

Capítulo 1: Introducción

1.1 ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es un tipo de energía renovable que aprovecha la energía cinética del viento para la producción de energía eléctrica. Sus múltiples ventajas como la no emisión de CO_2 a la atmósfera ni la producción de residuos contaminantes, su no dependencia de los combustibles fósiles cuyos precios están sujetos a volatilidad, y su baja necesidad de mantenimiento, la han convertido en uno de los tipos de energía renovables más atractivas para su desarrollo. Además de esto, la posibilidad de su implantación junto con otros tipos de energía como la solar fotovoltaica, acercan a la realidad y ayudan al desarrollo de la idea de generación distribuida. [1], [2], [3], [4].

Aun así, existen algunos inconvenientes a tener en cuenta en la implementación de la energía eólica, de entre los cuales podríamos destacar:

- **Impacto Ambiental:** Aunque su impacto es menor al de otras tecnologías renovables, cabe mencionar su influencia en la mortalidad de aves, que se ven atraídas por los generadores y golpeadas por las aspas, al entrar en ocasiones en conflicto con rutas migratorias o interferir en las corrientes de aire naturales, aunque estos casos, estadísticamente, son minoría, se están reduciendo mediante estudios ornitológicos de las zonas de implantación, para evitar la construcción de estos parques en rutas de aves migratorias y zonas de residencia de otra fauna sensible.[2], [4], [5]. Otro factor a tener en cuenta es el impacto paisajístico y sonoro que producen, lo que ha provocado no poco rechazo entre los habitantes de las zonas donde se sitúan algunos parques, que argumentan que los generadores quiebran la belleza paisajística de la zona, así como pueden interferir en el descanso de los mismos debido al ruido. Aun así, el impacto sonoro de los parques eólicos suele ser en términos generales pequeño. [5], [3].
- **Dificultad de Gestión:** El viento es un recurso difícil de predecir, con una alta aleatoriedad, y por tanto no es fácil gestionar este tipo de energía en una red, ya

que ante un cambio brusco en la generación eólica, se debe redistribuir la generación en tiempo real.

La captación y conversión de la energía cinética del viento se hace mediante los llamados aerogeneradores, generadores eólicos, o turbinas eólicas, los cuales podemos observar en la Figura 1.1:

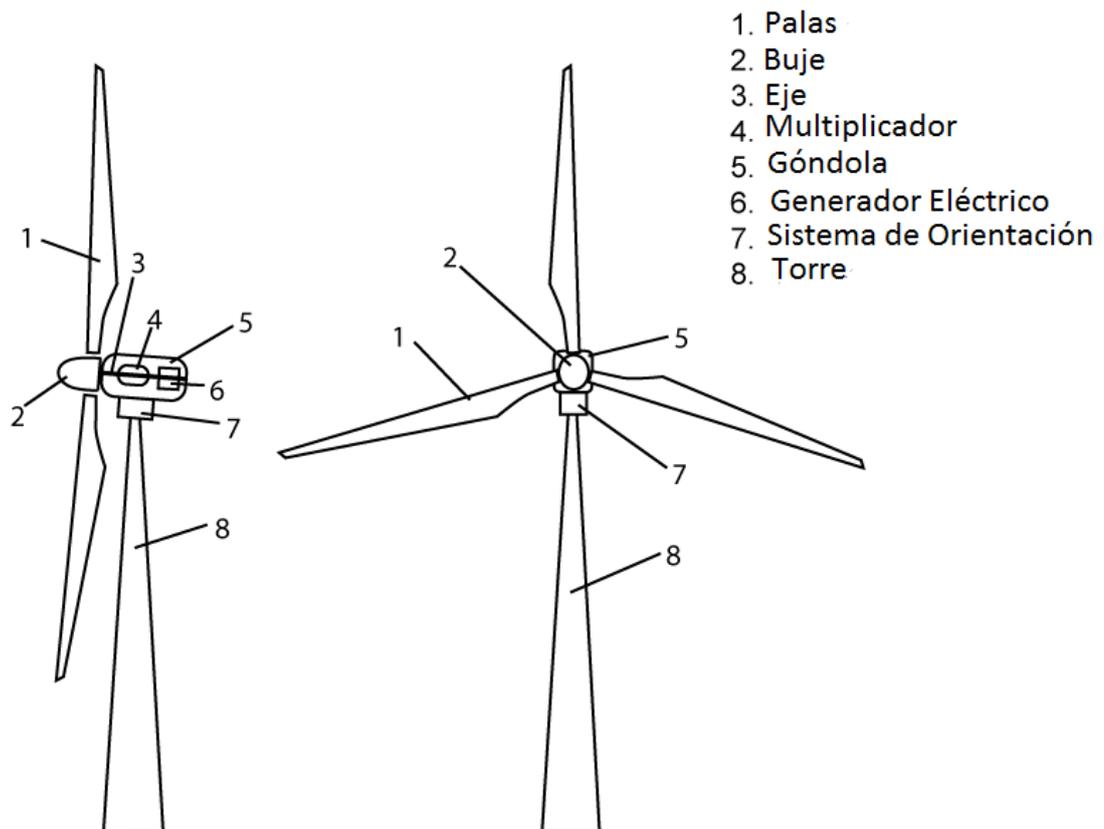


Figura 1.1: Partes de un generador eólico [www.gecalsa.com]

