

Proyecto Fin de Carrera Ingeniería Industrial

Análisis de la Repotenciación de un Parque Eólico

Autor: Miguel Tirado Fernández

Tutor: Manuel Burgos Payán

Jesús Manuel Riquelme Santos

**Dep. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2015



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería Industrial

Análisis de la Repotenciación de un Parque Eólico

Autor:

Miguel Tirado Fernández

Tutor:

Manuel Burgos Payán

Profesor titular

Jesús Manuel Riquelme Santos

Catedrático de Universidad

Dep. de Ingeniería Eléctrica

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2015

Proyecto Fin de Carrera: Análisis de la Repotenciación de un Parque Eólico

Autor: Miguel Tirado Fernández

Tutor: Manuel Burgos Payán
Jesús Manuel Riquelme Santos

La comisión evaluadora del PFdC nombrada para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2015

El Secretario de la Comisión Evaluadora
del PFdC

A mi familia

A mis maestros

Resumen

En los últimos años, el papel de las energías renovables en los mercados de energía a nivel mundial ha ido creciendo rápidamente gracias, en parte, a la evolución de la tecnología, que hace que dichas fuentes de energía sean cada vez más rentables.

La energía eólica no es una excepción. El incremento de producción de energía eólica en el mundo no ha dejado de crecer y cada vez existen aerogeneradores más potentes y más eficientes y mejores instalaciones y técnicas de aprovechamiento del recurso eólico.

Con la repotenciación se pretende extender la vida de un parque eólico más allá de los veinte años que tiene un parque de vida útil. Aprovechando la localización, las licencias, y la mayoría de obra civil del parque antiguo, se instalan nuevos aerogeneradores y se adecuan las instalaciones para los mismos, teniendo así un nuevo parque eólico por un coste mucho menor que si se hiciera uno nuevo. El único contrapunto es que la potencia del parque antiguo solo se puede ver superada por la del parque nuevo en un 40%, por lo que esta característica del parque repotenciado estará sujeta a la potencia del parque inicial.

El objeto de este proyecto es determinar en qué año de la vida útil del parque es más rentable realizar la repotenciación. Hay que tener en cuenta que la decisión de repotenciar no es algo tan sencillo a pesar de su demostrada rentabilidad, y es que repotenciar conlleva una fuerte inversión inicial y un parón en la producción de tu parque eólico de al menos un año, por lo que es una decisión que hay que estudiarla bien antes de tomarla.

Las turbinas nuevas que se colocan son mucho más potentes que las originales, por lo que necesitamos menos turbinas para tener un parque de la misma potencia. Al colocar menos turbinas conseguimos reducir el impacto visual. Además, dado el avance en la tecnología de los aerogeneradores nuevos, estos son mucho más eficientes y, por lo tanto, producen más.

Desde el momento en el que el parque eólico empieza a funcionar, la instalación empieza a degradarse. Este deterioro aumenta con el tiempo y con él, aumentan los costes de operación y mantenimiento del parque y la pérdida de ingresos por energía no suministrada. Todas estas razones provocarán que fecha más óptima para la repotenciación sea anterior al final de la vida útil de la instalación.

La fecha óptima para la repotenciación suele estar entre los años 14 y 17 del parque eólico. Depende de varios factores que se adelante o se retrase dicha fecha, como por ejemplo el precio de la energía, las primas recibidas, las condiciones de viento del parque, el tipo de aerogeneradores, tanto los originales como los nuevos, etc...

Abstract

In the last years, the role of the renewable energies in energy markets worldwide has been growing rapidly, thanks in part to the evolution of technologies, which makes these energy sources more and more profitable each day.

The wind energy is not an exception. The increased production of wind power in the world has not stopped growing and nowadays there are more powerful and more efficient wind turbine generators, and better facilities and techniques for exploiting wind resource.

Repowering purpose is to extend the life of a wind farm beyond the twenty years it has as useful life. Taking advantage of the location, licenses and the most of civil works of the old wind farm, new wind turbines generators are installed, having a new wind farm for a lower cost if it were made a new one. The only disadvantage is that the power of the new wind farm has to be only a 40% higher than the old one.

