresbolillo sobre el rendimiento global del parque. A lo largo del presente Proyecto el rendimiento es la relación entre la potencia ideal que produciría el parque y la potencia real generada considerando las estelas que producen los aerogeneradores, y como afectan estas al resto de turbinas.

Este primer caso se basa en una disposición al tresbolillo, comúnmente utilizada en parques de aerogeneradores ya que disminuye la intersección de unos aerogeneradores con las estelas producidas por otros según la dirección principal, aumentando así el rendimiento de la instalación.

Los parámetros que van a ser objeto de estudio son la distancia entre filas de aerogeneradores  $d$  y la distancia entre los elementos de una misma fila  $D$ . Diversos estudios sobre la disposición óptima de los aerogeneradores en los parques eólicos han establecido unas distancias límite entre turbinas para las cuales el rendimiento del parque se maximiza. En disposiciones al tresbolillo, tales como las analizadas en este caso, la distancia mínima entre dos turbinas es de ocho diámetros de rotor en la dirección principal de viento,  $d$  y de dos diámetros de rotor en la dirección perpendicular,  $D$ . Basándose en estos límites extremos se recomiendan intervalos óptimos para el espaciamiento entre turbinas. Los aerogeneradores suelen estar distanciados entre cinco y nueve diámetros en la dirección principal de viento y entre tres y cinco diámetros en la dirección perpendicular a la principal.

La configuración del parque que en todos los casos se van a considerar treinta y seis aerogeneradores, dispuesto en cuatro filas de nueve aerogeneradores cada una. Su disposición será al tresbolillo y se va a identificar la distancia entre aerogeneradores de una misma fila como  $D$  y la distancia entre filas como  $d$ . La disposición se muestra en la Figura 69. Las distancias se consideran función lineal del diámetro de la turbina seleccionada, es decir, para un valor de  $D$  igual a tres considerando un radio de rotor de 45 metros la distancia real entre los aerogeneradores será de 135 metros.

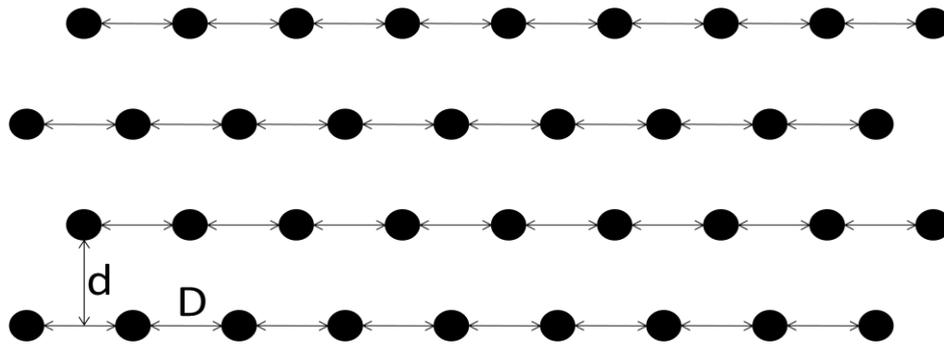


Figura 69.- Disposición al tresbolillo con 36 aerogeneradores

### 4.3.1 Disposición en tresbolillo: estudio con una dirección de viento

Antes de estudiar la influencia del distanciamiento entre aerogeneradores para este caso, el cual puede considerarse como un caso de estudio real, se va a analizar uno más sencillo, para establecer los límites y valores óptimos para cada longitud considerada, la distancia entre aerogeneradores de una misma fila y la distancia entre filas dentro de un parque eólico.

Este procedimiento se ha establecido porque los resultados que se van a extraer de una disposición real son difíciles de interpretar debido que al provenir el viento que incide en la instalación de distintas direcciones es difícil determinar la influencia del distanciamiento entre generadores. Para centrarnos únicamente en la distancia entre las turbinas situadas en el parque eólico se realizan los cálculos de la instalación para distintos distanciamientos  $D$  y  $d$  teniendo en cuenta que el viento proviene de una única dirección, la cual se ha hecho coincidir con la dirección principal del parque, es decir, perpendicular a las filas de aerogeneradores.

En primer lugar se ha analizado la influencia que tiene la distancia entre aerogeneradores de una misma fila. Para ello se ha mantenido la distancia entre filas constante y con un valor suficientemente grande pero estando dentro de la zona de consideración de un parque eólico. Este estudio se resume en la Tabla 5:

Tabla 5.- Influencia de la distancia entre turbinas de una misma fila

D	d	Rendimiento de la instalación
2	9	0.9301
3	9	0.9849
4	9	0.9875
5	9	0.9879
7	9	0.9880

El valor establecido para la distancia entre filas es de nueve diámetros de rotor. De la tabla se deduce fácilmente que cuando los aerogeneradores se disponen muy cercanos entre sí dentro de una misma fila, a dos diámetros de rotor  $D$ , el rendimiento se ve muy afectado, por tanto esta configuración es descartada para obtener buenos resultados. Desde un distanciamiento de cuatro diámetros de rotor hasta siete, el mayor número analizado se puede apreciar que las variaciones en el rendimiento de la instalación son muy pequeñas. Por tanto, se puede concluir que un distanciamiento de unos cuatro o cinco  $D$  es un valor apropiado para la disposición de los parques eólicos.

En segundo lugar se ha estudiado igualmente la influencia de la distancia entre filas de aerogeneradores dentro de un parque eólico con disposición al tresbolillo manteniendo fija la distancia entre los aerogeneradores de una misma fila. La distancia entre aerogeneradores de una misma fila se ha establecido en un valor que cumple que los aerogeneradores de una misma fila nunca se interceptan unos a otros dadas las particulares condiciones de viento que se están considerando. Los resultados de este análisis de sensibilidad se resumen en la Tabla 6:

Tabla 6.- Influencia de la distancia entre filas

D	d	Rendimiento de la instalación
4	4	0.9430
4	5	0.9624
4	6	0.9734
4	7	0.9799
4	8	0.9842
4	9	0.9875
4	10	0.9897

Se ha tomado como 4 el distanciamiento entre los aerogeneradores de una misma fila. El rango de estudio para la separación entre filas es desde cuatro a diez diámetros de rotor. Se aprecia que para distancias más pequeñas los saltos en el rendimiento son más significativos y que a partir de siete diámetros de rotor, el rendimiento asciende pausadamente, aunque no deja de crecer. De esto se deduce que las distancias a considerar para el supuesto estudiado son entre siete y nueve, recomendando como valor óptimos ocho diámetros de rotor.

En la Figura 70 se muestra la superficie con la distribución de rendimientos a lo largo del parque. La dirección de viento es paralela a las columnas, dirección Norte, por ello el rendimiento es igual al 100% en las dos primeras filas, cuyas turbinas no están sometidas a estelas. En las dos siguientes filas el rendimiento cae, con un valor en torno al 96%.

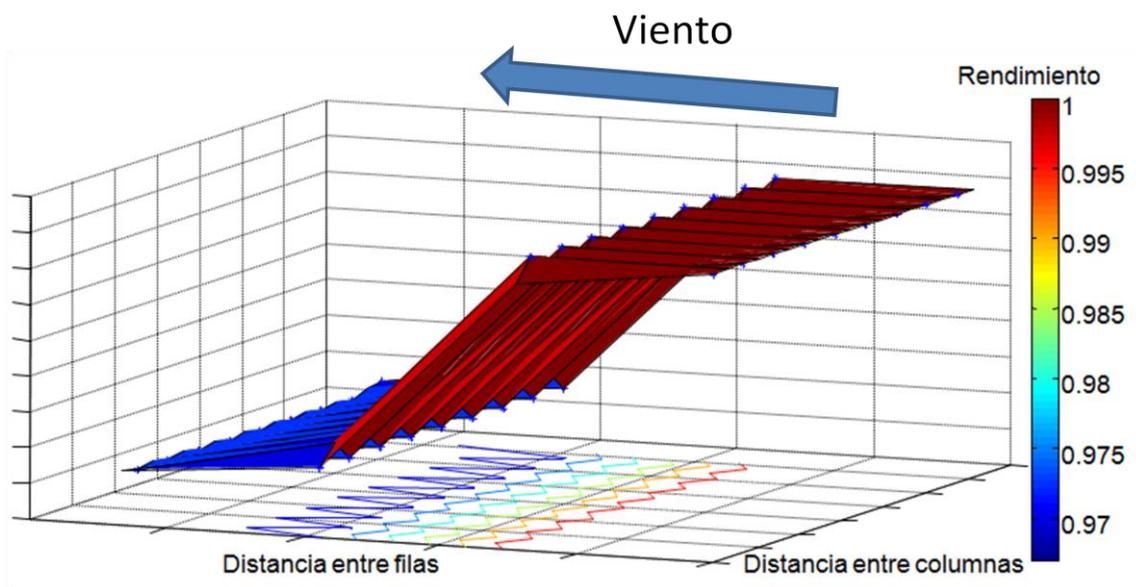


Figura 70.- Distribución de rendimientos, una dirección de viento, parque al tresbolillo

### 4.3.2 Disposición en tresbolillo: estudio con ocho sectores

Analizando el caso general con ocho sectores, objeto de este apartado. Los casos que van a ser analizados se muestran en la Tabla 7, en ella se han añadido los valores de distanciamiento entre aerogeneradores, el rendimiento global de la instalación, considerando el efecto que las estelas pueden producir en cada sector, las horas equivalentes de funcionamiento de los aerogeneradores, el valor actual neto de la instalación, bajo las condiciones económicas definidas anteriormente, la tasa interna de retorno y el tiempo de retorno de la inversión, para así dar cabida y su correspondiente importancia al análisis económico de cada situación.

Tabla 7.- Análisis de sensibilidad de disposición al tresbolillo

D	d	Rendimiento	Horas equivalentes	VAN (M€)	TIR (%)	T retorno (años)	LCOE (c€/kWh)
4	7	0,9125	3037,6	251,3	16,18	8	3,2362
4	8	0,9248	3078,5	258,41	16,52	8	3,2220
5	7	0,931	3099	261,98	16,70	8	3,2348
5	8	0,9351	3112,6	264,34	16,82	8	3,2200
5	9	0,9419	3135,3	268,3	17,01	7	3,2101
3	5	0,857	2852,6	219,13	14,60	9	3,2997
3	9	0,8943	2977	240,76	15,66	8	3,2199
5	5	0,9323	3103,3	262,73	16,74	8	3,2950
6	8	0,9488	3158,4	272,3	17,21	7	3,2200
8	8	0,9713	3233,1	283,02	17,64	7	3,2200

En los primeros cuatro casos analizados en la tabla se han considerado los valores óptimos extraídos del análisis para un sector realizado anteriormente, en estos casos el rendimiento de la instalación es menor de lo que cabría esperar para el caso ideal, debido a la distribución de vientos utilizada. De aquí se deduce que cuanto menor es la distancia entre filas de aerogeneradores, menor es el rendimiento. En el último caso considerado, tanto las filas de aerogeneradores, como las propias turbinas dentro de una misma fila están muy distanciadas, y es el único caso donde el rendimiento es más alto. Se concluye que en distribuciones de viento sin una clara dirección predominante, es decir, que el viento puede incidir desde cualquier ángulo al conjunto de aerogeneradores, para distintas direcciones habrá diferentes intersecciones entre turbinas y estelas y la solución plausible es disponer los distintos elementos lo más separados posibles. Además es conveniente hacer coincidir la dirección con mayores probabilidades de viento con la dirección principal en el tresbolillo.

Los rangos de valores para los parámetros considerados son los siguientes, el rendimiento en todos los casos está en valores cercanos al 90 %, se considera un buen valor, ya que existen pocas pérdidas debidas a las estelas en este tipo de disposición. Los valores económicos demuestran una alta rentabilidad en todos los casos, considerando que una inversión es rentable siempre que su valor actual neto resultante sea mayor que cero, se pueden esperar unos grandes beneficios para las instalaciones y condiciones establecidas. Además, la Tasa Interna de Retorno, en torno al 16%. El coste mínimo de venta de la energía (LCOE) es muy similar en todos los casos considerados, está en torno a los 3,2 c€/kWh e indica el mínimo valor al que debe ser vendida la energía durante el periodo de estudio de la instalación para que la construcción de la misma sea rentable. La diferencia entre unos casos y otros es muy pequeña, sobre la milésima parte del céntimo de Euro, esta pequeña variación no debe ser despreciada, ya que la centran a lo largo de todo su periodo de funcionamiento produce muchísimos kilovatios de energía que multiplicados por la pequeña diferencia de precios entre casos supone una considerable cuantía de Euros.

En la Figura 71 se muestra la distribución de rendimientos para el primer caso analizado mostrado en la tabla anterior. En ella se puede observar que las turbinas con un mayor rendimiento son las situadas en la parte derecha de la instalación. Esto es debido a las condiciones de viento del emplazamiento. Distintas direcciones de viento han favorecido la producción de estas turbinas, y esta suma es la que lleva a que su producción sea mayor.

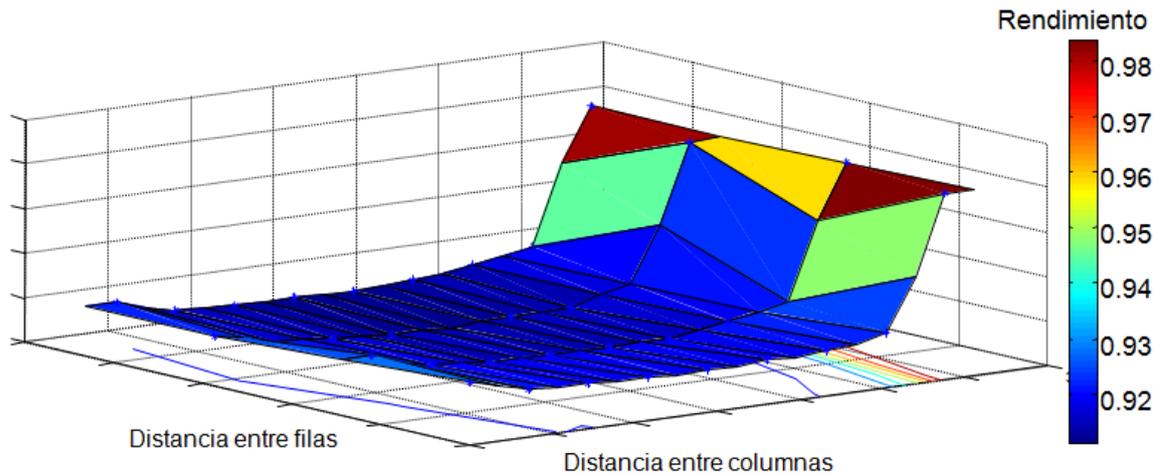


Figura 71.- Superficie de rendimiento disposición al tresbolillo

Además de los parámetros económicos mostrados en la tabla anterior, en la Figura 72 se representan los flujos de caja obtenidos del estudio de la instalación eólica y utilizados para el cálculo del VAN.