En la Figura 1.1: Partes de un generador eólico se observan las distintas partes de un aerogenerador, como son [1], [2], [3], [4]:

- La torre (8), que junto con su cimentación, da sustentación y eleva sobre el terreno el resto de elementos.
- Las palas (1), que captan la energía cinética del viento.
- El buje (2), que conecta las palas al eje (3), y aloja los mecanismos de control de las palas, que tienen un sistema de orientación sobre su eje axial, para regular la cantidad de potencia que extraen del viento.

- El eje (3) al que se conectan los elementos rotatorios, como el buje, el multiplicador, y el generador eléctrico propiamente dicho.
- El multiplicador (4), es una caja de engranajes, la cual convierte la velocidad lenta de las palas en altas velocidades de giro adecuadas para accionar el rotor del generador.
- La góndola (5), es una estructura que acoge en su interior al generador eléctrico, al eje y a la multiplicadora. Se muestra un detalle de su interior en la Figura 1.2: Detalle interior de una góndola:

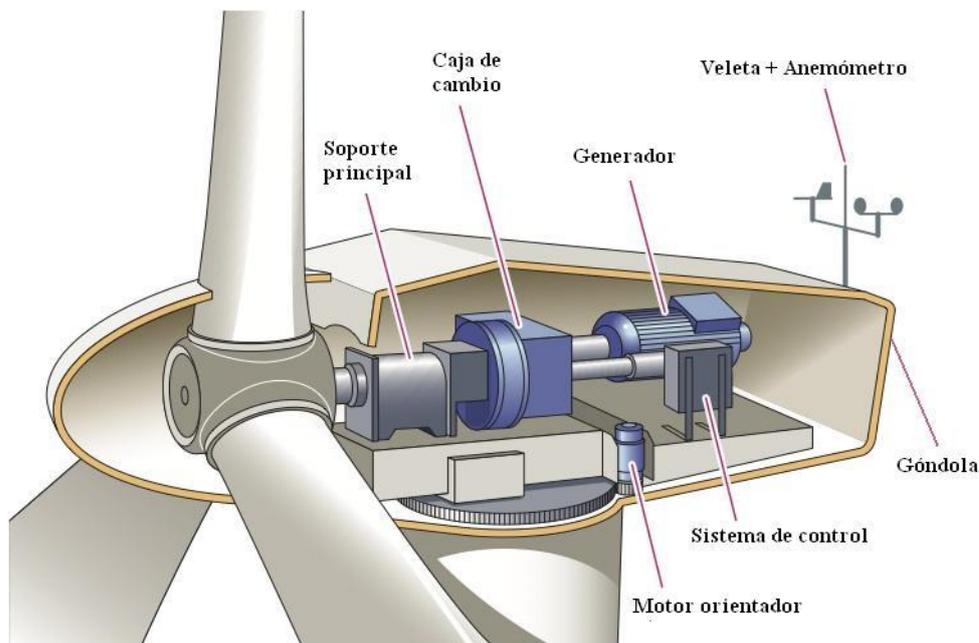


Figura 1.2: Detalle interior de una góndola [www.energiadoblezero.com]

- El generador eléctrico (6), es la máquina eléctrica que se encarga de transformar la energía cinética de rotación del eje en energía eléctrica. Puede ser de dos tipos: generador asíncrono o de inducción, que puede estar simple o doblemente alimentado, o generador síncrono (estos últimos no necesitan multiplicadora). En la práctica, es común el uso del generador de inducción, ya que es más fiable, como muestra el estudio [6], basado en las conclusiones del estudio [36] en la Figura 1.3: Tasa de fallos de una turbina eólica comparando el uso de generadores asíncronos y síncronos según el año de operación:

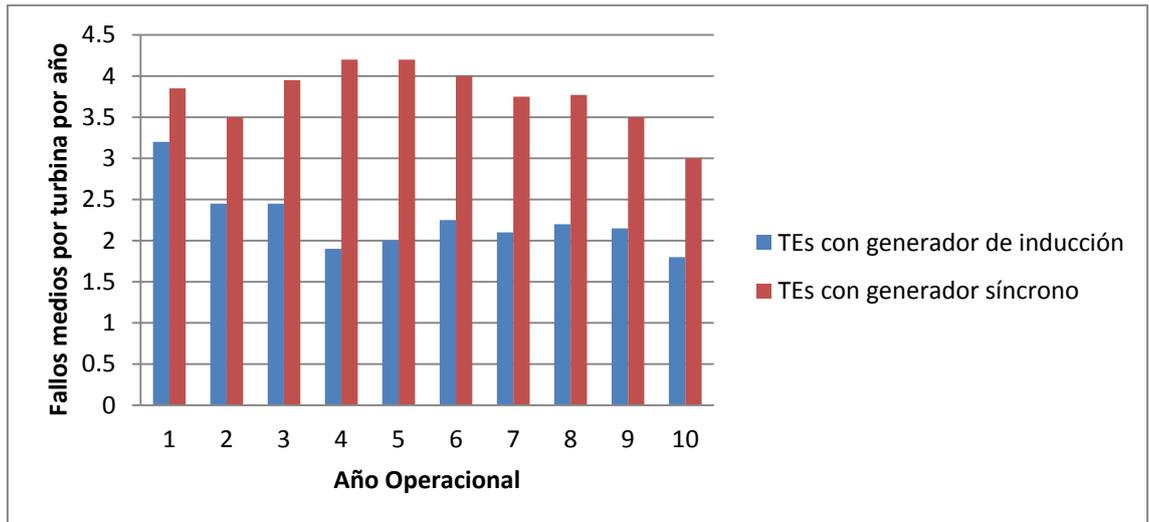


Figura 1.3: Tasa de fallos de una turbina eólica comparando el uso de generadores asíncronos y síncronos según el año de operación [6]

- El sistema de orientación (7), orienta la góndola hacia la dirección en la que sopla el viento, para el máximo aprovechamiento eólico.

Además de estos sistemas, existen también los sistemas de frenado del aerogenerador, de tipo mecánico, generalmente discos de freno, y los sistemas hidráulicos, que controlan los sistemas de paso de las palas y de orientación de la góndola.

Existen dos tipos de parques eólicos, los situados en tierra (parques eólicos onshore Figura 1.4: Parque Eólico Onshore) y los situados en el mar (parques eólicos offshore Figura 1.5: Parque Eólico Offshore). Éstos últimos son de más tardío desarrollo e implementación, y por ello es más difícil obtener datos estadísticos fiables sobre ellos. Los parques eólicos marinos se diferencian de los terrestres en los generadores, que suele ser mayores y capaces de desarrollar mayores potencias, debido a que en el mar pueden desarrollarse mayores velocidades de viento, y existe un mayor espacio, y por tanto, pueden implementarse parques de mayor potencia. Asimismo, al ser los vientos más estables y tener el mar una menor rugosidad superficial, se producen menos turbulencias, y es menor la fatiga sufrida por los materiales, lo cual hace que la vida del aerogenerador sea mayor en estos parques. Por el contrario, estos parques, debido a su emplazamiento y al ambiente en el que desarrollan su función, tienen mayor coste, debido a que éste se realiza mediante buques, y se necesita mejor aislamiento de la humedad en las cimentaciones y aerogeneradores, por problemas de corrosión [4], [7].



Figura 1.4: Parque Eólico Onshore



Figura 1.5: Parque Eólico Offshore

1.2 EVOLUCIÓN DE LA IMPLANTACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA Y EUROPA

La evolución de las energías renovables, y en particular, de la energía eólica, ha sido constante desde los años 90, tanto en el ámbito mundial, como a nivel europeo y nacional. El estudio “Pure Power 2011”, [8], de la EWEA (European Wind Energy Association) nos muestra la evolución de la potencia eólica instalada tanto a nivel mundial como a nivel europeo entre los años 1996 y 2010.