The purpose of this project is to determine what year of the life of the wind farm is more profitable to repowering. Keep in mind that the decision of repowering is not as simple, despite its proven profitability, because repowering carries a high initial investment and a halt in the production of the wind farm for a year more less, so it is a decision that must be studied well before take it.

New turbines are more powerful than the original ones, so we need fewer turbines to have a park with the same power. If we place fewer turbines, we reduce visual impact too. Moreover, due to the advances in the technology of wind farms, new turbines are more efficient and produce more energy too.

Since the moment the wind farm start working, the installation starts to degrade. This deterioration increases with time, like the costs of operating and maintaining of the wind farm and the loss of revenues from non-supplied energy. All these reasons make the optimal date for repowering is before the end of the useful life of the installation.

The optimal date for repowering is usually between years 14 and 17 of the wind farm. It depends of several factor that the final result change, like energy price, retribution received, wind conditions, turbines type, both the original and new, etc...

Índice

Resumen	x
Abstract	xi
Índice	xii
Índice de Tablas	xiv
Índice de Figuras	xvi
1 Introducción	1
1.1 <i>Situación de la energía eólica en España</i>	1
1.1.1 Seguridad energética	4
1.1.2 Eficiencia económica	4
1.1.3 Medioambiente	4
1.2 <i>Concepto de Repotenciación</i>	5
1.3 <i>Objetivo del proyecto</i>	5
1.4 <i>Ventajas e inconvenientes</i>	6
1.5 <i>Legislación sobre energía eólica y repotenciación</i>	6
2 Descripción de la situación	8
2.1 <i>Datos generales sobre el parque eólico.</i>	8
2.2 <i>Datos de los aerogeneradores</i>	9
2.3.1 Funcionamiento de un aerogenerador	9
2.4.2 Fallos de una turbina	11
2.4.3 Aerogenerador original	13
2.4.4 Aerogenerador repotenciación	14
3 Análisis de un proyecto de repotenciación	15
3.1 <i>Planteamiento</i>	15
3.2 <i>Método valoración económica</i>	15
3.3 <i>Criterios de selección de inversiones</i>	16
3.3.1 Período de rentabilidad o Payback	16
3.3.2 Valor Actual Neto (VAN)	16
3.3.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)	17
3.3.4 Elección de criterio de rentabilidad	17
3.4 <i>Datos económicos</i>	17
3.4.1 Precio de la energía	18
3.4.2 Valor anual de las Primas	18
3.5 <i>Teoría de la Oportunidad Real</i>	19
4 Modelo para el Análisis del Momento Óptimo para la Repotenciación	21
4.1 <i>Introducción</i>	21
4.2 <i>Herramienta Informática</i>	21
4.3 <i>Introducción de los datos</i>	21
4.3.1 Cálculo de la producción anual de energía.	24

4.3.1.1	Producción anual de IZAR BONUS MK-IV.	25
4.3.1.2	Producción anual de ENERCON E82.	28
4.4	<i>Resultados</i>	29
4.4.1	Estudio de sensibilidad a los parámetros	37
5	Conclusión	42
5.1	<i>Líneas futuras de ampliación y mejora</i>	45
6	Anexo I	49
6.1	<i>Definición de los datos</i>	49
6.2	<i>Programación de la herramienta</i>	51
7	Bibliografía	59

Índice de Tablas

Tabla 1.1. Top Ten países de la UE en producción de energía eólica. Fuente: Eurobserv'ER.	1
Tabla 1.2. Reparto de potencia eólica acumulada por Comunidad Autónoma.	3
Tabla 2.1. Distribución Weibull del viento.	8
Tabla 3.1. Histórico del valor del tipo de interés legal.	16
Tabla 3.2. Histórico del valor del precio anual de la energía (€/MWh).	18
Tabla 3.3. Histórico del valor anual de las primas para la energía eólica.	19
Tabla 4.4. Distribución Weibull rosa de los vientos OPENWIND modificada.	26
Tabla 4.5. Resultados VAN de la repotenciación en distintos años.	29