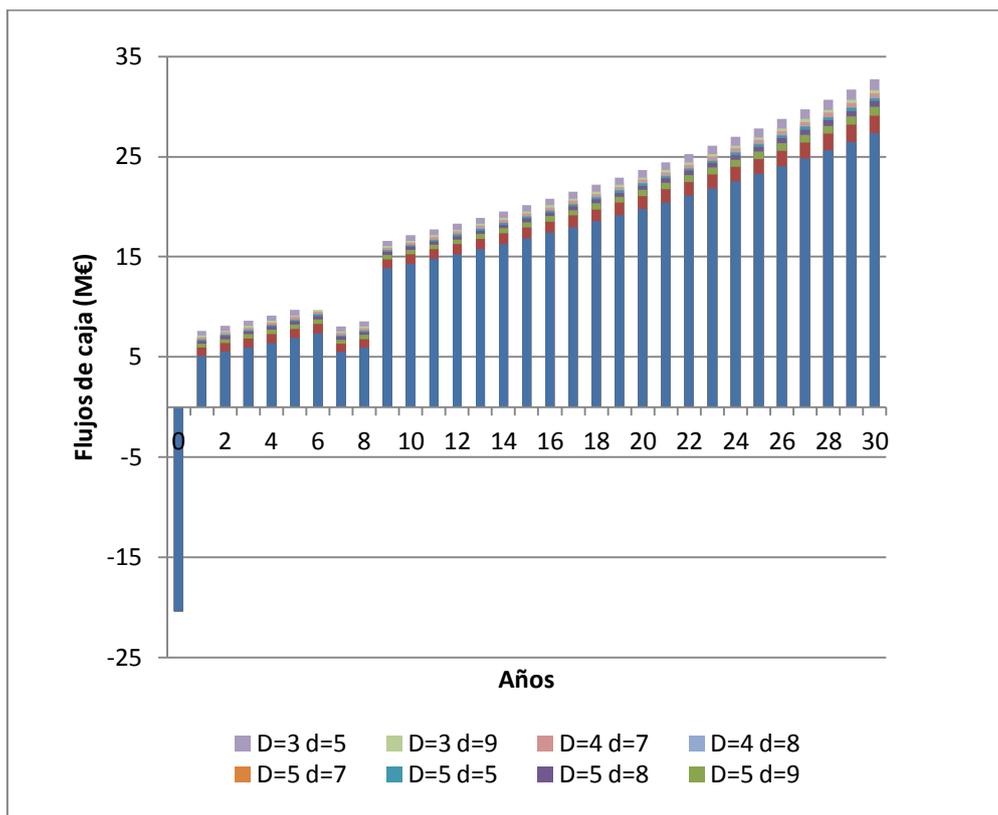


Figura 72.- Flujos de caja para cada disposición al tresbolillo

En la Figura 72 se representan los beneficios obtenidos cada año de estudio de la instalación. En todos los casos hay dos puntos de inflexión en la curva, en el octavo año de estudio aproximadamente, se produce un ascenso notable en los flujos de caja, esto es debido a que hasta ese año a los beneficios obtenidos hay que restarle la cuota

anual para la devolución del coste inicial financiado. En los años siete y ocho se observa una bajada en los flujos de caja, esto es debido a que a partir del sexto año se deja de ingresar el valor del IVA repercutido. En general, la tendencia de aumento de los beneficios en cada año es debida a la tasa de actualización de las ganancias percibidas por la venta de la energía.

Comparando los resultados obtenidos para los distintos casos estudiados, es decir, en función de la separación entre aerogeneradores dentro de la instalación, se observa la misma tendencia que al estudiar el resto de parámetros económicos. En los casos donde la separación entre turbina, los beneficios son mayores, debido a un aumento en la producción de energía, ya que las estelas tiene un menor efecto al aumentar las distancias.

En la Figura 73 se muestran los flujos de caja acumulados, de esta forma se relaciona mejor los flujos de caja con los datos económicos mostrados en la tabla anterior. El punto en el que los flujos pasan de positivo a negativo es el año de retorno de la inversión.

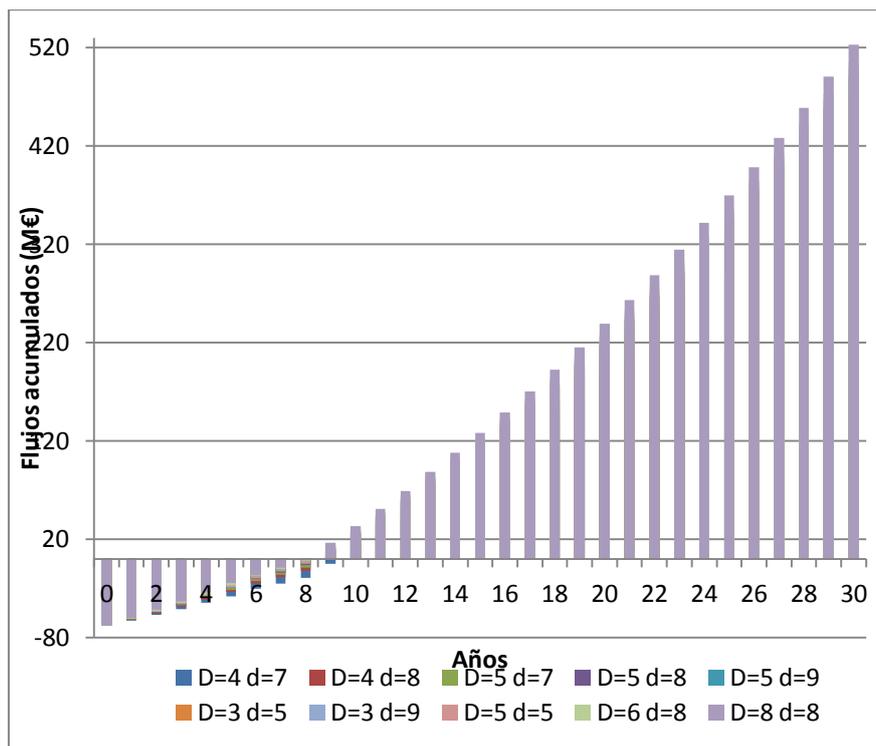


Figura 73.- Flujos de caja acumulados, disposición tresbolillo

Por último, mostrar un resumen de la intensidad de turbulencia. Se ha calculado la intensidad de turbulencia que recibe cada turbina, teniendo en cuenta los sectores de viento.

Para mostrar la variabilidad de la intensidad de turbulencia a la que están sometidas las distintas turbinas en función del microemplazamiento, no resulta práctico plasmar

una tabla con las 36 turbinas para cada caso estudiado, por lo que se ha supuesto la intensidad del parque como la suma de las intensidades de turbulencia para cada turbina. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra la intensidad total e todas las turbinas para los distintos casos:

Tabla 8.- Intensidad turbulencia disposición tresbolillo

D	d	Rendimiento	Intensidad de turbulencia
4	7	0,9125	3,645160
4	8	0,9248	3,606000
5	7	0,931	3,571455
5	8	0,9351	3,571455
5	9	0,9419	3,571455
3	5	0,857	3,821618
3	9	0,8943	3,710009
5	5	0,9323	3,571455
6	8	0,9488	3,557273
8	8	0,9713	3,528909

Se puede observar que al aumentar el distanciamiento entre turbinas, disminuye la intensidad de turbulencia. Se ha representado este valor junto al rendimiento para hacer una comparativa de la evolución entre el rendimiento y la turbulencia presente en un parque eólico. Se ve claramente en la tabla que al aumentar el rendimiento, disminuye la intensidad de turbulencia. Esta evolución reafirma la teoría sobre la intensidad de turbulencia, al aumentar la turbulencia del viento, disminuye la producción de los aerogeneradores, y por tanto el rendimiento de producción de la instalación es menor.

Para mostrar la evolución de la intensidad de turbulencia a lo largo de un parque eólico, se muestra en la Tabla 9 la intensidad de turbulencia para cada turbina comparada con el rendimiento. Se presentan los resultado para el primer caso estudiado en la tabla anterior, cuatro diámetros de rotor entre turbinas de una misma fila y siete diámetros entre filas. Al igual que para el caso del parque completo, para cada turbina se observa la misma relación entre el rendimiento y la intensidad de turbulencia.

Tabla 9.- Intensidad de turbulencia y rendimiento por turbina

Turbina	Rendimiento	Intensidad de turbulencia	Turbina	Rendimiento	Intensidad de turbulencia
1	0,9250	0,097500	19	0,9107	0,098167
2	0,9183	0,098944	20	0,9042	0,099610
3	0,9136	0,099736	21	0,8923	0,101414
4	0,9134	0,098222	22	0,8921	0,099681
5	0,9138	0,097500	23	0,8947	0,098959
6	0,9126	0,101505	24	0,8945	0,102964
7	0,9134	0,106177	25	0,8955	0,108393
8	0,9168	0,106177	26	0,8989	0,108393
9	0,9795	0,097500	27	0,9731	0,098292
10	0,9139	0,098923	28	0,9139	0,097500
11	0,8958	0,102171	29	0,9002	0,099955
12	0,8955	0,102171	30	0,8999	0,099955
13	0,8954	0,100657	31	0,8998	0,098222
14	0,8956	0,099935	32	0,9025	0,097500
15	0,8945	0,103940	33	0,9021	0,101505
16	0,8953	0,108612	34	0,9031	0,106934
17	0,9140	0,106522	35	0,9179	0,105511
18	0,9728	0,098512	36	0,9770	0,097500

#### 4.4 Caso 2: Estudio de la influencia de la distancia entre aerogeneradores en una disposición rectangular

En este apartado se discute la influencia que tiene sobre el rendimiento de un parque eólico con disposición rectangular el distanciamiento entre aerogeneradores. Este caso es similar al anterior modificando la configuración básica del parque. El estudio del rendimiento se lleva a cabo mediante comparación entre la potencia ideal que produciría el parque y la potencia que realmente produce para unas condiciones predeterminadas.

En primera aproximación, es de suponer que la disposición rectangular provocará un menor rendimiento en la instalación, ya que las turbinas estarán alineadas en dos direcciones. Un esquema de disposición rectangular del parque se muestra en Figura 74:

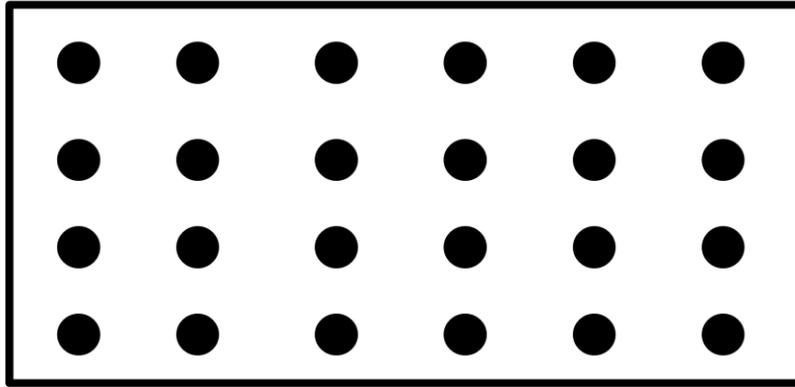


Figura 74.- Disposición rectangular de un parque eólico

Al igual que en la disposición al tresbolillo, para estudiar la influencia de la distancia entre turbinas en los parámetros de la instalación se considera la dirección vertical el eje en el que se produce mayor probabilidad de viento, es decir, el eje vertical es la dirección principal de viento. En consecuencia, las turbinas se encontrarán más distanciadas en dicha dirección y un poco más cercanas en la dirección principal, disminuyendo así el efecto de las estelas.

Un caso particular de estudio sería considerar la dirección principal del viento como la diagonal del rectángulo que define el parque, de esta forma se aumenta significativamente la distancia entre turbinas para la dirección principal de viento.

Este tipo de disposición rectangular no es común en los estudios sobre parques eólicos, los cuales suelen centrarse exclusivamente en disposiciones al tresbolillo. Por esto no se han establecido distancias mínimas recomendables entre aerogeneradores. Siguiendo los valores del caso anterior, se estudiarán distancias de la misma magnitud entre turbinas, resultando la distancia mínima recomendada entre dos turbinas de ocho diámetros de rotor en la dirección principal de viento,  $d$  y de dos diámetros de rotor en la dirección perpendicular,  $D$ .

La configuración del parque: en todos los casos se van a considerar treinta y seis aerogeneradores, dispuesto en cuatro filas de nueve aerogeneradores cada una. Su disposición será rectangular de forma que todas las filas estén perfectamente alineadas según la dirección  $y$  del modelo y todas las columnas formadas por los aerogeneradores están alineadas según la dirección  $x$  de la disposición rectangular. La distancia entre aerogeneradores de una misma fila se identifica como  $D$  y la distancia entre filas como  $d$ . La disposición se muestra en la Figura 75. Las distancias de consideran función lineal del diámetro de la turbina seleccionada, es decir, para un valor de  $D$  igual a tres considerando un radio de rotor de 45 metros la distancia real entre los aerogeneradores será de 135 metros.

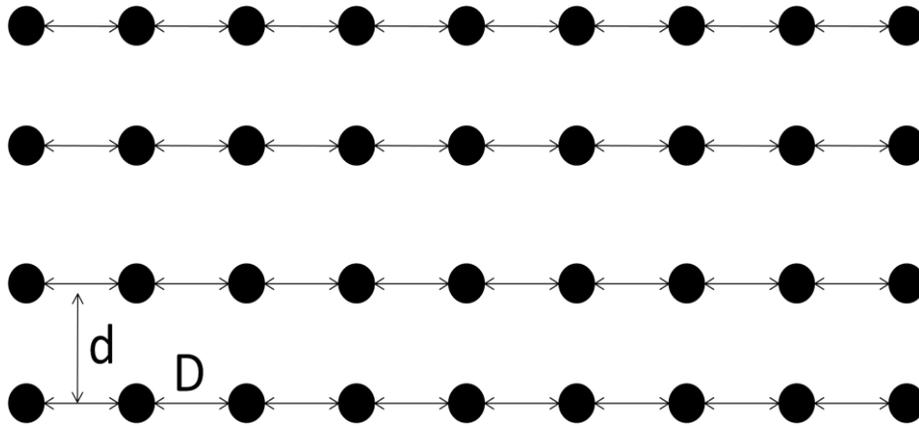


Figura 75.- Disposición rectangular de un parque eólico, mostrando distancias entre turbinas

#### 4.4.1 Disposición rectangular: estudio con una dirección de viento

Al igual que en el primer caso, en primer lugar se va a determinar cuáles serían las distancias óptimas si el viento proviniese exclusivamente desde una dirección, haciendo coincidir esta con la de mayor distancia entre turbinas, la dirección perpendicular a las filas de aerogeneradores.

En primer lugar se ha analizado la influencia ejercida por la distancia entre aerogeneradores de una misma fila,  $D$ , en el rendimiento. Los resultados se muestran para el caso rectangular en la Tabla 10.

Tabla 10.- Influencia de la distancia entre aerogeneradores de una misma fila

$D$	$d$	Rendimiento de la instalación
2	9	0.9291
3	9	0.9294
4	9	0.9294
5	9	0.9294
7	9	0.9294

Para poder estudiar únicamente la influencia de la distancia entre aerogeneradores, se ha mantenido constante la distancia entre las filas que forman la disposición rectangular en un valor fijo de nueve diámetros de rotor. En este caso al estar todos los aerogeneradores alineados según las direcciones estudiadas, a partir de un valor determinado, tres diámetros de rotor, los aerogeneradores de una misma fila no se influyen unos sobre otros no sobre los más cercanos de la fila siguiente y por tanto, el rendimiento se mantiene constante.

En segundo lugar se estudia la influencia de la distancia entre filas en el rendimiento, manteniendo constante la distancia entre aerogeneradores de una misma fila. Para este valor fijo se han tomado tres diámetros de rotor, valor para el cual no se influyen aerogeneradores de distintas columnas entre sí.

Tabla 11.- Distancia entre filas, disposición rectangular

D	d	Rendimiento de la instalación
3	7	0.8527
3	8	0.9121
3	9	0.9294
3	10	0.9422
3	12	0.9592
3	14	0.9697
3	16	0.9767

Partiendo de que solo se influyen los aerogeneradores dispuestos en una misma columna, es lógica la secuencia de rendimientos mostrada en la Tabla 11. Al aumentar la distancia entre filas, aumenta el rendimiento. En este punto hay que tener presente que no es viable separar las distintas filas un valor infinito para así descartar la influencia de las estelas en la producción de energía, por tanto habrá que seleccionar el rendimiento que se va a tener atendiendo a la distancia entre filas máxima que se considere apropiada.

En la Figura 76 se muestra la disposición de los aerogeneradores y la dirección de viento que se ha estado estudiando para realizar los análisis de sensibilidad. Se puede observar que el rendimiento de la primera fila de aerogeneradores es del 100 %, y que en las siguientes filas este rendimiento va disminuyendo progresivamente. Comentar que el rendimiento en ningún caso llega a estar por debajo del 90%, que es el valor de las turbinas que forman la última fila.