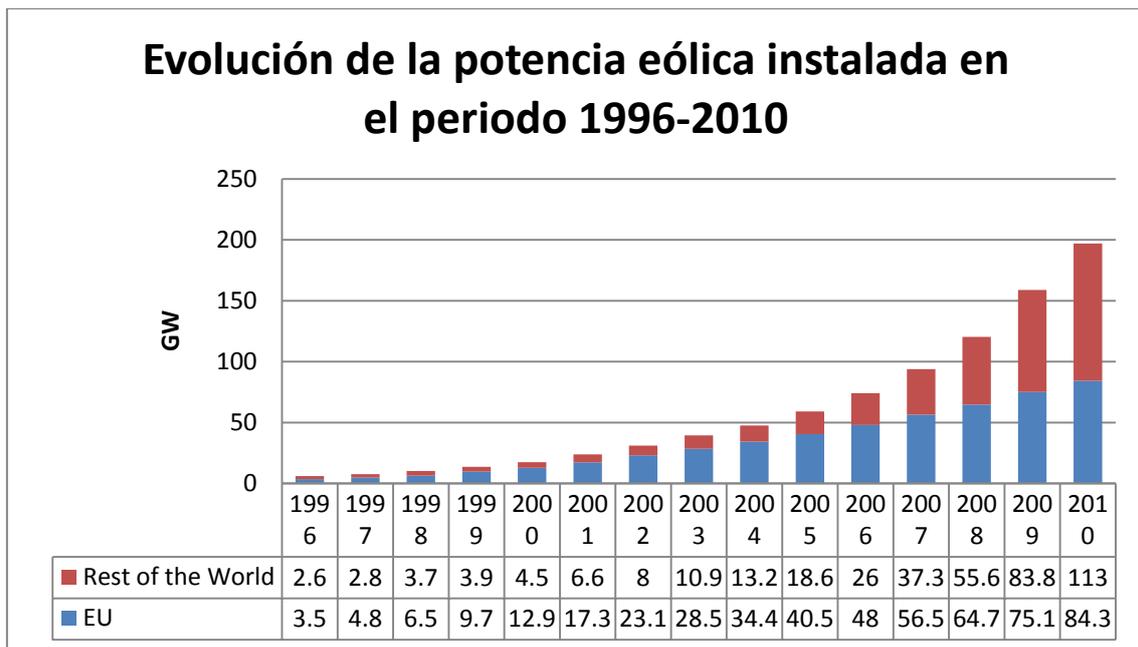


Figura 1.6: Potencia Eólica instalada entre los años 1996 y 2010

Como podemos ver en la Figura 1.6, en el año 2010 se alcanzó en la Unión Europea la cifra de 84.3 GW de potencia eólica instalada. De acuerdo a [8], de esos 84.3 GW, 81.4 GW pertenecen al grupo de parques terrestres, mientras que 2.9 GW corresponden a la categoría de parques eólicos marinos.

Esta potencia instalada, produjo durante el año 2010 181.7 TWh de energía, lo que supone un 5.3% del total de la energía producida durante el año 2010 en la UE. De ellos, 171.1 TWh corresponden a parques eólicos terrestres, mientras que 10.6 TWh fueron producidos por parques eólicos marinos.

En el siguiente gráfico, Figura 1.7, se muestra la contribución por país a la potencia instalada acumulada en la UE en el año 2010.