Índice de Figuras

Fig. 1.1. Mapa europeo potencia eólica instalada (MW).	2
Fig. 1.2. Mapa eólico de España.	4
Fig. 2.2 Evolución histórica de los aerogeneradores.	9
Fig. 2.3 Esquema interno de un aerogenerador.	10
Fig. 2.4. Fallos por turbina y año y tiempo fuera de servicio según distintas causas de fallo.	11
Fig. 2.5. Tiempo medio de inactividad de una turbina y número de fallos según el año de operación.	11
Fig. 2.6. Disponibilidad de las turbinas según las diferentes potencias de las mismas.	12
Fig. 2.7. Aerogenerador IZAR BONUS MK-IV 600kW.	13
Fig. 2.8. Curva de potencia aerogenerador Izar-Bonus MK-IV 600kW.	13
Fig. 2.9. Aerogenerador Enercon E82	14
Fig. 2.11. Curva de potencia aerogenerador Enercom E82.	14
Fig. 3.1. Aproximación lineal del precio de la energía.	18
Fig. 4.2. Modificar datos turbina OPENWIND.	25
Fig. 4.3. Curva de potencia modificada.	26
Fig. 4.4. Turbinas originales colocadas sobre el mapa de OPENWIND.	27
Fig. 4.5. Turbinas nuevas colocadas sobre el mapa de OPENWIND.	28
Fig.4.6. Flujos de caja acumulados del parque eólico antes de su repotenciación.	31
Fig. 4.7. Flujos de caja acumulados del parque eólico después de su repotenciación.	32
Fig. 4.8. Evolución del beneficio por energía.	33
Fig. 4.9. Evolución del beneficio por primas obtenidas.	33
Fig. 4.10. Flujos de caja del proyecto de repotenciación.	34
Fig. 4.11. Flujos de caja desligados antes de la repotenciación.	35
Fig. 4.12. Flujos de caja desligados después de la repotenciación.	36
Fig. 4.13. Flujos de caja acumulados del parque eólico antes de su repotenciación en el año 14.	38
Fig. 4.14. Flujos de caja del proyecto de repotenciación en el año 14.	38
Fig. 4.15. Flujos de caja desligados antes de la repotenciación en el año 17.	39
Fig. 4.16. Flujos de caja desligados después de la repotenciación en el año 17.	39
Fig. 4.17. Resultados del VAN con aumento en el precio de la energía.	40
Fig. 4.18. Resultados del VAN con los aerogeneradores un 25% más baratos.	41
Fig. 5.1. Resultados obtenidos	43
Fig. 5.2. Rentabilidad de la repotenciación en cada uno de los años de vida útil del parque eólico.	44
Fig. 5.3. Generador Siemens de 6MW.	46

Fig. 5.4. Tecnología multirotores.	46
Fig. 5.5. Tecnología aerogeneradores sin torre soporte.	47
Fig. 5.6. Aerogenerador sin palas Vortex.	47
Fig. 6.1. Definición de datos de variables en MATLAB.	51
Fig. 6.2. Evaluación parque antiguo en MATLAB.	54
Fig. 6.3. Evaluación del parque eólico en el año de la repotenciación.	55
Fig. 6.4. Evaluación del período de repotenciación en MATLAB.	57

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Situación de la energía eólica en España

Desde principios de los años 90 hasta hoy, las energías renovables han experimentado un fuerte auge, tanto en España como en el resto del mundo. Debido a la creciente conciencia medioambiental y al interés en ser cada vez más independiente del petróleo, en nuestro país se ha producido un fuerte incremento de la producción de energía renovable, así como su desarrollo e investigación, que ha permitido que cada vez sean más rentables las distintas fuentes de energías renovables.

Dentro de las energías renovables, una de las principales en España es la energía eólica, dado el gran potencial de aprovechamiento que tiene este tipo de energía en nuestro territorio por razones naturales. En la Tabla 1.1 podemos observar como España está a la cabeza de Europa en producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica [14].