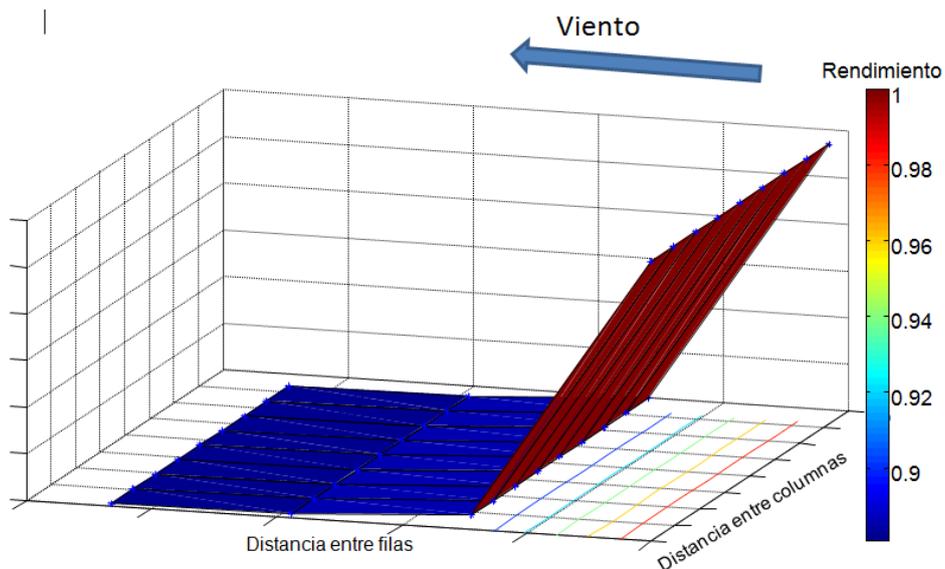


Figura 76.- Distribución de rendimientos para una dirección de viento única, parque rectangular

#### 4.4.2 Disposición rectangular: estudio con ocho sectores

El último paso es estudiar el caso considerado real, con ocho sectores en la rosa de los vientos y en consecuencia el viento incidirá en la instalación desde ocho direcciones. En la Tabla 12 se muestra la casuística de distanciamiento analizada en este caso, a fin de obtener el mayor rendimiento posible dadas unas condiciones de viento. Los datos mostrados en la son los mismos que se han considerado para el estudio en el caso uno, los valores de distanciamiento entre turbinas, el rendimiento global de la instalación, las horas equivalentes de funcionamiento, el valor actual neto, la tasa interna de retorno y el tiempo de retorno de la inversión.

Tabla 12.- Análisis de sensibilidad disposición rectangular

D	d	Rendimiento	Horas equivalentes	VAN (M€)	TIR (%)	T retorno (años)	LCOE (c€/kWh)
3	6	0,8151	2713,30	196,68	13,55	9	3,9863
5	6	0,8592	2860,20	220,45	14,66	9	3,7816
5	7	0,8968	2985,30	242,21	15,73	8	3,6231
5	8	0,9081	3022,80	248,74	16,05	8	3,5781
5	9	0,9124	3037,10	251,22	16,17	8	3,5613
6	9	0,9313	3099,90	262,14	16,71	8	3,4891
8	8	0,9231	3072,70	257,41	16,48	8	3,5301

Se puede determinar que el rendimiento es de forma general inferior que para el caso de disposición al tresbolillo. De forma más particularizada, para las primeras posiciones de la tabla donde la distancia entre filas es menor, el valor del rendimiento está en torno al 80 %, hecho que está en concordancia con el caso particular de una sola dirección de viento estudiada anteriormente. Se sigue manteniendo el hecho de que al aumentar la distancia entre filas, aumenta el rendimiento significativamente, en particular para este caso, a partir de una distancia entre filas de ocho diámetros de rotor el rendimiento asciende al 90 %. A diferencia del caso de una sola dirección de viento, en esta tabla si se pone de manifiesto la importancia del distanciamiento entre aerogeneradores de una misma fila. En las líneas cinco y seis de la tabla se ve que para una distancia amplia entre filas y dos distancias consecutivas de aerogeneradores de una misma fila el rendimiento ha aumentado significativamente, del 91,24% al 93,13%. El coste mínimo de venta de la energía (LCOE) es muy similar en todos los casos considerados, está en torno a los 3,2 c€/kWh, valor muy pequeño de venta de la energía lo que indica que la construcción de la central puede resultar altamente rentable. La pequeña diferencia entre los distintos casos es muy importante tenerla en cuenta, como se explicó en el caso anterior.

Los valores económicos mostrados en la tabla demuestran que esta disposición, en el rango de valores de distanciamiento estudiados, obtiene una alta rentabilidad. Los valores actuales netos son considerablemente mayores que cero, y por tanto la inversión va a proporcionar altos beneficios. Igualmente el tiempo de retorno de la inversión está en torno a los 8 años, lo que implica que el dinero proporcionado en inicio será devuelto en un periodo relativamente corto comparado con el tiempo que va a estar en funcionamiento la instalación.

Para comprender como se distribuye la producción de energía dentro del parque eólico, se presenta la Figura 77, donde se muestra la superficie de distribución de rendimientos a lo largo del parque. Los valores de la figura corresponden a una distancia de seis diámetros de rotor entre aerogeneradores de una misma fila y nueve para la distancia entre filas.

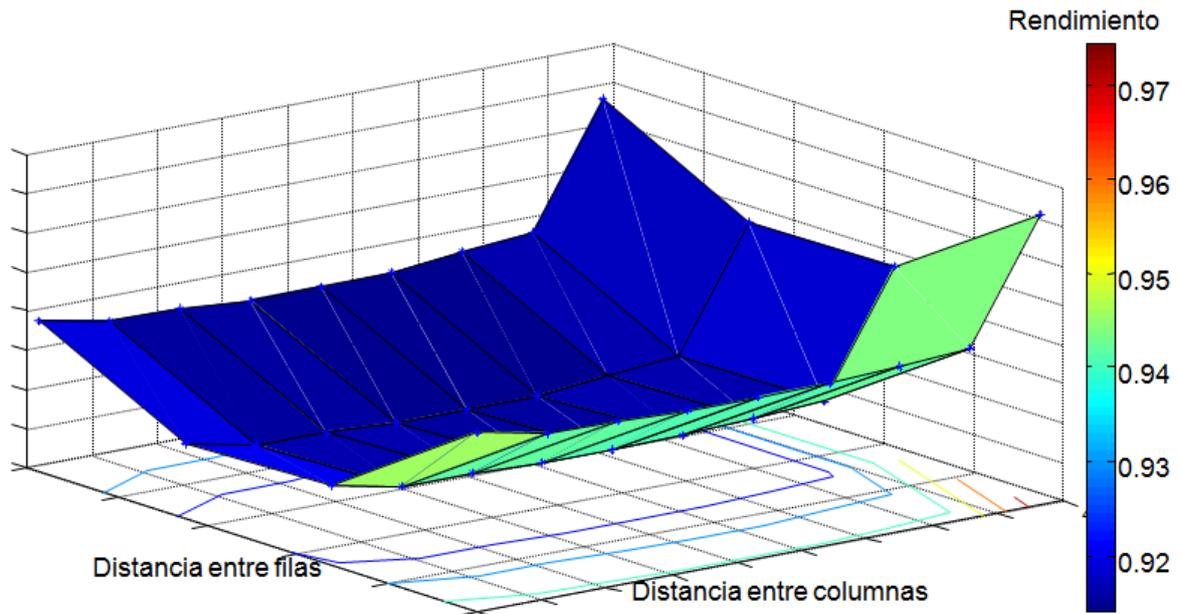


Figura 77.- Superfície de rendimento disposição retangular

Devido a la que la distribución de viento no es uniforme en todas direcciones, el rendimiento en la primera fila es superior, así como en el área derecha del rectángulo formado por los aerogeneradores. En el centro del rectángulo se aprecia una profunda depresión en los valores de rendimiento, ya que las correspondientes turbinas reciben estelas desde cualquier dirección de viento dada a causa de la disposición retangular, donde todas las filas y columnas están ordenadas.

En la Figura 78 se representan los flujos de caja obtenidos del estudio de la instalación eólica y utilizados para el cálculo del VAN.

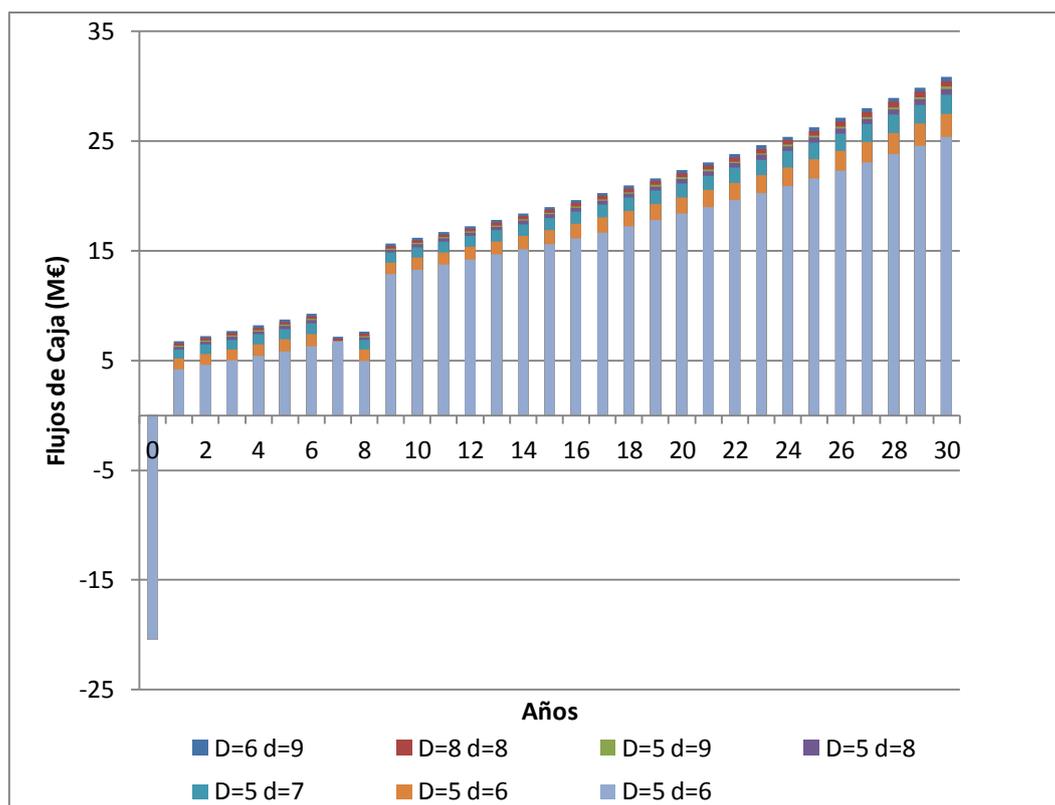


Figura 78.- Flujos de caja para cada disposición rectangular

En la representación de los beneficios se observa con claridad la tendencia de aumento de las ganancias con los años de estudio. Aunque es importante destacar, que al igual que en el apartado anterior, la bajada de tales flujo en los años seis o siete, en función del caso, esto se debe a que en ese momento se deja de contar como ingresa el IVA repercutido como devolución del desembolso inicial del IVA en el momento de construcción del parque eólico. Además, mencionar el punto de inflexión en la curva en el octavo año de estudio. La tendencia de aumento de los beneficios en cada año es debida a la tasa de actualización de las ganancias percibidas por la venta de la energía.

Comparando los resultados obtenidos para los distintos casos estudiados, es decir, en función de la separación entre aerogeneradores dentro de la instalación, se observa la misma tendencia que al estudiar el resto de parámetros económicos. En los casos donde la separación entre turbina, los beneficios son mayores, debido a un aumento en la producción de energía, ya que las estelas tiene un menor efecto al aumentar las distancias.

Al igual que en el caso al tresbolillo se muestra en la Figura 79 la evolución de los flujos de caja acumulados a lo largo de los años de estudio de la instalación. En torno a los 7-9 años de estudio, el cambio de negativo a positivo de los flujos acumulados indica el tiempo de retorno de la inversión.

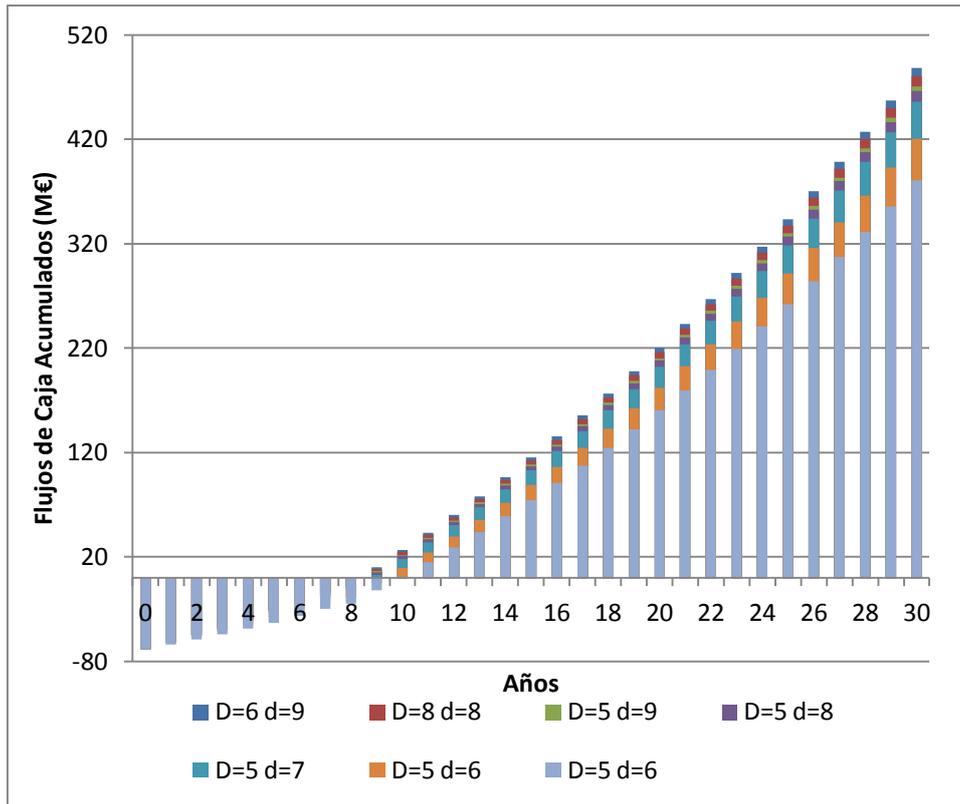


Figura 79.- Flujos de caja acumulados, disposición rectangular

Por último, mostrar un resumen de la intensidad de turbulencia. Se ha calculado la intensidad de turbulencia, al igual que en el caso anterior, para cada turbina y se ha tomado la intensidad turbulenta del parque como la suma de los valores de todas las turbinas. El resultado se muestra en la Tabla 13:

D	d	Rendimiento	Intensidad de turbulencia
3	6	0,8151	4,004188
5	6	0,8592	3,945884
5	7	0,8968	3,819473
5	8	0,9081	3,678380
5	9	0,9124	3,624918
6	9	0,9313	3,610736
8	8	0,9231	3,635835

Tabla 13.- Intensidad de turbulencia disposición rectangular

Se puede observar que al aumentar el distanciamiento entre turbinas, disminuye la intensidad de turbulencia. Se ve en la tabla que al aumentar el rendimiento, disminuye la intensidad de turbulencia, por tanto, la intensidad de turbulencia produce una disminución de la producción de los aerogeneradores, y por tanto el rendimiento de producción de la instalación es menor

## 4.5 Caso 3: Estudio de la influencia de la distancia entre aerogeneradores en una disposición en sector circular

Al igual que en los casos anteriores se va a analizar la influencia que tiene la distancia entre aerogeneradores sobre el rendimiento global de un parque eólico con una geometría particular. En este caso se va a estudiar una disposición circular para las turbinas. En la Figura 80 se representa el concepto de disposición circular.

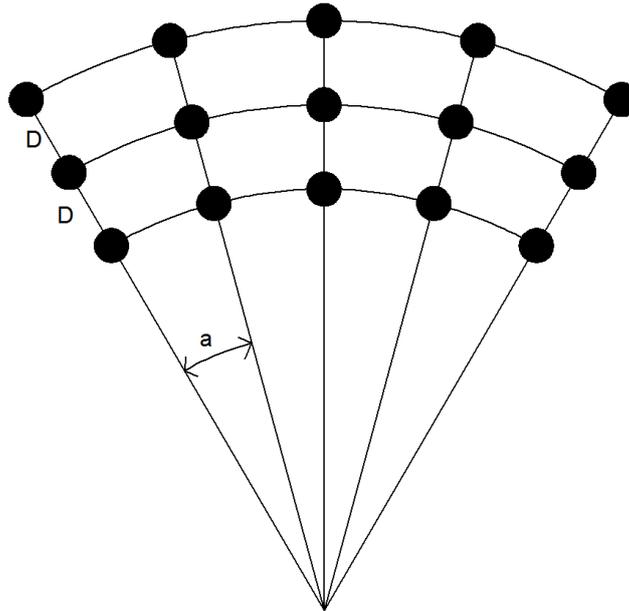


Figura 80.- Configuración circular de un parque eólico

Todas las turbinas se encuentran en un sector circular de aproximadamente ciento veinte grados de amplitud, dispuestas en líneas concéntricas de distintos radios. Se considera que la dirección principal de viento es la línea que define el centro del segmento, de forma que las estelas de las turbinas no están alineadas con los radios del segmento circular. Siempre hay que disponer las circunferencias concéntricas donde se disponen las turbinas alejadas del centro desde donde parten los radios, de esta forma aumentan las distancias entre turbinas para la dirección principal y su dirección perpendicular.