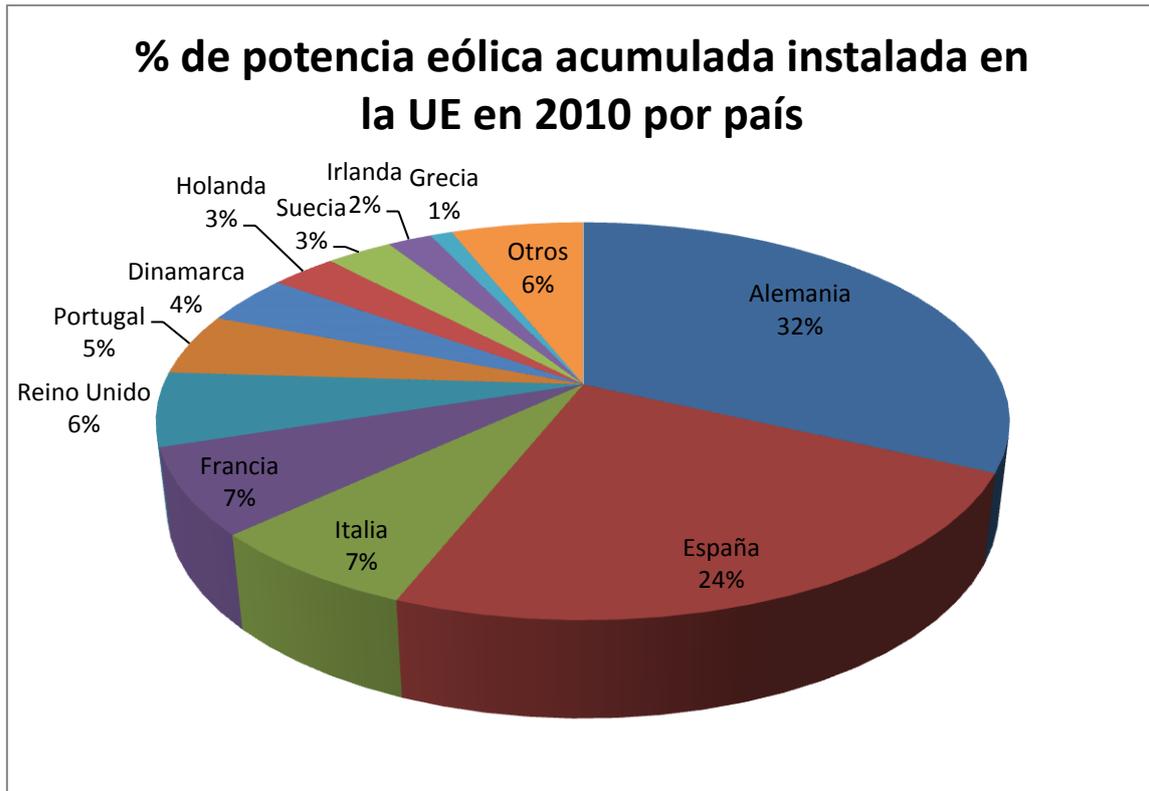


Figura 1.7: Porcentaje de potencia eólica acumulada instalada en la UE por país en 2010

Como se puede observar en el gráfico, a finales de 2010 España se perfilaba como el segundo país de la Unión Europea con mayor potencia eólica instalada, con 20.676 GW instalados, por detrás de Alemania, convirtiendo a España en una referencia en este sector.

Según datos de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) [9], la generación de electricidad mediante energía eólica ha evolucionado entre los años 2004 y 2012 de la manera que muestra la Figura 1.8:

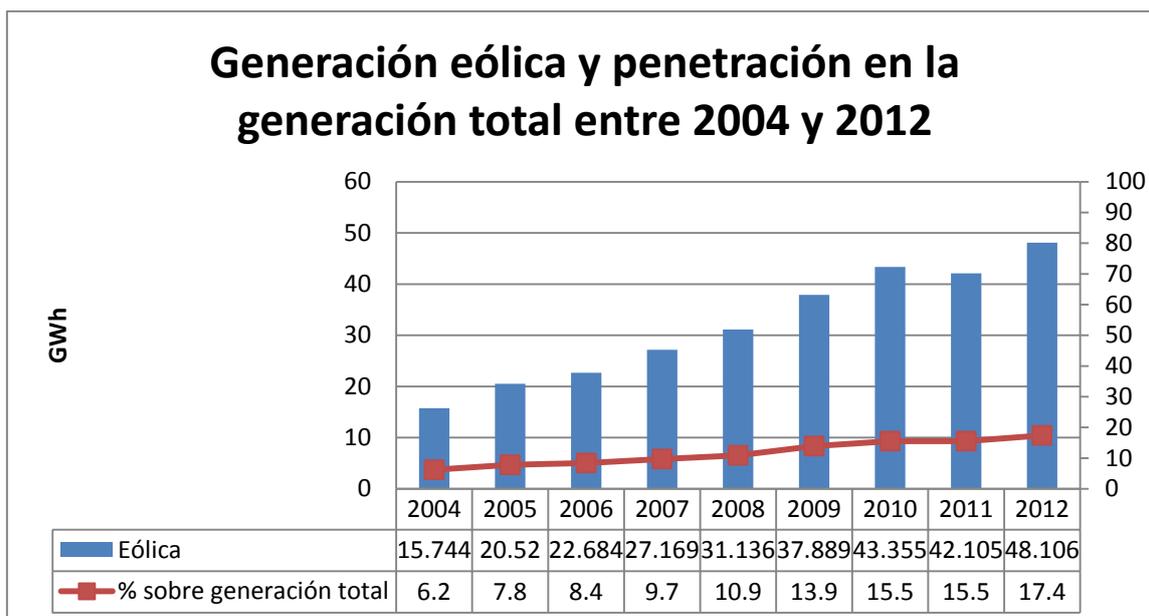


Figura 1.8: Generación Eólica y penetración en la generación en España entre los años 2004 y 2012

Como se destaca en los datos de la gráfica, en el año 2012, la penetración de la energía eólica en el mix energético se acerca al 20%, superando así a todas las demás tecnologías adscritas al Régimen Especial, y siendo sólo superada por la Energía Nuclear, y la Energía Térmica a partir del Carbón .

También dentro del grupo de las energías renovables destaca la importancia de la energía eólica sobre las demás, como podemos comprobar en los informes de la AEE, y REE [9], cuyas conclusiones se muestran en la Tabla 1-1:

Tabla 1-1: Potencias Instaladas en España por Tecnología a 31/12/2012

Tecnologías	Total Nacional (MW)	% sobre el Total
Hidráulica	17762	16.34%
Nuclear	7853	7.22%
Carbón	12130	11.16%
Fuel/Gas	4401	4.05%
Ciclo Combinado	27145	24.97%
Total Régimen Ordinario	69291	63.73%
Hidráulica RE	2040	1.88%
Eólica	22785	20.96%
Solar Fotovoltaica	4410	4.06%
Solar Termoeléctrica	1878	1.73%
Térmica Renovable	943	0.87%
Térmica No Renovable	7373	6.78%
Total Régimen Especial	39429	36.27%
Total General	108720	100%

Como se observa, la energía eólica instalada supera, con un 20.96% sobre el total, a todas las otras tecnologías con excepción de los ciclos combinados. Asimismo, dentro del grupo de las tecnologías del Régimen Especial, la eólica constituye un 57.8% de la potencia instalada. Durante 2012, se instalaron en España 1112 MW de energía eólica, un 5.3% más que durante 2011.