Tabla 1.1. Top Ten países de la UE en producción de energía eólica. Fuente: Eurobserv'ER.

PAÍS	ENERGÍA EÓLICA PRODUCIDA (TWh/año)
España	42.98
Alemania	35.50
Reino Unido	11.44
Francia	9.60
Portugal	8.85
Dinamarca	7.81
Holanda	3.97
Suecia	3.50
Irlanda	3.47
Grecia	2.20
Austria	2.10

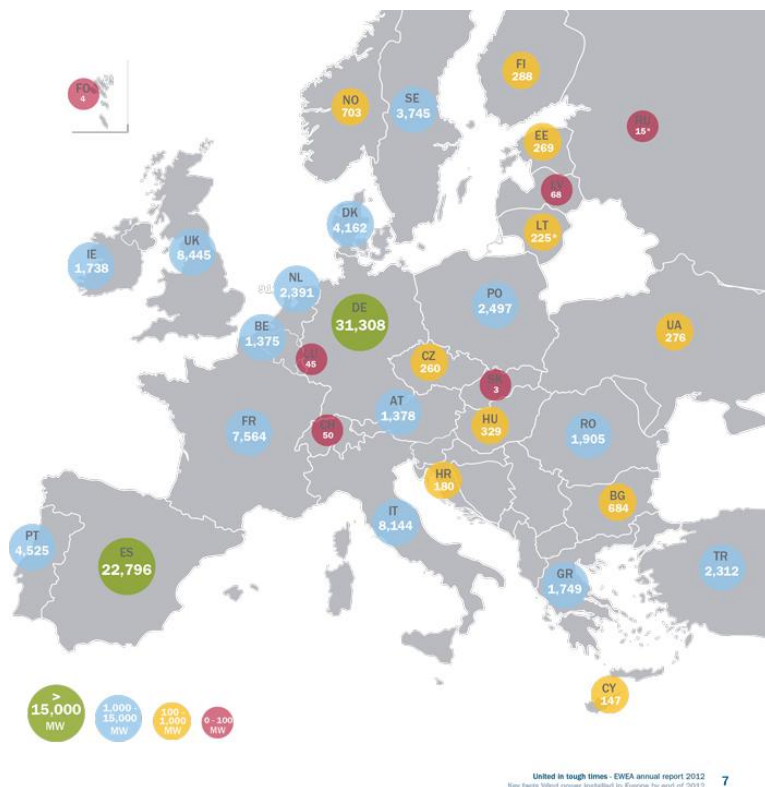


Fig. 1.1. Mapa europeo potencia eólica instalada (MW).

En la Fig.1.1 se puede apreciar la potencia eólica instalada en los países de la Unión Europea a finales de 2012, dato obtenido de EuropeanWindEnergyAssociation (EWEA) [5]. Vemos como España es, junto con Alemania, el país con la mayor potencia eólica instalada con 22796MW.

Dentro de España, las comunidades con más potencia eólica instalada son Castilla y León, Castilla-La Mancha y Andalucía entre otras. En la Tabla 1.2 podemos observar la potencia instalada en 2012 y 2013, datos obtenidos de la Asociación Empresarial Eólica [20].

Tabla 1.2. Reparto de potencia eólica acumulada por Comunidad Autónoma.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	Acumulado a 31/12/2012 (MW)	Potencia 2013 (MW)	Acumulado a 31/12/2013 (MW)	% Sobre el total	Nº de parques
Castilla y León	5510,61	49,40	5560,01	24,22%	241
Castilla La Mancha	3806,54		3806,54	16,58%	139
Andalucía	3263,23	74,50	3337,73	14,54%	153
Galicia	3311,47	2,65	3314,12	14,43%	158
Aragón	1888,81	4,50	1893,31	8,25%	87
Cataluña	1258,05	9	1267,05	5,52%	46
Comunidad Valenciana	1188,99		1188,99	5,18%	38
Navarra	979,92	24	1003,92	4,37%	49
Asturias	512,45	6	518,45	2,26%	21
La Rioja	446,62		446,62	1,95%	14
Murcia	261,92		261,96	1,14%	14
Canarias	160,11	5	165,11	0,72%	55
País Vasco	153,25		153,25	0,67%	7
Cantabria	38,30		38,30	0,17%	4
Baleares	3,68		3,68	0,02%	46
TOTAL	22783,97	175,05	22959,02		1072



Fig. 1.2. Mapa eólico de España.