Los parámetros de estudio en esta disposición son el ángulo entre los radios del sector en los que se colocan las hileras de aerogeneradores,  $a$  y la distancia entre las turbinas de cada radio,  $D$ . Al igual que en los dos casos anteriores, para aprovechar el espacio y maximizar las propiedades concernientes a las conexiones eléctricas entre aerogeneradores y al centro de control y a su vez minimizar la pérdidas producidas por las estelas, se intenta encontrar las distancias óptimas entre turbinas. En este caso a

través de la distancia entre las circunferencias concéntricas y el ángulo entre los radios.

La configuración del parque que en todos los casos se van a considerar treinta y seis aerogeneradores, su disposición corresponde a seis radios y seis aerogeneradores dispuestos en cada uno de estos radios a una distancia  $D$  unos de otros. La dirección principal de viento corresponderá al radio principal el cual se tomará como referencia para los demás y a lo largo del cual no se dispondrá ningún aerogenerador, tal y como se muestra en la Figura 81. Tres de los radios se encontrarán a la derecha, separados un ángulo  $\alpha$  entre ellos y del radio principal, y la misma configuración se dará en el lado izquierdo. Por último, será un parámetro de estudio, junto con  $D$  y  $\alpha$ , la distancia al centro de la circunferencia de la primera línea de aerogeneradores,  $P$ .

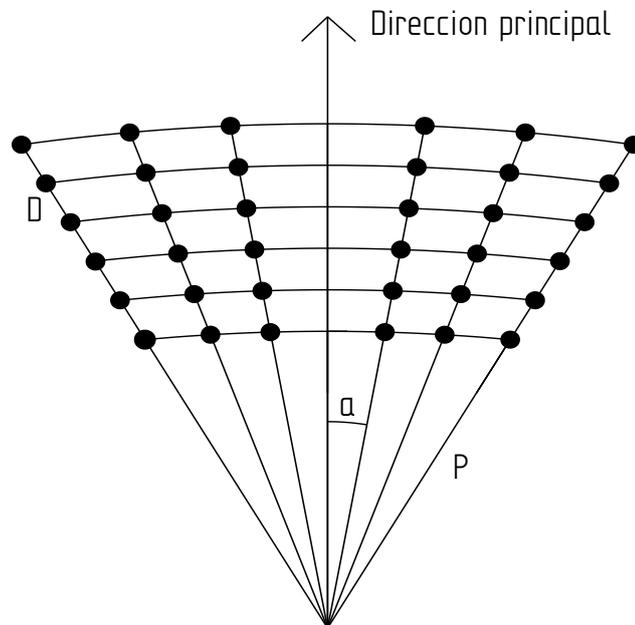


Figura 81.- Disposición turbinas en configuración circular y parámetros característicos

#### 4.5.1 Disposición circular: estudio con una dirección de viento

Al igual que en los casos uno y dos, se va a realizar un análisis de sensibilidad antes de analizar la disposición de un parque que se podría considerar bajo unas condiciones de viento reales, representadas a través de una rosa de los vientos con ocho sectores, lo que implica que el viento incide en el parque por ocho direcciones diferentes cada una de las cuales con unas propiedades de viento distintas. En primer lugar se va a realizar un análisis de sensibilidad teniendo en cuenta una sola dirección de viento, la cual se hace coincidir con la dirección principal definida en la disposición del parque eólico.

Los parámetros que se van a estudiar detalladamente son los que definen la disposición del parque en forma circular, la distancia entre aerogeneradores situados a lo largo de un mismo radio,  $D$  medida en diámetros de rotor, el ángulo entre radios,  $a$  en grados, y la distancia de la primera circunferencia donde se disponen los aerogeneradores desde el centro de los círculos concéntricos,  $P$  en diámetros de rotor.

En primer lugar se va a analizar la influencia de la distancia entre turbinas dentro de un mismo radio. Para conocer la influencia de este parámetro en exclusiva se han fijado los valores del resto en uno valores suficientemente grandes como para que no interfieran demasiado en el comportamiento de las estelas producidas en el parque eólico. En la Tabla 14 se muestran los resultados obtenidos considerando varios valores de  $D$ .

Tabla 14.- Influencia de la distancia  $D$ , disposición circular

$D$ ( $D_{rotor}$ )	$a$ (grados)	$P$ ( $D_{rotor}$ )	Rendimiento
2	10	40	0,57010
3	10	40	0,80730
4	10	40	0,90200
5	10	40	0,93160
6	10	40	0,95550
7	10	40	0,96790
8	10	40	0,97630
9	10	40	0,97670
10	10	40	0,98300

De la tabla se deduce que para distancias de  $D$  muy cortas, de 2 a 4 diámetros de rotor el rendimiento disminuye considerablemente. A partir de valores de  $D$  iguales o superiores a siete diámetros de rotor el rendimiento es muy alto, en torno al 99%. Por tanto se toma como valor óptimo para la separación entre turbinas en un mismo radio, en una disposición circular como la estudiada, siete diámetros de rotor.

Para estudiar la influencia que presenta el ángulo de separación entre los radios donde se localizan las turbinas en la presente configuración circular se han fijado los valores de  $D$  y  $P$  de forma que sólo se va a estudiar la influencia del ángulo en el rendimiento debido a las estelas en la instalación eólica estudiada. Un resumen de los resultados se muestra en la Tabla 15:

Tabla 15.- Influencia del ángulo en el rendimiento

D ( $D_{rotor}$ )	a (grados)	P ( $D_{rotor}$ )	Rendimiento
7	3	40	0,9062
7	5	40	0,9363
7	7	40	0,9550
7	10	40	0,9679
7	12	40	0,9686
7	15	40	0,9779
7	20	40	0,9930

El resultado obtenido se puede sintetizar en que al aumentar el ángulo de separación entre turbinas aumenta el rendimiento, aumento que llega a un valor significativo a partir de los 10 grados de separación entre radios con valores de rendimiento superiores al 99%.

Por último comentar la influencia que presenta la separación de la línea de aerogeneradores del centro de la circunferencia donde están dispuestos, P. Esta distancia se toma, al igual que el resto de parámetros estudiados en este apartado, en función del diámetro del rotor y su rango de valores es alto para que los aerogeneradores formen una disposición similar a la de filas. Los datos obtenidos tras el análisis de sensibilidad se resumen en la Tabla 16:

Tabla 16.- Influencia de la distancia al centro de la circunferencia

D ( $D_{rotor}$ )	a (grados)	P ( $D_{rotor}$ )	Rendimiento
7	10	10	0,9502
7	10	15	0,951
7	10	20	0,9605
7	10	30	0,9619
7	10	40	0,9679
7	10	50	0,9643
7	10	60	0,9648
7	10	70	0,9649
7	10	90	0,9652
7	10	120	0,9692
7	10	150	0,9652

Para describir la influencia de este parámetro en la disposición de los aerogeneradores se hace referencia a la Figura 82. En el primer caso el valor de P es pequeño y se puede ver que la distancia entre las turbinas de la primera fila es muy pequeña y en la segunda representación donde el valor de P es mayor, la distancia entre los mismos aerogeneradores es mucho mayor.

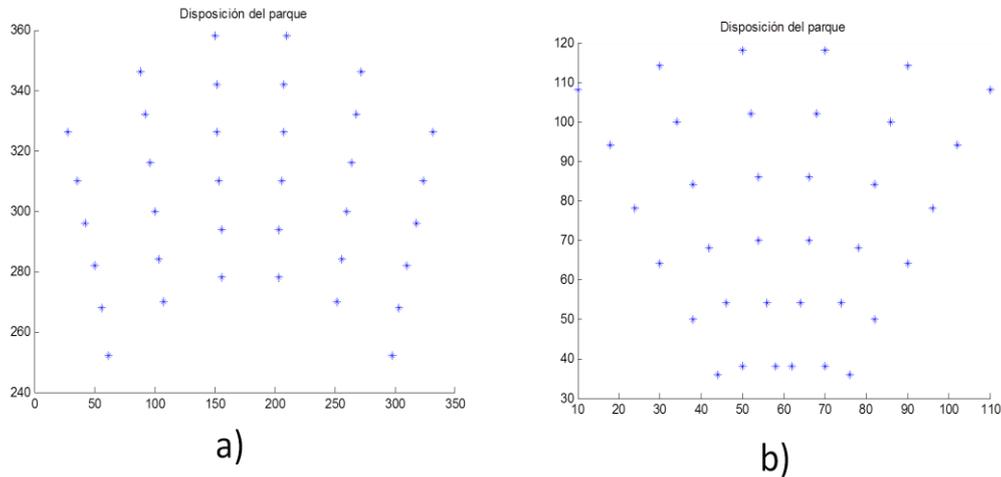


Figura 82.- Representación de la distancia de las filas de aerogeneradores al centro de la circunferencia; a)  $P=70$ , b)  $P=10$

Si el valor de P es suficientemente grande, las turbinas presentes en una misma fila tendrán menos influencia unas sobre otras y así aumenta el rendimiento debido a las estelas en la instalación eólica. Comentar sobre los valores de la Tabla 16 que un valor bueno para P está a partir de 30 diámetros de rotor y que el valor óptimo encontrado es de P igual a 40 diámetros.

#### 4.5.2 Disposición circular: estudio con ocho sectores

Una vez conocidos los valores que presentan un mayor rendimiento considerando únicamente una dirección de viento, se van a mostrar los resultados obtenidos para el caso genérico considerando ocho direcciones de viento distintas, con diferentes propiedades y probabilidades. Los casos estudiados se resumen en la Tabla 17, donde se recopilan algunos datos de interés para la proyección de un parque eólico, tales como el rendimiento, el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno, las horas equivalentes de funcionamiento de la instalación y el periodo de retorno de la inversión.

Tabla 17.- Análisis de sensibilidad disposición circular

D (D <sub>rotor</sub> )	a (grados)	P (D <sub>rotor</sub> )	Rendimiento	Horas equivalentes	VAN (M€)	TIR	T retorno (años)	LCOE (c€/kWh)
7	10	40	0,9743	3243,16	284,77	17,72	7	3,3350
7	10	70	0,9772	3252,87	286,45	17,81	7	3,3251
7	10	120	0,9828	3271,34	289,64	17,96	7	3,3063
7	12	70	0,9808	3264,85	288,52	17,91	7	3,3129
7	15	70	0,9840	3275,31	290,33	18,00	7	3,3023
5	10	70	0,9580	3189,00	277,63	17,47	7	3,3917
6	12	70	0,9740	3242,06	284,58	17,71	7	3,3361
6	12	120	0,9771	3252,49	286,38	17,80	7	3,3255
9	10	120	0,9872	3286,24	292,22	18,09	7	3,2913

En los primeros casos que ocupan la tabla se han elegido como parámetros que determinan la configuración del parque los valores hallados como óptimos en el análisis con una sola dirección de viento realizado anteriormente. En todos ellos el rendimiento es superior al 99 %. De estos resultados se deduce que en la configuración circular se producen pocas intersecciones de estelas dada cualquier dirección de viento. Adicionalmente se han probado otros valores y se ha obtenido un rendimiento muy próximo al 100% en la última iteración mostrada en la tabla. Al igual que en el caso de una dirección, de este análisis se puede deducir que si la posición de las turbinas está suficientemente alejada del centro que define la circunferencia donde están dispuestas, el rendimiento aumenta y la incidencia de estelas sobre el resto de turbinas es escasa.

Los datos referentes al análisis económico son muy favorables, esto es debido a los altos rendimientos que se obtienen en esta disposición. El tiempo de retorno está en torno a los siete años, y la Tasa Interna de Retorno asciende al 18 % para la mayoría de los casos analizados. El LCOE es de unos 3,3 c€/kWh, valor muy bajo de venta de la energía.

En la

Figura 83 se representan los flujos de caja obtenidos del estudio de la instalación eólica y utilizados para el cálculo del VAN.

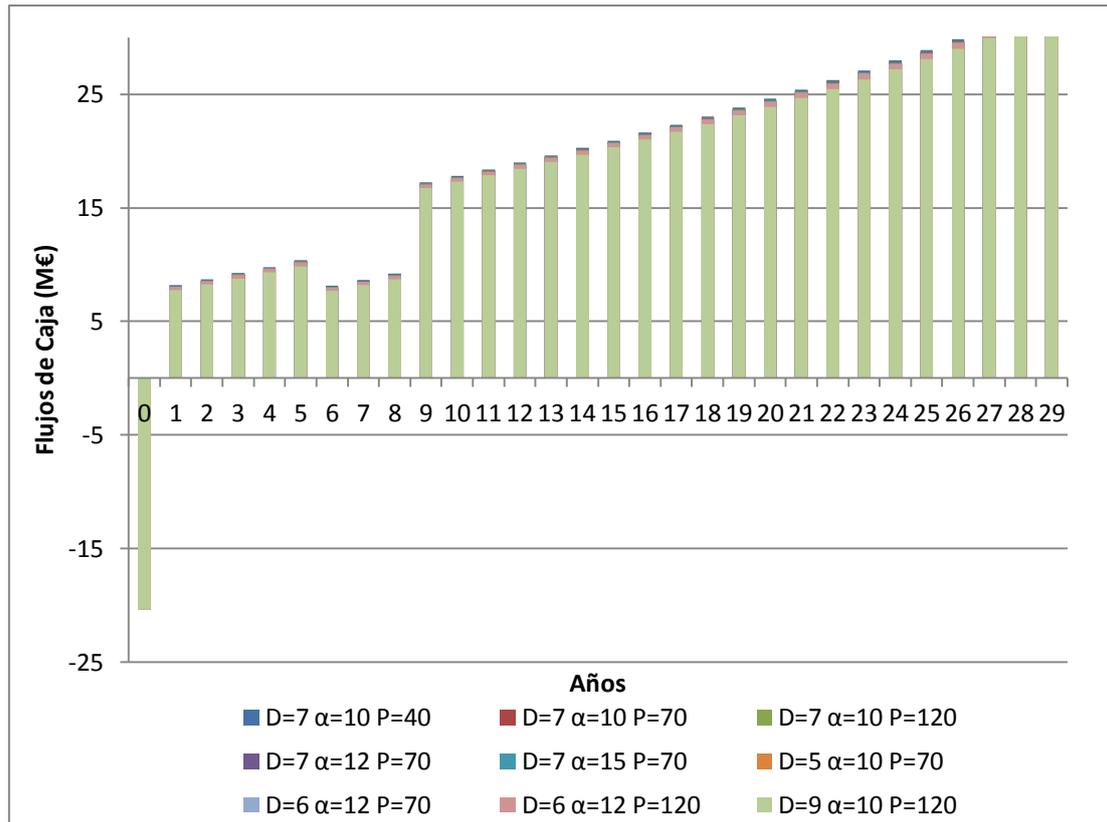


Figura 83.- Flujos de caja para cada disposición circular

En la representación de los beneficios se obtienen los mismos resultados que para los casos anteriores, ya que las condiciones económicas supuestas han sido las mismas.

Comparando los resultados obtenidos para los distintos casos estudiados, es decir, en función de la separación entre aerogeneradores dentro de la instalación, se observa que los beneficios obtenidos para las distintas configuraciones de parque son poco cambiantes. Es más, en la primera figura, las curvas de flujos de caja están superpuestas en mucho de los puntos. Esta cualidad es debida a que los rendimientos de los distintos casos estudiados eran muy similares, ya que en todos los casos la separación entre aerogeneradores era suficientemente grande como para que el efecto de las estelas sea poco significativo.