Todos estos datos ponen de manifiesto la importancia creciente de la energía eólica tanto en la Unión Europea como en España especialmente, donde su importancia ha ido creciendo año tras año [8], [9], [10].

Cabe destacar, que tanto la EWEA como la AEE coinciden en la baja implementación actual de la energía eólica marina, tanto en la UE como en España, debido a inconvenientes como su difícil acceso para el mantenimiento o su dificultad y elevados costes de construcción de las infraestructuras necesarias, lo cual puede suponer en años venideros avances en su penetración conforme disminuyan sus costes de operación y mantenimiento y se desarrolle la tecnología. Para ello, existe desde Septiembre de 2012 una iniciativa llevada a cabo por la Dirección General de Innovación y Competitividad del Ministerio de Economía y Competitividad (MINECO), junto con la Plataforma Tecnológica Marítima Española y del Sector Eólico Español (REOLTEC), para impulsar este sector, mediante coordinación de programas de I+D+i entre los centros de investigación existentes en el territorio nacional (Figura 1.9) [9], [11].



Figura 1.9: Centros españoles de investigación en energía marina

1.3 MARCO NORMATIVO

La energía eólica, al estar dentro de las llamadas energías renovables, se considera adscrita al régimen especial de generación, que hasta el 31 de Diciembre de 2012 se regía por el Real Decreto 661/2007. En este RD, se desarrollaban y regulaban las formas de introducción en el mercado de las energías adscritas al Régimen Especial, que explicaremos para la energía eólica durante el desarrollo del proyecto. Sin embargo, a principios del año 2012, mediante el Real Decreto Ley 1/2012, a causa de la crisis económica, y con el objetivo de poner fin al llamado Déficit de Tarifa, el gobierno suprimió las primas y complementos a la generación a partir de residuos, cogeneración, y fuentes de energía renovables para las nuevas instalaciones, manteniéndoselas, aunque reducidas, a las que ya estuvieran en funcionamiento. La medida alcanza a aquellas instalaciones que, a la fecha de entrada en vigor del decreto (27/1/2012), no hayan obtenido la inscripción oportuna en el registro de preinscripción de retribución, que se hace necesario para la implantación de una central generadora asociada al régimen especial. Quedan asimismo fuera del alcance de la medida aquellas instalaciones que no hayan obtenido la citada inscripción a causa de retrasos debidos a la administración [13].

A principios de 2013, en el Real Decreto Ley 2/2013, se enuncian cambios sustanciales en cuanto a la retribución de la generación acogida al Régimen Especial. Las medidas más importantes recogidas en este RD son [14]:

- Desde el 1/1/2013, las retribuciones dependientes del IPC (Índice de Precios de Consumo), quedan vinculadas al IPC-IC (IPC a impuestos constantes) sin alimentos no elaborados ni productos energéticos.
- Para el régimen especial, la prima de referencia pasa a ser de 0 c€/kWh.
- A la entrada en vigor del citado RD, todas las instalaciones de régimen especial pasarán a recibir su retribución en régimen de *Tarifa Regulada*, excepto en el caso de que solicitaran expresamente verse acogidos al régimen de retribución de *Mercado Eléctrico*, bajo las nuevas condiciones expresadas en el Real Decreto. Asimismo, estas instalaciones no podrán cambiar su opción de retribución posteriormente.

1.4 OBJETIVO, CONTEXTO Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

En este trabajo se pretende analizar la influencia de los fallos en las turbinas en el retorno económico de la inversión en una planta eólica. Concretamente se estudia la incidencia de los fallos en las palas de la turbina y en la caja multiplicadora, ya que son los componente más costosos y presentan una combinación de tasa de fallos y tiempo de reparación por fallo importantes, como se explicará más adelante.

Mediante el cálculo de índices económicos tales como el VAN (Valor Actual Neto) y el PB (PayBack, o periodo de retorno) simple de sus respectivas inversiones, se podrá observar la influencia que tienen sobre la inversión los fallos en los dos componentes citados, que serán simulados mediante el método de Montecarlo a partir de su tasa de fallos y tiempo de reparación por fallo [15].

Para la consecución de los objetivos del proyecto, se usará como herramientas:

- La programación mediante códigos de *Matlab*, que nos ofrece una gran facilidad para el trabajo con matrices y vectores.
- Las hojas de cálculo de *Microsoft Excel 2010*, que nos facilitan el estudio económico, así como las simulaciones de aleatoriedad y probabilidad necesarias en el desarrollo del proyecto.