En la figura 1.2 se muestra el mapa eólico de España, dato proveniente del Gobierno de España [15]. Como puede observarse las zonas de costa son las más idóneas para el aprovechamiento eólico, sobre todo la zona de Cádiz, Almería y Galicia.

Las claves para este cambio de mentalidad en la sociedad son: la seguridad energética, la eficiencia económica y, por último pero no menos importante, el medioambiente.

1.1.1 Seguridad energética

El concepto de seguridad energética es algo que produce bastante inquietud en los países desarrollados. Una elevada dependencia energética conlleva riesgos de cara a la seguridad de suministro y a la competitividad en el futuro. Al importar, por ejemplo, combustibles fósiles que se encuentran en países inestables geopolíticamente, los precios sufren muchas desviaciones y el suministro puede verse alterado por situaciones de diversa índole, como pueden ser conflictos bélicos o disputas políticas, entre otras, etc...

1.1.2 Eficiencia económica

La eficiencia económica se trata de obtener un producto, en este caso energía, al menor coste posible con la tecnología y los recursos disponibles pero siempre intentando favorecer o no afectar al entorno. Esto es esencial para favorecer la competitividad dentro del sector y el bienestar social.

Las energías renovables tienen como ventaja que internalizan los costes medioambientales, generan empleo y contribuyen al desarrollo económico social.

La desventaja de las energías renovables es que su coste de producción es más caro que el de las formas de energía convencionales.

1.1.3 Medioambiente

Como hemos dicho, existe una creciente preocupación por el medioambiente y, en especial, por el calentamiento global.

Con la intención de reducir las emisiones que provocan el efecto invernadero, se han venido

desarrollando en estos últimos años diferentes acuerdos internacionales, de los cuales uno de los más famosos es el *Protocolo de Kyoto*.

Debido a estos acuerdos, los países acordaban que reducirían su contaminación. Para ello fomentaron el desarrollo de las energías “limpias”.

Entre dichas energías se encuentra la energía eólica. El contrapunto de esta energía es que, si bien es una energía limpia que aprovecha una forma de energía inagotable como es el viento, también tiene una repercusión negativa en el medioambiente. El impacto que causan los aerogeneradores es negativo, debido al ruido que generan y al impacto visual.

Sin embargo, con la repotenciación se mejora este punto, ya que al repotenciar se reducen el número de aerogeneradores instalados en el parque, por lo que baja el impacto visual de éste y, por lo tanto, reducen el daño que pueda provocar un parque eólico al medioambiente.

1.2 Concepto de Repotenciación

La repotenciación de un parque eólico consiste en la sustitución de equipos antiguos de menor potencia y eficiencia por máquinas nuevas de mayor capacidad y rendimiento, permitiendo incrementar el aprovechamiento del recurso eólico en el mismo emplazamiento físico.

Un parque eólico tiene una vida útil aproximada de 20 años, por lo que los primeros parques eólicos que se construyeron en España están llegando ya a ese límite. Además, los primeros parques se hicieron en las mejores zonas del país, teniendo entre un 25-30% más de potencial eólico que los parques más nuevos.

Los aerogeneradores modernos tienen mucha más potencia y son más fiables que los antiguos, permitiendo reducir el número de máquinas instaladas y ahorrar en costes de operación y mantenimiento.

Lo más interesante de la repotenciación es el aprovechamiento de las instalaciones ya construidas (carreteras, subestaciones, red eléctrica, áreas de montaje, etc...), y, además, de las licencias anteriores, evitando así los procesos con la administración, tanto local como nacional, tan costosos en tiempo y dinero. Al cambiar los aerogeneradores también se puede reciclar componentes y piezas y reutilizarlos o venderlos, con lo que se abarata la operación.