Los flujos de caja acumulados se muestran en la Figura 84, donde se observa en torno a los 7-8 años la devolución del préstamo completo.

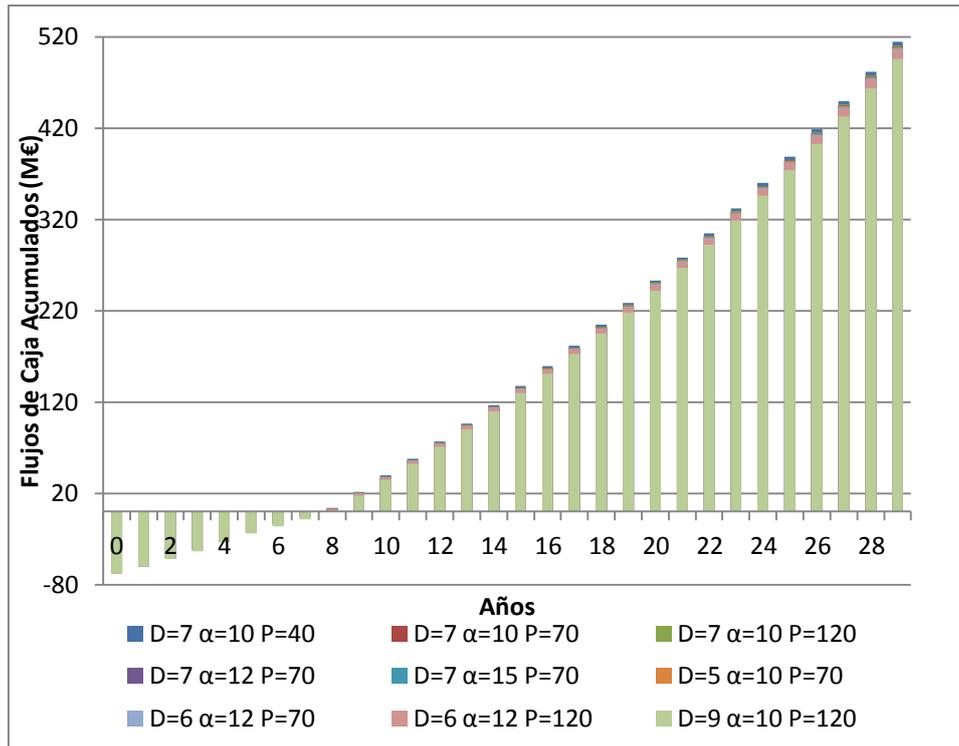


Figura 84.- Flujos de caja acumulados, disposición sector circular

Al igual que en los casos anteriores se muestra en la Tabla 18 la variación de la intensidad de turbulencia junto al rendimiento para distintos valores de distanciamiento entre turbinas dentro de la disposición:

D ( $D_{rotor}$ )	a (grados)	P ( $D_{rotor}$ )	Rendimiento	Intensidad de turbulencia
7	10	40	0,9795	3,554218
7	10	70	0,9883	3,545642
7	10	120	0,9935	3,545642
7	12	70	0,9918	3,545642
7	15	70	0,9923	3,632750
5	10	70	0,9800	3,682269
6	12	70	0,9884	3,571669
6	12	120	0,9928	3,569403
9	10	120	0,9950	3,521881

Tabla 18.- Intensidad de turbulencia disposición sector circular

La tendencia de la evolución de la intensidad de turbulencia respecto al rendimiento y al microemplazamiento se mantiene en la disposición en sector circular, aunque en este caso la variación entre los distintos valores de intensidad es muy pequeña, incluso despreciable en muchos casos por el alto rendimiento que presentan los casos estudiados.

### 4.5.3 Disposición circular: estudio con ocho sectores y aerogeneradores al tresbolillo

Dentro del caso de estudio de disposición circular se va a presentara a continuación una variación del modelo presentado anteriormente. Las disposiciones que ofrecen un mayor rendimiento y mejores resultados económicos son la disposición circular y la disposición al tresbolillo, cabría pensar que una combinación de ambas disposiciones sería una buena solución a la hora de obtener el mayor rendimiento posible. La disposición resultante sería una configuración circular con los aerogeneradores al tresbolillo, como la mostrada en la Figura 85.

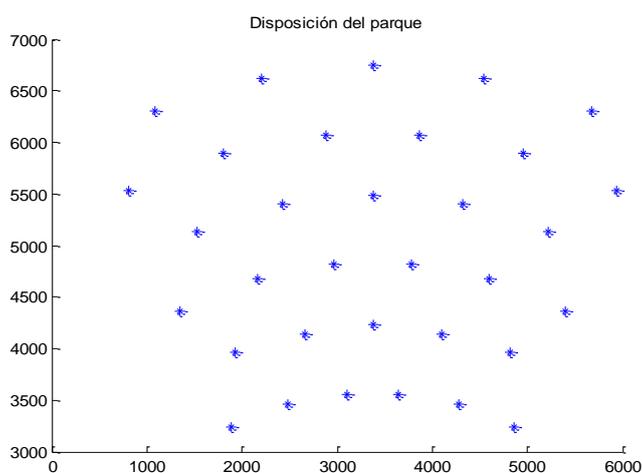


Figura 85.- Disposición circular al tresbolillo

En la Tabla 19 se muestran los resultados obtenidos para varias distancias entre aerogeneradores de una disposición circular al tresbolillo.

Tabla 19.- Resultados para la disposición circular al tresbolillo

D	a	P	Rendimiento	Horas equivalentes	VAN (M€)	TIR (%)	T retorno (años)	LCOE (c€/kWh)
7	10	40	0,9795	3260,34	263,76	17,87	7	3,3174
7	10	70	0,9883	3289,80	268,43	18,12	7	3,2878
7	10	120	0,9935	3307,05	271,16	18,27	7	3,2706
7	12	70	0,9918	3301,43	270,27	18,22	7	3,2761
7	15	70	0,9923	3303,18	270,55	18,23	7	3,2744
5	10	70	0,9800	3262,05	264,03	17,88	7	3,3157
6	12	70	0,9884	3290,02	268,46	18,12	7	3,2875
6	12	120	0,9928	3304,78	270,80	18,25	7	3,2728
9	10	120	0,9950	3312,00	271,95	18,31	7	3,2657

Para realizar una comparación real y más exhaustiva, el número de estudios y la separación entre turbinas en las distintas direcciones ha sido igual que para el caso de disposición circular. Los resultados obtenidos no son tal y como se había propuesto, tanto el rendimiento como los parámetros de viabilidad económica ofrecen valores inferiores que los obtenidos para la disposición circular. Esto puede ser debido a que en este caso se produce mayor incidencia entre turbinas y estelas en la dirección principal del parque como se puede observar en la figura anterior.

## **4.6 Caso 4: Influencia de la dirección principal de viento. Rotación del parque**

En este caso se va a estudiar la importancia que tiene sobre el rendimiento la optimización de la posición del parque respecto a las condiciones de viento del entorno. Para ello en el programa objeto de este proyecto se hace coincidir la dirección con mayor probabilidad de viento y capaz de ofrecer una mayor producción de energía con la dirección principal del parque. Para ello se define dirección principal del parque como aquella en la que se producen menos incidencias de estelas producidas por unos aerogeneradores sobre el resto.

En el programa principal, los datos proporcionados al usuario, tales como la producción de energía o el rendimiento, han sido calculados considerando la optimización de la posición predominante de viento respecto a la disposición de los aerogeneradores dentro del parque. Esta optimización se lleva a cabo en el programa auxiliar "dirección\_principal". Al establecer la localización de los aerogeneradores dentro del parque, se está asumiendo que la componente vertical es la dirección principal del parque y por tanto la que proporcionará un mayor rendimiento de producción. De esta forma, la configuración total del parque será rotada para hacer coincidir dicha dirección principal con la dirección correspondiente al sector con mayores probabilidades de viento.

En este caso de estudio se van a tomar distintas configuraciones de parques eólicos y se calculará su rendimiento haciendo coincidir su dirección principal con direcciones en las que soplará el viento. Los resultados pretenden verificar cuales son las direcciones principales en cada configuración y hacer patente la importancia de orientar los parques hacia la dirección con mayores probabilidad de viento favoreciendo la dirección óptima.

Para todas las disposiciones que se van a analizar a continuación, los parámetros que son necesarios para el estudio de un parque eólico que serán requeridos como valores de entrada en el programa de cálculo utilizado son los dispuestos al principio del

capítulo e iguales para todos los casos analizados. Estos valores hacen referencia al archivo de viento, el aerogenerador y el terreno.

En cuanto a las condiciones de viento a las que se va someter al parque eólico en cada dirección siempre van a ser las mismas. Para ello, todos los datos de viento contenidos en el fichero proporcionado van a ser asignados a un único sector cuya dirección asociada se hará coincidir con la dirección de estudio en cada caso. La suposición de que todo el viento sople en una sola dirección es irreal, por lo que los rendimientos obtenidos son totalmente ficticios. Se ha tomado así para realizar las simplificaciones necesarias para este caso particular de estudio.

- Disposición al tresbolillo

La configuración al tresbolillo que se toma para los estudios está compuesta por cuatro filas de nueve aerogeneradores cada una. En total el parque se compone de treinta y seis aerogeneradores. La distancia entre turbinas dentro de una misma fila es de cinco diámetros de rotor y la distancia entre filas de ocho diámetros. En la Tabla 20 se muestran los rendimientos obtenidos para ocho direcciones de viento diferentes.

Tabla 20.- Rendimiento una dirección, disposición tresbolillo

Angulo	Rendimiento
0	0,9849
45	0,9589
90	0,7587
135	0,9606
180	0,9849
225	0,9589
270	0,7587
315	0,9606

De la tabla se deduce que la dirección que presenta un mayor rendimiento es la dirección denominada principal, cero grados. Además se observa en los resultados la simetría que presenta la disposición, los valores que comporten dirección y tienen sentidos opuestos dentro de la rosa de los vientos tienen los mismos rendimientos. Para hacer patente dicha simetría se presenta la Figura 86, donde se muestra la distribución de los rendimientos dentro del parque eólico para cada dirección estudiada. En ella se observan cuales son los aerogeneradores que producen mayor cantidad de energía para cada dirección de viento dentro de un parque eólico con disposición al tresbolillo.

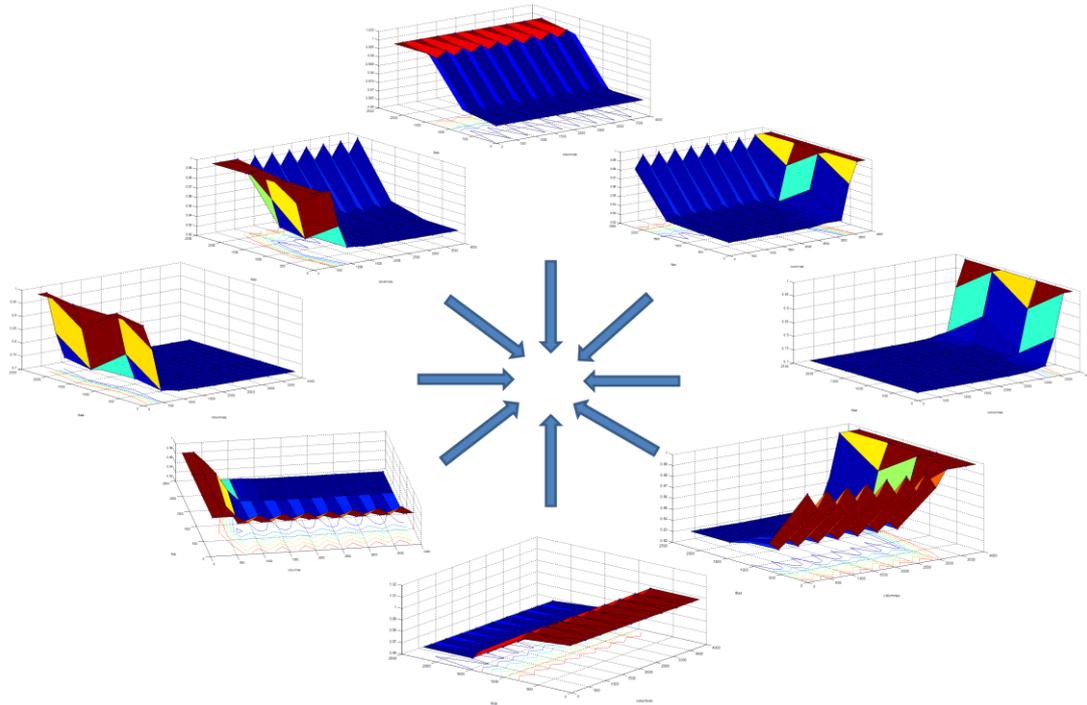


Figura 86.- Distribución del rendimiento, distribución al tresbolillo

- Disposición rectangular

La configuración rectangular que se va a estudiar está formada a partir de cuatro filas y nueve columnas. El número total de aerogeneradores instalado es treinta y seis. La dirección que en principio se considera como principal, la que va a obtener un mayor rendimiento, es la perpendicular a las filas para esta configuración. La distancia entre turbinas dentro de una misma fila es de cinco diámetros de rotor y la distancia entre filas de diez diámetros. Al igual que en el caso anterior, el estudio se ha realizado para ocho direcciones de viento repartidas de forma equidistante en el espacio. En la Tabla 21 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 21.-Rendimiento una dirección, disposición rectangular

Ángulo	Rendimiento
0	0,9422
45	0,9771
90	0,7587
135	0,9771
180	0,9422
225	0,9771
270	0,7587
315	0,9771

Al igual que para la disposición al tresbolillo, las turbinas se localizan de forma simétrica dentro de la configuración del parque y en consecuencia los rendimientos de los casos donde se comparte dirección o son homólogos tienen el mismo rendimiento. En cuanto a la dirección con mayor rendimiento no es la dirección perpendicular a las filas como en el caso anterior, sino que son todas las direcciones coincidentes con la diagonal del rectángulo. Estas direcciones son 45, 135, 225 y 315 grados.

En la Figura 87 se muestra las superficies de rendimiento para cada dirección de viento estudiada. De esta distribución de viento para cada aerogenerador se deduce la razón por la que las direcciones coincidentes con la diagonal son las de mayor rendimiento. Para estos casos hay dos líneas expuestas a condiciones de viento libres de estelas a diferencia de las direcciones coincidentes con las filas y columnas, que sólo presentan una línea de aerogeneradores expuesta a viento libre.

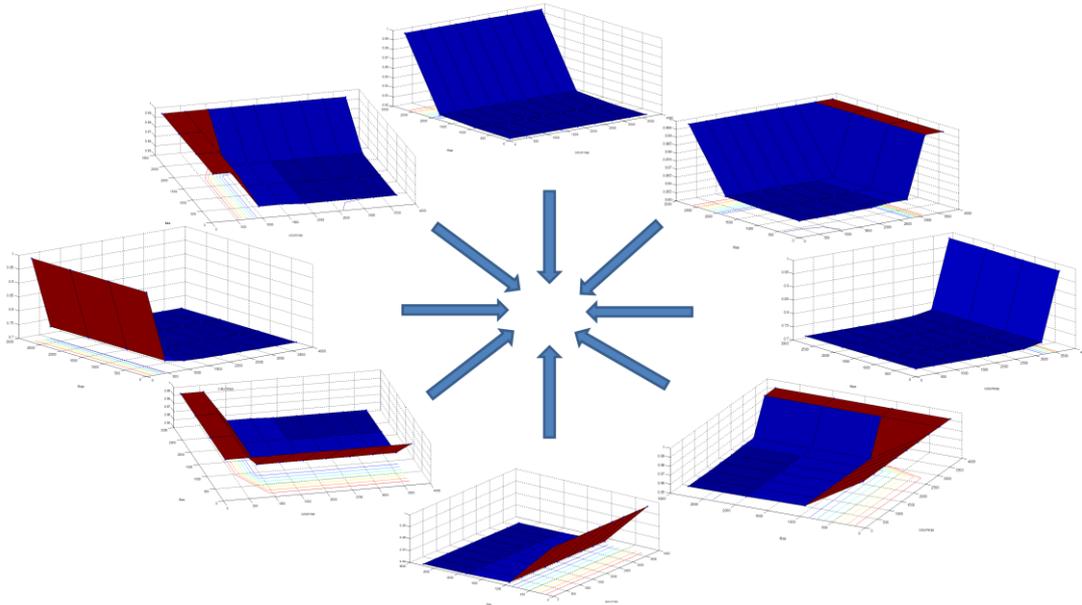


Figura 87.- Distribución del rendimiento, distribución rectangular

- Disposición circular

La configuración circular que se va a estudiar es similar a la explicada en el caso tres. En ella se van a considerar seis radios, separados un ángulo  $\alpha$  y seis círculos concéntricos separados  $D$  diámetros de rotor, cuyo centro estará a  $P$  diámetros de la primera circunferencia. En total se dispone de treinta y seis aerogeneradores, al igual que en el resto de disposiciones estudiadas. Los valores tomados son  $D$  igual a siete, ángulo igual a 12 grados y  $P$  igual a 70.