El proyecto será enmarcado dentro de la norma establecida por el Real Decreto 661/2007, suponiendo que para la puesta en marcha del proyecto desarrollado a 1 de Enero de 2013, la inscripción en el registro de preinscripción de retribución fue realizada antes de la entrada en vigor del Real Decreto 1/2012. La justificación del estudio según esta suposición viene dada a que las medidas expuestas tanto en el RD 1/2012 como en el RD 2/2013, se ponen en marcha debido a condiciones de actualidad, como la crisis económica y el objetivo de suprimir el deficit de tarifa, lo que nos puede hacer suponer que ante una mejor situación económica en un futuro cercano, estas leyes volverán a ser modificadas. No obstante, mediante sencillas modificaciones en la programación del proyecto, es fácilmente adaptable a la nueva legislación actual.

La justificación de realización de este proyecto, viene dada en gran medida por la importancia actual de la energía eólica en el mercado Español, que cada vez se acerca más a la posibilidad de competir en igualdad de condiciones con las tecnologías del mercado ordinario [9]. Nos interesa también y mucho la influencia de los fallos imprevistos que puedan causar más perjuicios en el funcionamiento de la turbina, ya que en los últimos años, el desarrollo de la tecnología permite una mejor monitorización de los componentes de la turbina, y resulta interesante saber a qué componentes dedicar

más atención, y sobre todo, cuánto dinero perdemos debido a esos fallos imprevistos, lo cual es un buen indicador para saber si merece la pena invertir en mejora de la monitorización en estos casos, es decir, si resultaría rentable la inversión en programas de mantenimiento predictivo como el MBC (Mantenimiento Basado en la Condición), frente al uso de mantenimiento preventivo (sustitución regular de ciertos componentes, sin tener en cuenta su estado de degradación) o mantenimiento correctivo (sustitución de piezas una vez estas fallan) [16].

En una turbina eólica, los fallos por fatiga vienen causados en su mayoría por el flujo irregular de viento en un parque eólico. Este flujo irregular viene causado por regímenes turbulentos en el seno del flujo principal de viento, debido al llamado “*Efecto Estela*” (*Wake Effect*) [4], [17], [18].

El efecto estela (Figura 1.10) se produce entre dos o más aerogeneradores, debido a que cuando el flujo de viento pasa a través de un aerogenerador, se ve afectado por este, y:

- Los aerogeneradores situados aguas abajo de este primero reciben un flujo con vórtices y turbulencias causados por el paso del viento a través del aerogenerador situado aguas arriba, lo cual produce fatiga en los componentes de estos aerogeneradores.
- Al pasar a través del aerogenerador aguas arriba, el viento pierde velocidad, lo cual provoca que los generadores situados aguas abajo, al recibir un flujo de viento principal a menor velocidad, produzcan menos energía.

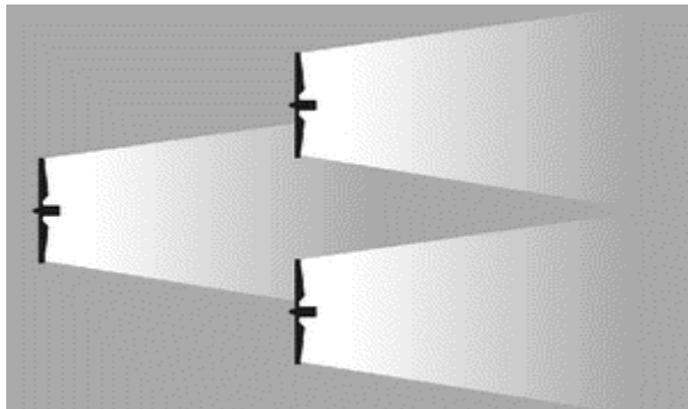


Figura 1.10: Efecto Estela

Debido a ello, se puede observar que en ubicaciones donde es posible, los aerogeneradores se sitúan en línea perpendiculares a la dirección de viento predominante en la zona, para evitar estos efectos. En cualquier caso, para minimizar el efecto estela, las turbinas deben estar lo suficientemente separadas unas de otras, normalmente una distancia mínima de tres veces el diámetro del rotor.