Todo esto hace que repotenciar, en la mayoría de los casos, sea más interesante que construir el parque nuevo desde cero, si bien es verdad que la decisión de repotenciar debe de ser estudiada caso por caso dada la complejidad de criterios y el elevado número de factores que influyen en ella.

En nuestro país ya se han repotenciado varios parques, a pesar de la falta de incentivos y ayudas para ello por parte del gobierno, lo que demuestra que la rentabilidad de repotenciar un parque eólico es bastante elevada.

1.3 Objetivo del proyecto

El objetivo de este proyecto es determinar qué momento de la vida de un parque eólico es el más idóneo para realizar la repotenciación del mismo.

A partir de datos técnicos y económicos del parque antiguo y de los componentes nuevos a

instalar podemos averiguar cuál es el año más indicado para realizar la dicha repotenciación, teniendo en cuenta que el proceso durará aproximadamente un año y que durante el mismo la actividad del parque está totalmente parada, es decir, la producción del parque durante el año de repotenciación es nula.

De esta manera, con un estudio económico relativamente sencillo por parte del propietario del parque, éste puede saber cuándo es más rentable realizar la repotenciación.

1.4 Ventajas e inconvenientes

Las ventajas de la energía eólica son muchas. Las más importantes son:

- El viento es un recurso natural renovable e ilimitado, por lo que no corre el peligro de agotarse como el petróleo.
- Es una fuente de energía limpia, es decir, la explotación de la misma no produce contaminación.
- Existencia de un marco legal de apoyo económico que ha permitido invertir en este tipo de tecnología manteniendo una rentabilidad aceptable.
- Tecnología más desarrollada que otras fuentes de energía renovables. Esto ha permitido conseguir un coste mucho más competitivo con el de las fuentes de generación convencionales.

Los principales inconvenientes de este tipo de energía son:

- La variabilidad del viento, que hace muy difícil predecir la cantidad de producción que el parque eólico tendrá en un determinado período de tiempo.
- El impacto medioambiental de los aerogeneradores, por su ruido e impacto visual.
- Difícil integración en el sistema eléctrico. Hay que procurar la máxima distribución de esta energía pero teniendo en cuenta la estabilidad del sistema. Este último punto está cada vez más controlado y está dejando de ser un problema.

1.5 Legislación sobre energía eólica y repotenciación

Para comprender cómo se ha ido desarrollando las energías renovables, entre ellas la eólica, es muy importante conocer un poco la legislación que nuestro gobierno ha ido llevando a cabo a lo largo de estos años .

Durante los últimos veinte años se ha producido un desarrollo muy importante de las tecnologías de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que integraban el anteriormente denominado régimen especial. Este crecimiento fue posible, en parte, gracias a la existencia de sucesivos marcos normativos de apoyo que establecían incentivos económicos a la producción eléctrica con estas tecnologías.

A la vez que han ido evolucionando las distintas formas de obtención de energía del régimen

especial, se han ido actualizando también los marcos normativos que las regulan, permitiendo así la adaptación de éstos en cada momento y en cada situación. En primer lugar, permitieron la participación de estas tecnologías de producción en el mercado, y en segundo lugar, incrementaron las exigencias de carácter técnico para permitir al operador del sistema integrarlas en condiciones de seguridad, aumentando su contribución al balance energético del sistema eléctrico. Esta evolución normativa iba orientada también a la preservación de la sostenibilidad financiera del sistema.

La primera ley que incluyó un artículo sobre la regulación del régimen especial fue la Ley 54/1997. De esta ley salieron sucesivas normas exclusivas para las energías renovables, que regulaban tanto la incentivación de este tipo de instalaciones para su participación en el mercado, como las obligaciones que adquirirían los propietarios de dichas instalaciones al participar en el mercado de la energía.