Los valores de rendimiento obtenidos orientando el parque según cada una de las ocho direcciones de viento consideradas se muestran en la Tabla 22:

Tabla 22.-Rendimiento una dirección, disposición circular

Ángulo	Rendimiento
0	0,9692
45	0,9946
90	0,9898
135	0,9946
180	0,9692
225	0,9946
270	0,9898
315	0,9946

La dirección con la que se obtiene un mayor rendimiento es  $180^\circ$  respecto a la considerada como dirección principal del parque. Esto es debido a que hay un mayor número de aerogeneradores en primera línea recibiendo condiciones de viento libre de estelas. Además los valores de rendimiento son en general altos para todas las direcciones, superiores al 99%, lo que indica que la disposición de los aerogeneradores en de esta forma producen leves estelas sobre el resto de turbinas.

En la Figura 88 se muestran las superficies de rendimiento a lo largo del parque eólico para cada dirección. En este caso los valores de rendimiento son mostrados únicamente a través de un código de colores. Los tonos más oscuros marrón indican un mayor rendimiento y al irse degradando hacia colores más cálidos va disminuyendo el rendimiento, pero siempre entorno al 99% tal como se reflejó en la tabla anterior.

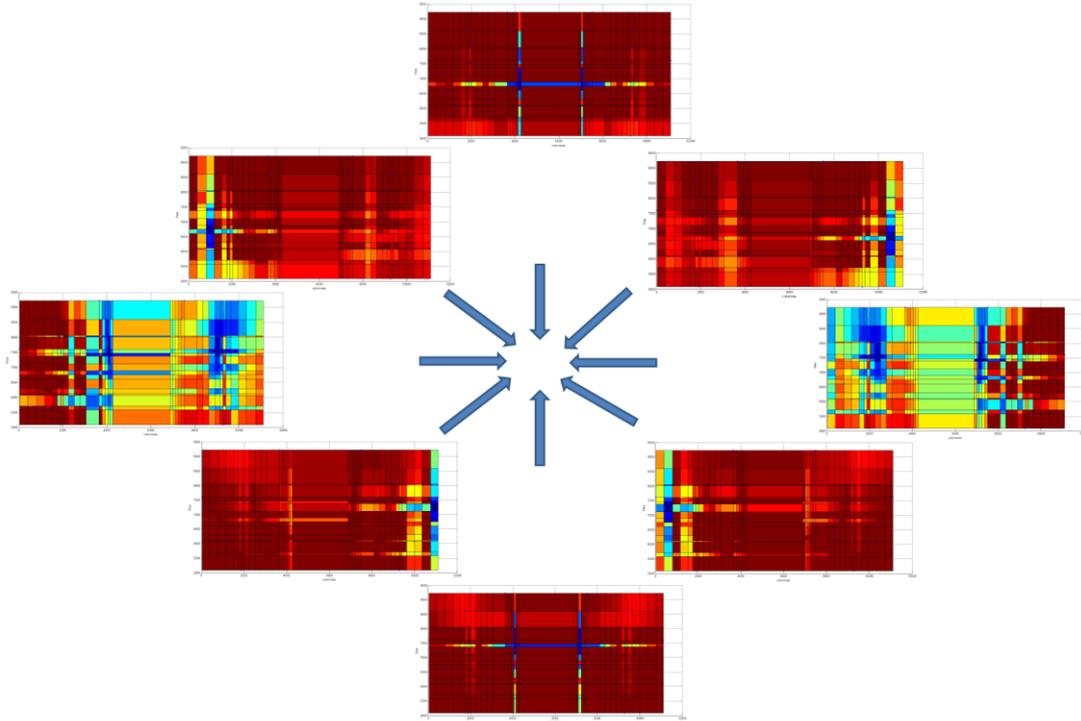


Figura 88.- Distribución del rendimiento, distribución circular

- Caso real para cada disposición

Una vez estudiado los tres tipos de disposiciones que se están desarrollando en este proyecto particularizados para única dirección de viento, se van a mostrar los resultados obtenidos para un caso en condiciones reales. Los datos de vientos utilizados anteriormente, se van a clasificar atendiendo a una rosa de los vientos de ocho sectores, por tanto, se considera que el parque recibe el viento desde ocho direcciones diferentes, cada una con sus características de viento particulares. La rosa es la representada en la Figura 68.

Los datos que se van a obtener son los rendimiento de la instalación bajo distintas direcciones. Cada caso o dirección se obtiene haciendo coincidir la dirección con mayor probabilidad de viento con cada una de ocho direcciones en las que se dividen los datos de viento. El objetivo de esta actividad es determinar en qué dirección es conveniente orientar el parque bajo las condiciones de viento globales del emplazamiento.

Para completar el estudio, el procedimiento anterior se va llevar a cabo para las tres disposiciones consideradas, tresbolillo, rectangular y circular. Las configuraciones de estas disposiciones son las mismas que para los casos de una sola dirección anteriores. Un resumen de los datos obtenidos se muestra en la Tabla 23:

Tabla 23.- Rotación del parque, caso real

Ángulo	Rendimiento		
	Tresbolillo (rectangular)	Rectangular	Circular
0	0,9351	0,9197	0,9808
45	0,9365	0,9401	0,9888
90	0,8611	0,8593	0,9875
135	0,9250	0,9306	0,9900
180	0,9351	0,9197	0,9808
225	0,9365	0,9401	0,9888
270	0,8611	0,8593	0,9875
315	0,9251	0,9306	0,9900

En los resultados de rendimiento de las tres disposiciones se observa la simetría de los aerogeneradores, tal como se vio en los casos particularizados. Para la disposición al tresbolillo la dirección que ofrece un mayor rendimiento, en el supuesto de una rosa de los vientos con ocho direcciones, es  $45^\circ$  respecto a la dirección principal del parque. Por último, la disposición rectangular, la cual ofrece unos rendimientos mucho mayores, aunque hay que tener en cuenta que la zona ocupada por los aerogeneradores en este caso es mayor. La dirección más favorable para orientar el parque es la correspondiente a  $180^\circ$ , aunque en este caso el rendimiento para la dirección  $0^\circ$  es prácticamente igual.

## 4.7 Caso 5: Influencia de la potencia de los aerogeneradores instalados

En este punto se va a analizar la selección del tipo de aerogenerador. En función de las condiciones de viento del emplazamiento, donde se desea instalar un parque eólico, existirá una potencia instalada por aerogenerador óptima. La potencia producida por un aerogenerador es función de la velocidad que recibe. Para máquinas de mayor potencia nominal, la velocidad de viento necesaria para llegar a dicha potencia será mayor que la velocidad nominal necesaria para trabajar con una máquina de menor potencia.

En un emplazamiento donde suelen soplar vientos más suaves se recomienda la instalación de turbinas de menor potencia nominal, de forma que éstas trabajen la mayor parte del tiempo en sus condiciones óptimas de funcionamiento. Si se instalan aerogeneradores de gran tamaño, en contadas ocasiones trabajarían en su punto nominal, reduciendo así la producción de energía y endureciendo las condiciones de

operación de la máquina, llegando a disminuir su vida útil y aumentando los costes de mantenimiento.

Por el contrario, en lugares donde soplen fuertes ráfagas de viento la elección de una turbina de gran calado, y por tanto, una mayor potencia nominal será la elección óptima. Los grandes aerogeneradores operarán la mayor parte del tiempo a su velocidad nominal produciendo grandes cantidades de energía. La elección de una turbina de menor potencia se desaconseja, dado que en muchas ocasiones las condiciones de viento estarán fuera de su rango de operación, teniendo que forzarse la parada del funcionamiento de la instalación.

En este caso, el objetivo es determinar cuál sería el aerogenerador que mejor se adapta a unas condiciones de viento. Para ello se va a calcular los distintos rendimientos obtenidos mediante diferentes turbinas para un mismo emplazamiento y una misma distribución en planta de aerogeneradores. Adicionalmente se calcularán los parámetros asociados a la rentabilidad económica de la instalación, para así poder hacer un estudio completo y tener una visión más amplia de la situación de cada instalación estudiada.

El primer paso va a ser seleccionar la distribución en planta y el resto de parámetros que se van a fijar para todos los casos de estudio. El modelo de parque estudiado va a ser una distribución al tresbolillo, como la mostrada en la Figura 69, con 36 aerogeneradores distribuidos en cuatro filas de nueve turbinas cada una. La separación entre elementos de una misma fila va a ser de cuatro diámetros de rotor y la distancia entre filas de ocho diámetros. En cuanto al resto de parámetros van a ser los mismos que los definidos genéricos al inicio del capítulo, en cuanto a datos de viento, terreno, parámetros de cálculo y parámetros de viabilidad económica.

Para el cálculo de la inversión inicial para la construcción del parque eólico se va a tener en cuenta un coste medio por megavatio instalado, el cual se toma del coste estimado por la Asociación Eólica de Galicia (EGA) en 0.8 M€/MW. Cuanto mayor tamaño tengan los aerogeneradores instalados, mayor será la potencia instalada en el parque, y de este modo, irá aumentando el coste de inversión inicial. El precio del megavatio instalado se ha mantenido constante, ya que en este valor entran en juego muchos factores, como el arrendamiento de los terrenos, la compra de los aerogeneradores o la obra para la construcción.

Si se tuviese un precio asociado directamente a la adquisición de los aerogeneradores habría que tener en cuenta la economía de escala. Por ejemplo, al cambiar una máquina de 500 kW a otra de 600 kW los precios más o menos se triplicarán, en lugar de cuadruplicarse. La razón es que hasta cierto punto existen economías de escala, p.ej. la cantidad de mano de obra que participa en la construcción de una máquina de 150 kW no es muy diferente de la que hace falta para construir una máquina de 600

kW. Las características de seguridad, la cantidad de electrónica necesaria para hacer funcionar una máquina pequeña o una grande es aproximadamente la misma. También puede haber economías de escala en la operación de parques eólicos en lugar de operar turbinas individuales, aunque estas economías tienden a ser bastante limitadas.

En la Tabla 24 se muestran algunos resultados característicos para determinar la viabilidad de una instalación eólica en función de la instalación de diferentes turbinas. El listado de aerogeneradores seleccionados, muestra una amplia gama de potencias y fabricantes. Los datos que se van a analizar para determinar la viabilidad de cada modelo son el rendimiento de la instalación, representación de energía que es deja de producir por la influencia de las estelas producidas por unas turbinas sobre el resto. También son mostrados algunos parámetros económicos como, la inversión inicial, el Valor Actual Neto y el tiempo de retorno de la inversión.

Tabla 24.- Análisis de un parque eólico para distintos aerogeneradores instalados

Potencia Nominal (kW)	Modelo	Rendimiento	Coste de Inversión (M€)	VAN (M€)	TIR (%)	Tiempo de retorno (años)
6	Repowering	0,9257	203904	0,10	5,16	17
11	Repowering	0,9230	373824	0,37	7,07	15
15	Repowering	0,9251	509760	0,82	9,21	12
50	Repowering	0,9228	1699200	4,54	12,82	10
150	Repowering	0,9248	5097600	12,57	12,12	10
200	Repowering	0,9182	6796800	11,60	9,58	12
225	Acsa	0,9128	7646400	-3,63	0,65	27
850	Gamesa	0,9157	28886400	47,45	9,36	12
1650	Vestas	0,9276	56073600	190,67	15,19	8
1800	Vestas	0,9165	61171200	168,44	13,09	9
2000	Gamesa	0,9248	67968000	258,41	16,52	8
2300	Siemens	0,9132	78163200	108,98	8,48	13
3000	Vestas	0,9106	101952000	132,49	8,15	13
3600	Siemens	0,9189	122342400	209,28	9,59	12

El rendimiento obtenido para todos los casos estudiados se encuentra dentro de un intervalo bastante estrecho, lo que implica que no es uno de los factores con mayor influencia para las condiciones de viento utilizadas. Por ello, para determinar cuál es la turbina más adecuada para la instalación, hay que realizar una comparación entre la inversión realizada y los beneficios que se van a obtener por la venta de la energía producida. Cuanto mayores sean los aerogeneradores considerados, una mayor

potencia nominal, mayor será la inversión inicial y probablemente también la producción de energía, la cual estará sujeta a las restricciones comentadas anteriormente. Esta comparación se ha llevado a cabo a través del cálculo del VAN y el tiempo de retorno de la inversión.

Existen casos en los que el tiempo de retorno de la inversión es muy alto, superior a 12 años. Cuando se da esta situación el periodo para recuperar la inversión inicial y comenzar a obtener beneficios es demasiado amplio, y esa inversión se podría realizar en un proyecto donde se pueda comenzar a ingresar beneficios antes. El siguiente factor decisivo es el VAN, en los casos donde este valor es positivo es donde se recomienda llevar a cabo el proyecto y descartarlo si es una cifra negativa. Tan solo un caso estudiado en la tabla tienen un VAN negativo, por tanto, en principio todas los modelos de turbinas utilizados son rentables. En este caso la cuestión es ver con cual de las turbinas se va a obtener una mayor rentabilidad económica, para ello se deben tener en cuenta las de mayor VAN. En este caso, la turbina seleccionada sería la Gamesa de 2000 kW de potencia nominal. Por último comentar sobre los valores de la Tasa Interna de Retorno (TIR). Este valor va en concordancia con el valor del VAN, y por tanto, un proyecto será más rentable conforme mayor sea este valor. En este caso, para el aerogenerador determinado como el más rentable, la TIR asciende a un 16.52 %.

## **4.8 Caso 6: Variabilidad del rendimiento del parque en función del número de sectores de estudio**

En este punto se pretende analizar la influencia que tiene la elección del número de sectores de la rosa de los vientos utilizada para calcular la producción de energía de los aerogeneradores en el rendimiento.

Cuando el programa presenta al usuario la elección del número de sectores en los que desea dividir la rosa de los vientos, no solo se determina la representación gráfica de los datos para cada sector, sino que los cálculos que realiza el programa se van a llevar a cabo para los datos de cada sector. Es decir, la mayor parte de los valores y parámetros van a estar determinados para cada sector, por lo que el resultado final será función del número de sectores seleccionado inicialmente.

Cuando se decide trabajar con una rosa de los vientos de X sectores, se está considerando que el viento procede únicamente de cada una de esas direcciones. Para ello, todas las direcciones dentro de un sector se asocian a la dirección asignada a dicho sector. Sobre una turbina se considera que el viento penetra únicamente en cada una de las X direcciones determinadas, mientras que para una turbina expuesta a

condiciones reales, el viento incidirá desde cualquier dirección desde donde realmente provenga el viento. Por tanto, el hecho de estudiar la producción de una turbina en función del número de sectores tomados es una aproximación que debe ser considerada con especial atención.

Dada la situación anterior, sería una opción válida tomar una rosa de los vientos con un gran número de sectores, de forma que los cálculos sean lo más próximos posible a la situación real. La elección de un número elevado de sectores, hace que el volumen de cálculos a realizar por el programa se vuelva demasiado grande, ralentizando el proceso, llegando incluso a saturar la memoria del ordenador utilizado. Por ello, se va a estudiar la influencia del número de sectores, para poder tener en cuenta la inexactitud de los cálculos cuando se está aproximando a un número X de sectores.