Los datos de entrada de las simulaciones del proyecto serán:

- Potencia instalada (P) y coste unitario de inversión (C).
- Tasas de fallo λ (número de fallos/ tiempo) y tiempo medio de reparación o MTTR (tiempo de media que tarda en repararse cada componente) para las palas y la multiplicadora.
- Recurso Eólico: velocidades principales del viento durante un año, a dos alturas diferentes (10 y 20 metros sobre el nivel del terreno) en el emplazamiento del parque.
- Curva de Potencia del Generador: expresa la relación entre la velocidad del viento existente y la potencia producida por la turbina.
- Inversión inicial en el parque, dependiente de la potencia instalada.
- Costes unitarios de Operación y Mantenimiento (O&M) ordinario, así como precios de los recambios de las piezas estudiadas.
- Parámetros económicos necesarios como el coste capital o tasa de descuento y tipo impositivo.
- Precios medios anuales del mercado eléctrico para el intervalo 2008-2012.
- Las medias anuales y sus variaciones del IPC-IC sin alimentos no elaborados ni productos energéticos en el periodo 2007 (año base) a 2012. Retribuciones límites máximas y mínimas en 2007. Prima eólica de referencia 2013.

Como salida, la simulación nos devolverá:

- La distribución de fallos durante la vida útil del parque por cada componente.
- Energía no suministrada anual debida a estos fallos.
- Distribución durante la vida útil de la potencia generada y energía suministrada por el parque, así como los valores anuales.
- Costes por: O&M, energía no suministrada y costes de reposición de piezas anuales.
- Precios medios del mercado y primas de referencia, así como los límites de retribución máximo y mínimo para el intervalo 2013-2032.
- Ingresos anuales del Parque.
- Valor Actual Neto (VAN) y PayBack (PB) de las inversiones de los distintos casos.

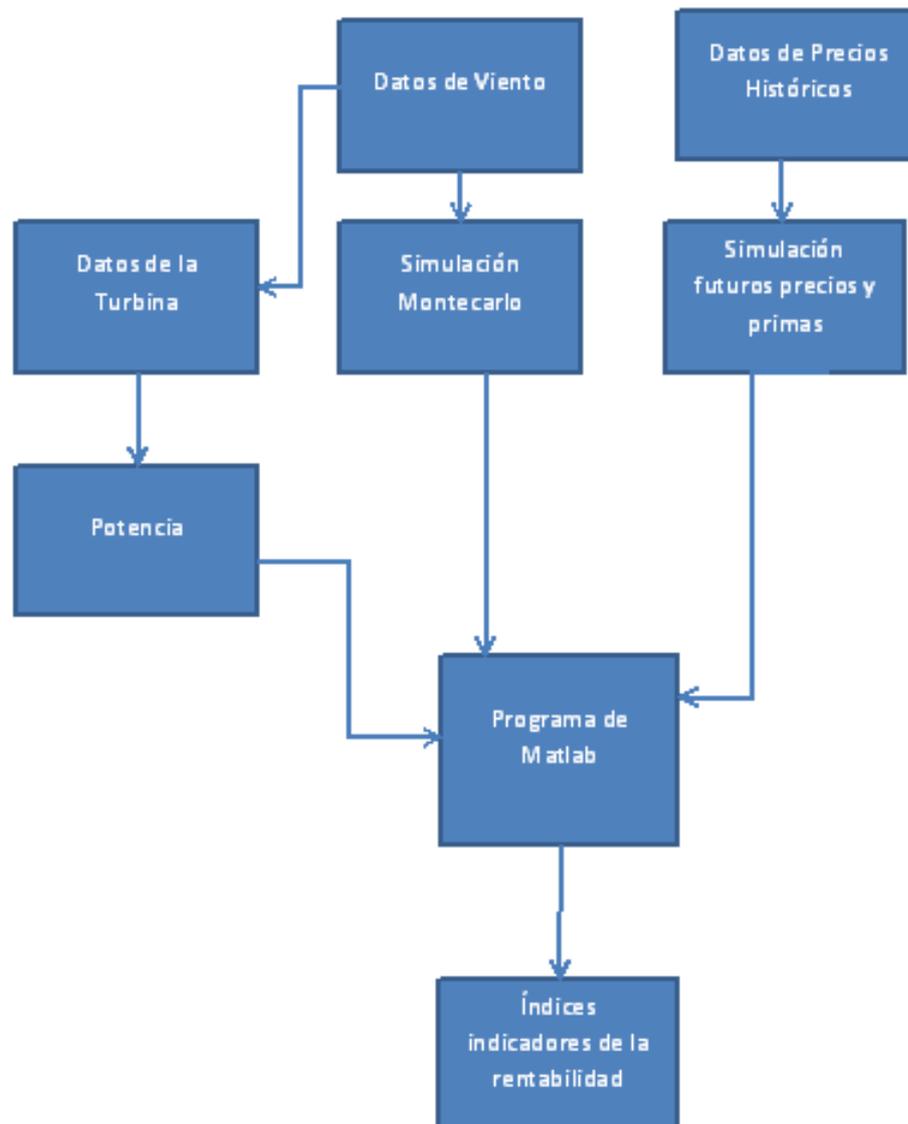


Figura 1.11: Diagrama de flujo del proyecto