La primera norma que habló sobre la repotenciación fue el Real Decreto 661/2007 [9], del 25 de mayo, donde se recogía, entre otras cosas, que las instalaciones sujetas a una repotenciación, entendiéndose por repotenciación como *“unamodificación sustancial cuyo objeto sea la sustitución de sus aerogeneradores por otros de mayor potencia, en unas condiciones determinadas”*, sólo podrán recibir prima si su fecha de inscripción definitiva es anterior al 31 de Diciembre de 2001. Además de esto, esta ley regulaba aspectos técnicos de las instalaciones tales como que las mismas debían de estar adscritas a centros de control de la generación y disponer de equipos que garantizaran la continuidad del suministro en situaciones desfavorables. También decía que si la potencia que tenía el parque una vez repotenciado no superaba en más de un 40% a la potencia instalada del parque antiguo, no sería exigible una nueva solicitud de acceso al operador del sistema.

Esta norma fue modificada sucesivas veces, buscando la sostenibilidad del sistema, ya que el aumento de las tecnologías hacía que las instalaciones fuesen cada vez más y más rentables. La modificación

Este Real Decreto ha estado vigente hasta la aprobación del Real Decreto-ley 9/2013 [10], en el que se toman medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema, suprimiendo la retribución adicional que recibían aquellas tecnologías a la que eran aplicables.

Con este nuevo marco normativo, las instalaciones recibirán, además de la retribución por la venta de energía a precio de mercado, una retribución adicional compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación.

2 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN

Dado que la información económica (costes, resultados de explotación, etcétera) no es pública, los datos económicos del parque original a reponteciar se han estimado a partir de los valores medios de instalaciones situadas en el territorio español y datos obtenidos de por la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA), la Comisión Nacional de la Energía (CNE) y TheEuropeanWindEnergyAssociation (EWEA).

Este hecho no es relevante para el objetivo del proyecto ya que los datos a los que nos referimos y que se detallarán más adelante son de fácil acceso para el propietario del parque eólico.

2.1 Datos generales sobre el parque eólico.

Nuestro parque eólico objeto de estudio es un parque de 48 MW, construido en 1998, por lo que el final de su vida útil será en 2018.

A continuación, en la tabla 2.1 se muestra la distribución Weibull del viento que se ha utilizado para calcular la energía producida por el parque eólico. Estos datos de viento se han tomado del software OPENWIND.

Tabla 2.1. Distribución Weibull del viento.

SECTOR	GRADOS (°)	A (m/s)	K (-)
1	345-15	4.536	2.26
2	15-45	4.787	2.285
3	45-75	4.386	2.525
4	75-105	4.568	2.52
5	105-135	4.849	2.03
6	135-165	8.264	1.89
7	165-195	9.356	2.645
8	195-225	8.412	2.89
9	225-255	7.506	2.54
10	255-285	8.192	2.22
11	285-315	8.143	2.32
12	315-345	5.677	2.41

Estos datos de viento están tomados a una altura de 80m. Si la altura de nuestro aerogenerador fuese diferente, tendremos que aplicarle a la velocidad del viento un factor de corrección que veremos más adelante.

Las condiciones de aprovechamiento del parque son bastante buenas. Al ser un parque con 16 años de antigüedad, se encuentra en un lugar que por su orografía y sus datos de viento es perfecto para la construcción de un parque eólico.

2.2 Datos de los aerogeneradores

Antes de empezar a detallar los aerogeneradores que hemos escogido para nuestro estudio, tanto los de instalación antigua, como los del parque repotenciado, vamos a ver brevemente la evolución que ha tenido la tecnología en los últimos años.

Uno de los principales factores por los cuales la repotenciación es rentable es la tecnología. La evolución, tanto de las técnicas constructivas, como el empleo de nuevos materiales, hace que los aerogeneradores actuales tengan un tamaño mucho mayor y generen mucha más potencia que los primeros aerogeneradores de los años 90.