Antes de entrar en el análisis, se van a enumerar los parámetros más importantes en los que influye la elección de un número u otro de sectores en el cálculo de la rosa de los vientos:

- Número de direcciones de estudio, con sus correspondientes vectores de velocidad
- Velocidad media y probabilidad asociada a cada sector
- Potencia producida en cada sector
- Estelas producidas por cada aerogenerador en cada sector
- Potencia reducida producida por cada turbina para cada sector
- Rendimiento para cada sector

Recabar especial atención en las estelas que se producen considerando distintos sectores en la rosa de los vientos. Las estelas creadas a la salida de una turbina y como afectan al resto de aerogeneradores son características de cada dirección. En el momento en que se están agrupando distintas direcciones, las estelas consideradas pueden estar en mayor o menor medida acordes con las estelas que se producen realmente para cada dirección en la que sopla el viento. La introducción de un gran número de sectores hace especialmente complejo el cálculo de las estelas, ya que habría que estudiar muchísimas posibles combinaciones entre intersección de áreas de viento de distintas turbinas.

En este caso, se ha estudiado la influencia del número de sectores para un caso determinado. Los parámetros y valores establecidos para este estudio son los mismos que los tomados para el caso cinco. Se ha tomado un parque con disposición al tresbolillo con treinta y seis aerogeneradores, dispuestos en cuatro filas separadas ocho diámetros de rotor y nueve aerogeneradores por fila, separados cuatro diámetros de rotor. El archivo de datos de viento utilizados es el correspondiente a la estación meteorológica de Quenu, en el Archipiélago de Chiloé, Chile, durante el periodo de recolección de Diciembre de 2002 a Diciembre de 2003.

Los rendimientos asociados a la pérdida de producción de energía por el efecto de las estelas se han obtenido para divisiones pares de la rosa de los vientos, en concreto el número de resultados obtenidos comienza en dos divisiones y se han realizado todas las divisiones pares hasta las 360. La ubicación del parque eólico estudiado respecto a las condiciones del emplazamiento es la correspondiente a hacer coincidir la dirección principal de la disposición al tresbolillo con la posición cero grados de las medidas registradas. Los resultados se muestran en la Figura 89:

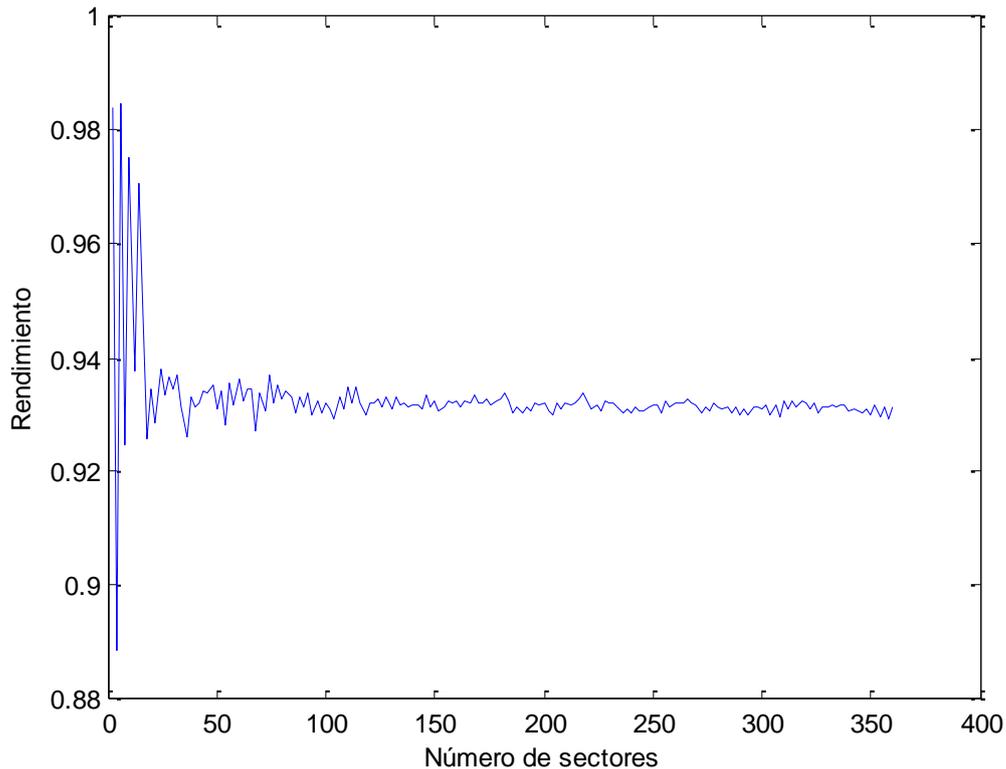


Figura 89.- Evolución del rendimiento

El rango de divisiones en el que se ha calculado el rendimiento es bastante amplio, y se puede estimar como valor de rendimiento medio un 93%. Se observan algunas incidencias en la curva, lo que indica que para ciertos números de divisiones el cálculo del rendimiento no se realiza de forma muy fiable. De todas formas, en este apartado se va a considerar como valor real del rendimiento aquel en el que la rosa de los vientos se divide en 360 sectores, es decir, se consideran todas las direcciones desde las que una turbina puede recibir el viento realmente. Por tanto, extrayendo los valores numéricos, el rendimiento real es de 93.13%.

Para realizar un estudio más detallado se calcula el error relativo y absoluto de cada valor obtenido, representados en la Figura 90. Se puede observar que el error cometido en la mayoría de los casos es muy pequeño, por lo que hay una gran cantidad de divisiones de rosa de los vientos para las que los cálculos pueden ser

tomados como valores aceptables. En los puntos donde el rendimiento era distante a la media, el error es mucho mayor, por lo que son valores de división que deben ser evitados.

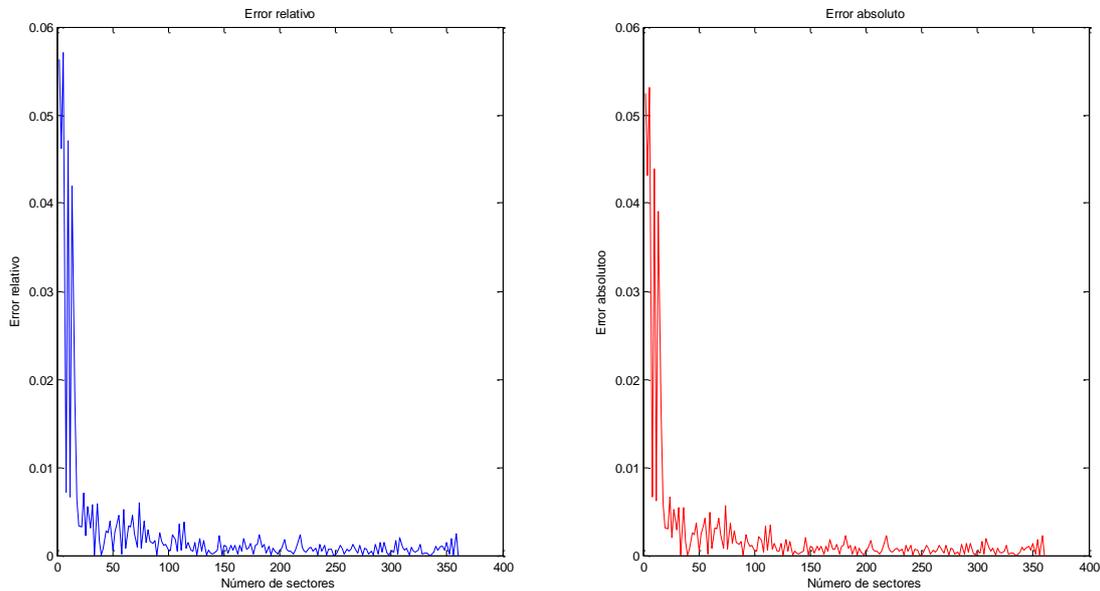


Figura 90.- Errores en función del número de sectores

Los errores, tanto absolutos como relativos, son muy pequeños, llegando a ser cero en muchos casos. Hacer notar que para un número muy bajo de divisiones de la rosa de los vientos los errores son significativos, llegando incluso al cinco por ciento. A partir de un número medio de divisiones, entre veinte y cincuenta el error comienza a decaer, estableciéndose en valores por debajo del 1 %.

Se puede facilitar la elección del número de sectores tomando en consideración que las rosas de los vientos utilizadas tradicionalmente para el diseño de parques eólicos presentan número de divisiones potencia de cuatro, es decir, cuatro, ocho, dieciséis, ... Para ello se han filtrado los datos anteriormente obtenidos y se representan en la Figura 91 únicamente las divisiones potencia de cuatro, excluyéndose el valor de cuatro divisiones por ser considerado como un número de sectores demasiado pequeño.

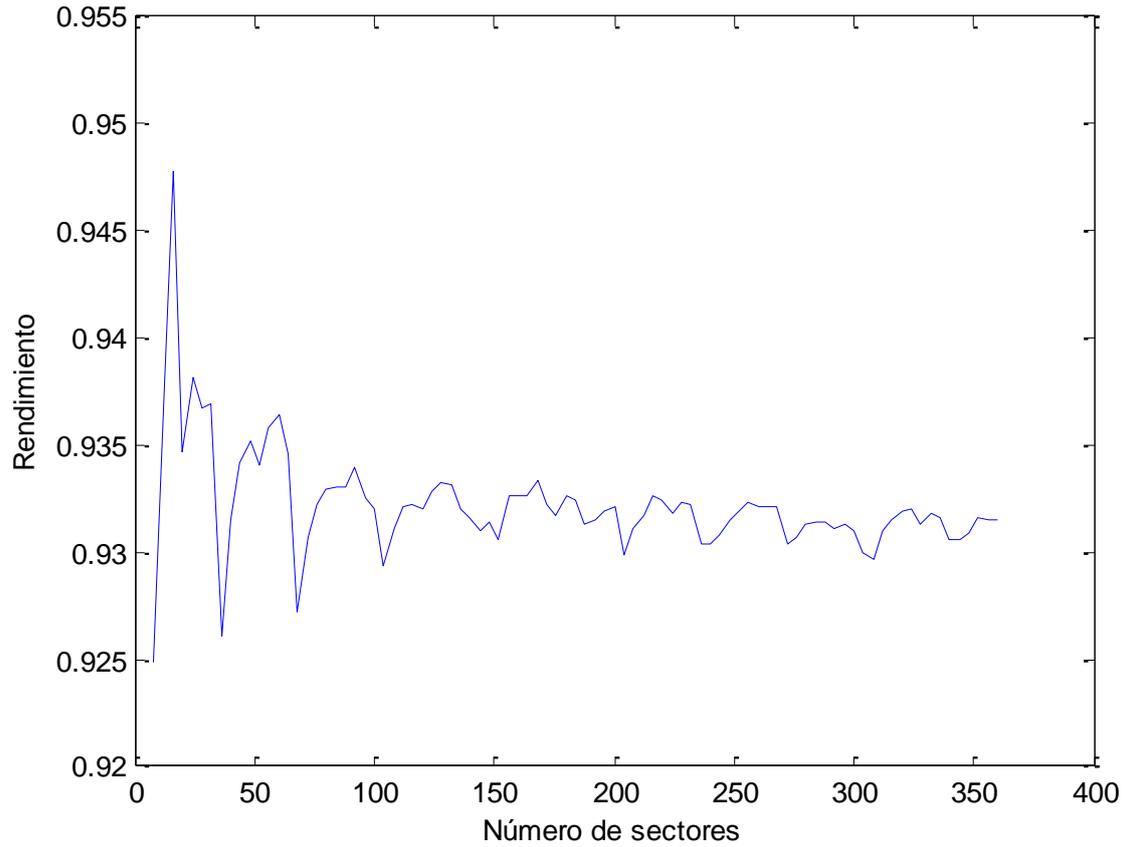


Figura 91.- Evolución del rendimiento en potencias de cuatro sectores

Estudiando la gráfica se deduce que la variabilidad del rendimiento comparando las distintas divisiones en sectores es mucho menor que para las potencias de dos. En la Figura 92 se muestra los errores cometidos.

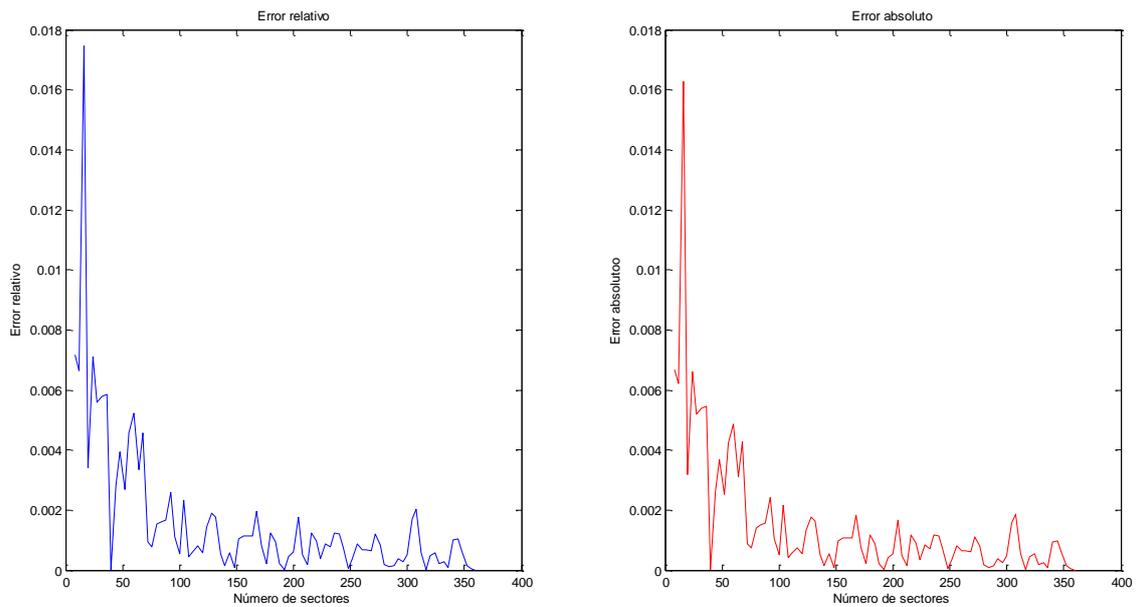


Figura 92.- Error asociado al rendimiento en potencias de cuatro en la división de sectores

En este caso el error que se está creando al tomar un número de sectores de la rosa de los vientos es mucho menor que para divisiones en potencias de dos. A partir de un valor medio de aproximadamente 80 divisiones, el error decae a valores en torno al 0,2%, el cual resulta despreciable en la mayoría de los cálculos.

Para completar el estudio se van a analizar dos situaciones en las que se toman distintas divisiones en la rosa de los vientos. Dicho estudio se realizará de forma técnica y a partir de los resultados se van a comparar la viabilidad económica de ambas situaciones. El resultado que se pretende obtener es verificar que tomando el número adecuado de divisiones en la rosa de los vientos, en el estudio de viabilidad económica se pueden obtener resultados más favorables para la construcción del parque eólico.

Las condiciones de cálculo del programa, junto con todas sus variables asociadas van a ser las mismas que para la obtención de los gráficos mostrados en este caso, e iguales a las condiciones establecidas y detalladas en el caso cinco. Los dos números de sectores que van a ser estudiados son 68 y 360. A continuación se muestra la Tabla 25 donde se presentan las variables económicas obtenidas para cada número de divisiones.

Tabla 25.- Comparación económica con el número de sectores

Número de Sectores	Rendimiento	VAN (M€)	TIR	Tiempo de Retorno (años)
360	0.9319	235,64	0.1540	8
68	0.9293	233,39	0.1529	8

Comparando ambos casos se observa que al aumentar el número de divisiones, aumenta el rendimiento y en consecuencia, los valores de las variables de viabilidad económica. El aumento de dichas variables es pequeño, como puede verse en el valor de la TIR, pero tratándose de una inversión tan cuantiosa, las ganancias pueden ser incrementadas de forma considerable. En este caso el aumento del VAN de una situación de estudio a otra es de 2,25 millones de Euros.

Para completar el estudio de viabilidad económica, en la Figura 93 se muestra una comparación de los flujos de caja de ambos estudios a lo largo del periodo en el que se está considerando la instalación eólica. En ella se observa que en todo momento los flujos de caja pertenecientes al caso de 360 sectores son ligeramente superiores al otro caso.

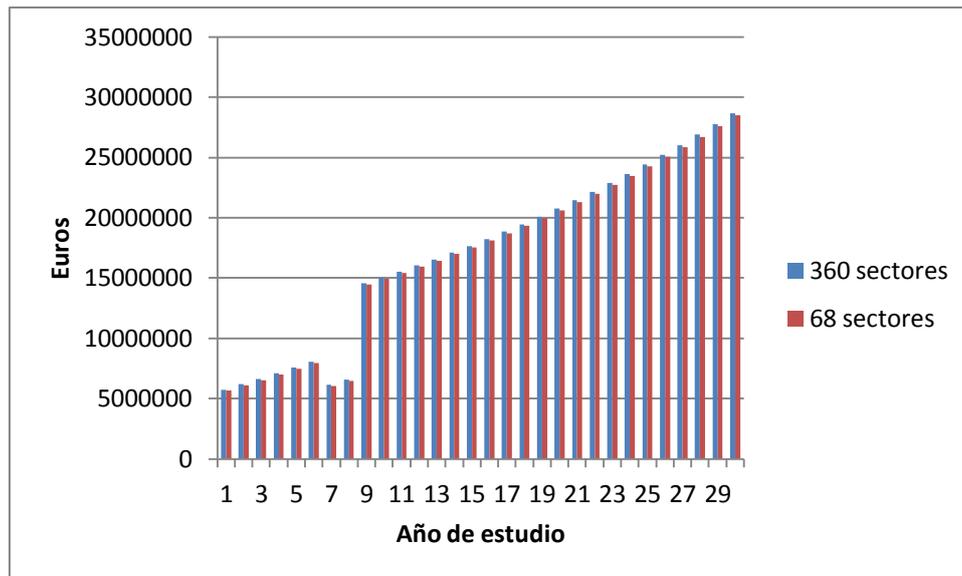


Figura 93.- Comparación de los flujos de caja en función del número de sectores

En resumen, en este apartado se pretende hacer patente la importancia que tiene la elección del número de sectores a la hora de realizar los cálculos de simulación de una instalación eólica. El hecho de que el error cometido para un número medio de divisiones de la rosa de los vientos sea pequeño, muestra el interés que tiene la utilización del programa informático presentado en este proyecto, el cual ofrece la oportunidad de simular una instalación eólica con un número variable de sectores.

## Conclusiones

A lo largo del documento de presentación y desarrollo del proyecto “Estudio de la Influencia del Microemplazamiento Sobre el Rendimiento de las Plantas Eólicas” se han desarrollado varios puntos de interés, como la descripción del recurso eólico y todos los parámetros más importantes de caracterización de una instalación eólica, el estudio de los distintos modelos de estelas y cómo influyen estas en el rendimiento de un parque eólico en función de distintos parámetros, mostrando especial importancia en el distanciamiento entre aerogeneradores dentro del emplazamiento. Por último, la obtención de un programa en el entorno Matlab capaz de determinar los factores anteriores, diseñar una instalación eólica según los requerimientos del usuario y estudiar la influencia de varios parámetros, principalmente el microemplazamiento. El programa además es completado con la obtención de un estudio de viabilidad económica de la instalación diseñada.

A continuación se van a desarrollar de forma más detallada las principales conclusiones obtenidas de cada capítulo en los que se divide el presente texto. En primer lugar, la caracterización de parques eólicos se ha desarrollado a través de cuatro bloques conceptuales básicos. Los recursos eólicos, donde se ha descrito las ideas básicas de obtención de energía eléctrica a partir de la energía del viento, la formación de vientos y el tratamiento que reciben los viento para decidir si un cierto emplazamiento es favorable para la localización de un parque eólico, como la campañas de medición o el estudios de los datos obtenidos a través de rosas de los vientos.

Además, se han estudiado los distintos factores que influyen en la velocidad del viento y que se pueden encontrar de forma habitual en un emplazamiento. En ellos está la rugosidad del terreno, efecto que hace que la velocidad del viento sea variable con la altura, importante ya que las torres de los aerogeneradores son muy altas en comparación con las torres de medición meteorológicas. Los obstáculos presentes, los cuales producen turbulencias en el viento e incluso pueden ofrecer abrigo en algunas zonas, parando el viento o los efectos túnel y colina, los cuales producen fuertes aceleraciones en el viento gracias a una orografía muy accidentada, con la presencia de elevaciones y valles.

En la caracterización de parques eólicos es importante determinar como de obtiene la energía a partir del viento. En este bloque se han desarrollado de forma clara las formulas matemáticas establecidas para la transformación de la energía cinética del viento en energía eléctrica. Como se llevan dichas ecuaciones a la transformación real de energía en los aerogeneradores y el modelado de dicha conversión a través de gráficas potencia-velocidad para las turbinas. Adicionalmente, se explican otros

factores como el coeficiente de potencia, el factor de carga o la energía anual disponible.

Por último dentro del primer capítulo se desarrolla la teoría necesaria para realizar un estudio de viabilidad económica a una instalación. Los principales factores que son necesarios calcular u obtener los valores apropiados son el coste de inversión de la instalación, incluyendo los costes y variables de financiación, los costes de explotación y mantenimiento, la forma y precio de venta de la energía producida. Con todo ello se estima la rentabilidad y se evalúa a través de parámetros tales como el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno, el coste nivelado de la energía (LCOE), el tiempo de retorno de la inversión, las horas equivalentes de funcionamiento o los flujos de caja.

Con todo el conocimiento adquirido en este capítulo se ha dado forma y entidad al programa informático desarrollado para la creación y evaluación de parques eólicos.

El segundo capítulo desarrollado versa sobre la caracterización de las estelas. Su objetivo ha sido realizar una revisión sobre el estado del arte de las estelas en los parques eólicos. En este estudio se han identificado dos tendencias en el estudio del comportamiento de un parque eólico frente a las estelas, el modelado de las mismas de forma individual, es decir, estudiar la estela a la salida de un aerogenerador y como afecta ésta a otra turbina que se encuentre en la zona de afectación y por otro lado el estudio de las grandes estelas tras el paso del viento por un parque eólico completo. Los modelos estudiados son: Jensen, Analítico, Lissaman, Larsen, Ainslie, Simple, Uo FLaP, ECN Wakefarm, Wasp, Del toldo, Meso-escala y CFD.

El modelo seleccionado para su implementación y modelado de las estelas en el programa desarrollado en este proyecto es el modelo Jensen, por tratarse de un modelado de la estela de forma individual y por disponer de unas ecuaciones que modelan la estela de forma clara y precisa y con un gran grado de exactitud. El modelo Jensen es usualmente elegido para calcular estelas en diferentes estudios ya que proporciona una precisión adecuada y el tiempo de cálculo es reducido. El modelo asume que la estela que se forma tras la turbina se expande linealmente. Adicionalmente se ha realizado una pequeña revisión de la forma de cálculo del índice de intensidad de turbulencia, necesario para la caracterización de parques eólicos.

El tercer capítulo del proyecto describe, de forma general, el programa de estudio de instalaciones eléctricas creado para el presente proyecto junto con el documento de texto. El objetivo de este capítulo es doble, por un lado una guía de utilización del programa, ya que en cada apartado se explica cómo funciona el programa, que valores son requeridos por pantalla para su introducción por el usuario, junto con valores recomendados pertenecientes a instalaciones tipo. Además, explica cuales son las variables de salida del mismo y cuales tienen mayor importancia dependiendo de que parte del desarrollo de una instalación eólica desee estudiarse en profundidad.

El programa se ha explicado a través de seis pasos claves en el desarrollado de su creación. En primer lugar, se presentan las ventanas dinámicas para la petición de los

datos necesarios al usuario para el diseño de la instalación. Estos datos se han agrupado en la petición de un fichero de datos de viento, la elección del aerogenerador, los parámetros del terreno donde se ubica la instalación y el microemplazamiento de las turbinas dentro del parque. En segundo lugar, se analizan los datos de viento para su correcta utilización a lo largo del programa, todos los pasos van encaminados a la clasificación de los datos y la creación de una rosa de los vientos.

En tercer lugar, se describen el método de cálculo establecido para calcular la potencia ideal del parque diseñado, es decir, sin tener en cuenta el efecto de las estelas. Para ello es importante tomar el tipo de probabilidad para el cálculo de la producción eólica. Como resultados destacables en este punto del programa se presenta la energía producida por la instalación idealmente y las horas equivalentes de funcionamiento.

En cuarto lugar, se desarrolla toda la programación relacionada con el cálculo de las estelas que se producen dentro del parque y el grado de interacción entre los distintos aerogeneradores localizados en el emplazamiento. En este punto se ha dedicado especial atención a todas las posibles formas de solapamiento entre las distintas estelas, que zonas de cada turbina se ven afectadas y en qué grado disminuye la fuerza del viento por tal efecto. El resultado es el cálculo de la potencia reducida para cada aerogenerador y sector, los resultados de potencia y energía reducida del parque en general. Estos resultados junto con los obtenidos anteriormente de potencia ideal, se calcula el rendimiento de la instalación y las horas equivalente de funcionamiento que realmente se están dando en la instalación bajo las hipótesis consideradas.

En último lugar, dentro de la descripción del programa, se ha programado, descrito y analizado la viabilidad económica de la instalación. El programa establece los parámetros según la venta de la energía se produzca a tarifa regulada o de mercado y realiza por pantalla la petición de todos los datos económicos necesarios para estimar la economía del futuro proyecto. Los puntos más importantes tenidos en cuenta han sido el cálculo de la inversión inicial, considerando la financiación parcial del proyecto por capital externo, los costes de mantenimiento, los ajustes del IVA y el cálculo de los flujos de caja. Los parámetros desarrollados para estimar la viabilidad económica de la instalación son el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno, el coste nivelado de la energía (LCOE) y el tiempo de retorno de la inversión.

En el cuarto capítulo se han realizado varios casos o aplicaciones prácticas para probar el correcto funcionamiento del programa informático, el estudio de varios casos particulares de instalaciones eólicas, estudiar la influencia del microemplazamiento pormenorizadamente y la influencia de algunos parámetros de libre elección en los resultados finales.

El estudio de la influencia del microemplazamiento de los aerogeneradores dentro de un parque eólico se ha llevado a cabo para tres configuraciones de parque eólico, disposición al tresbolillo, rectangular y circular. La influencia del microemplazamiento es muy importante en el diseño de un parque eólico ya que para las turbinas que se encuentran muy cercanas las estelas producen un gran efecto y el rendimiento de producción de las mismas se ve considerablemente afectado. La opción de alejar las turbinas lo suficiente como para que no se produzcan afectaciones no se puede llevar a cabo, ya que dentro de un parque las turbinas van conectadas eléctricamente unas a

otras y al centro de control del parque, por tanto, es necesario mantener la unidad del parque como tal. La solución a tomar en el diseño de una instalación está en el punto intermedio, y conlleva un exhaustivo estudio de optimización del microemplazamiento.

Los resultados obtenidos en estos estudios han sido complementados con los estudios económicos de los distintos casos y la comparación de las distintas ubicaciones entre sí, llegándose a la conclusión de que la disposición que ofrece mejores resultados es la disposición circular.

En el desarrollo de la cuarta aplicación práctica se ha estudiado la influencia de la dirección principal del viento en el rendimiento, es decir, se ha evaluado la importancia de ubicar el parque en aquella disposición que favorezca la menor aparición de estelas en la dirección en la que las probabilidades de circulación de viento son mayores, contribuyendo de esta forma a maximizar la producción energética del parque eólico.

Otro de los factores considerados ha sido la elección del aerogenerador apropiado para cada localización en función de las condiciones de viento del lugar. Para ello se ha simulado una misma instalación intercambiando varios modelos de aerogeneradores. De esta forma se ha determinado que la elección de la turbina apropiada es muy importante, ya que su tamaño o curva de producción de potencia deben ajustarse de la forma más exacta posible a las condiciones del lugar.

Por último, comentar la importancia de la elección del número de sectores en la rosa de los vientos, partición de datos a partir de la cual se realizan todos los cálculos relacionados con la producción del parque eólico. En la sexta aplicación práctica se ha estudiado esta influencia del número de sectores y se ha deducido que la división de la rosa de los vientos en divisiones que son potencias de cuatro ofrece resultados más exactos y acordes con la futura producción real del parque eólico diseñado. Además, en la evolución del error cometido en los cálculos con el rendimiento se ha observado que para estos valores favorables de divisiones de rosa de los vientos, el error se mantiene constante y prácticamente despreciable a partir de las ochenta o noventa particiones.

En definitiva, concluir que para el diseño de un parque eólico hay que optimizar una gran cantidad de variables. Para algunos de estos factores se presentan a lo largo del presente proyecto rangos y aproximaciones aceptables, así como una herramienta que facilita el cálculo y diseño de parques eólicos. Por último, remarcar la importancia de optimizar el microemplazamiento de aerogeneradores dentro de un parque eólico a la hora de minimizar el efecto de las estelas producidas por unas turbinas sobre el resto de elementos de la instalación.

## Bibliografía

- [1] Peña Capilla R. Energía Eólica. julio 2010 ed.: Ediciones Roble, S.L.; 2010.
- [2] Danish Wind Industry Association. <http://www.windpower.org/>.
- [3] Samorani M. The Wind Farm Layout Optimization Problem. 2010 28 Enero.
- [4] Frandsen S, Barthelmie R, Rathmann O, Jorgensen HE, Badger J, Hansen K, et al. The shadow effect of large wind farm: measurement, data analysis and modelling. 2007 Octubre.
- [5] Moskalenko N, Rudion K. Study of Wake Effect for Offshore Wind Farm Planning. 2010.
- [6] Frandsen S, Jorgensen HE, Barthelmie R, Rathmann O, Badger J, Hansen K, et al. The making of a second-generation wind farm efficiency model-complex.
- [7] Turbine Wake Model for Wind Resource Software. ; 2006; Denmark: Riso National Laboratory.
- [8] Archer C L, Jacobson M Z. Evaluation of Global Wind Power. 2005, Journal of geophysical research, vol. 110.
- [9] Comisión Nacional de la Energía. CNE. <http://www.cne.es/cne/Home>.
- [10] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Gobierno de España. <http://www.mityc.es/>.
- [11] Ainslie JF. Calculating the flowfield in the wake of wind turbines. 1988.
- [12] Ali M, Matevosyan JM, Milanović JM, Soder M. Effect of wake consideration on estimated cost of wind energy curtailments.
- [13] Anderson M. Simplified Solution to the Eddy-Viscosity Wake Model.
- [14] Barthelmie R, Folkerts L, Larsen GC, Rados K, Pryor SC, Frandsen S, et al. Comparison of wake model simulation with offshore wind turbine wake profiles measured by sodar. Journal of atmospheric and oceanic technology 2005 Septiembre;23.
- [15] Barthelmie R, Frandsen S, Rethore PE, Mechali M, Pryor SC, Jensen LE, et al. Modeling and measurements of offshore wakes. 2006 Abril.
- [16] Barthelmie R, Politis ES, Prospathopoulos J, Hansen K, Rados K, Frandsen S, et al. Wakes in large offshore wind farms; model evaluation in upwind.

- [17] Diego Orlando Barragán Guerrero. Manual de Interfaz Gráfica de Usuario en Matlab. Parte 1.
- [18] Empresa Red Eléctrica de España (REE). <http://www.ree.es/>.
- [19] Página web oficial WASP-Wind Atlas Analysis and Application Program. <http://www.wasp.dk/>.
- [20] Hahm T, Wubow S. Turbulent wakes in wind farm configuration.
- [21] Jensen NO. A Note on Wind Generation Interaction. 1983.
- [22] Jorge Cámara Martínez. Análisis económico e índices de fiabilidad de configuraciones de parques eólicos 2011 Marzo.
- [23] Mechali M, Barthelmie R, Frandsen S, Jensen LE, Rethore PE. Wake effects at Horns Rev and their influence on energy on energy production.
- [24] Ministry of New & Renewable Energy. A Technical Note on Micro-siting of Wind Turbines.
- [25] Mosetti G, Poloni C, Diviacco B. Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm. 1993.
- [26] Proyecto CHI/00/G32 “Remoción de barreras para la electrificación rural con energías renovables” Informe de Recurso Eólico. Estación: Isla Quenu, Archipiélago de Chiloé, Chile.
- [27] EGA, Asociación Eólica de Galicia. <http://www.ega-asociacioneolicagalicia.es/ga/>.
- [28] Página Oficial de Matlab. <http://www.mathworks.es/>.
- [29] Real Decreto 661/2007. Disponible en Sede electrónica de la Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. <http://www.boe.es/>.
- [30] EMD Intenational A/S. WindPRO. “Introduction to Wind Turbine Wake Modelling and Wake –Generated Turbulence”