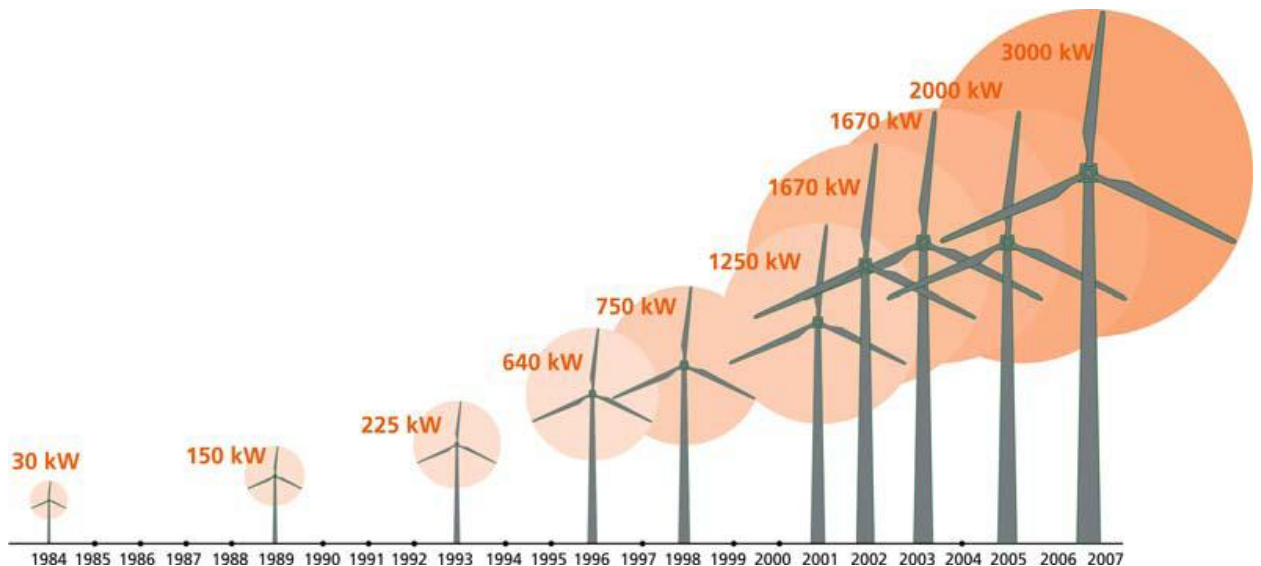


Fig. 2.2 Evolución histórica de los aerogeneradores.

A continuación, detallamos el principio de funcionamiento de un aerogenerador.

2.3.1 Funcionamiento de un aerogenerador

La cantidad de energía que contiene el viento antes de pasar por el rotor de un aerogenerador depende de:

- Velocidad del viento.
- Densidad del aire.
- Área barrida por las palas del rotor.

La potencia que contiene el viento se puede calcular a partir de la siguiente ecuación:

$$P = \frac{1}{2} \times \rho \times S \times v^3$$

P: potencia contenida en el viento (W).

ρ : densidad del aire (kg/m^3).

S: área que barren las palas del aerogenerador (m^2).

v: velocidad del viento (m/s).

El viento contiene mucha energía antes de pasar por el rotor, pero los aerogeneradores no son capaces de aprovechar el 100% de esta energía. Según el límite enunciado por el físico alemán Albert Betz, sólo puede aprovecharse el 59,3% de la energía cinética que llega al rotor. Los aerogeneradores actuales llegan a aprovechar cerca del 50% de la energía del viento, un porcentaje bastante alto si tenemos en cuenta el límite anteriormente mencionado.

Para que un aerogenerador se ponga en marcha necesita un valor mínimo de velocidad del viento, que ronda en torno a los 3m/s, a esta velocidad se le denomina velocidad de conexión. A partir de esta velocidad el aerogenerador comenzará a producir energía hasta alcanzar su potencia nominal. Por razones de seguridad, hay una velocidad en la cual el aerogenerador deja de funcionar, la cual está en torno a los 22m/s. A esta velocidad se le denomina velocidad de desconexión.

Al incidir el viento sobre las palas del rotor, entra en juego la aerodinámica de éstas, empiezan a moverse y activan todo el mecanismo del aerogenerador por el cual se transforma la energía eólica en energía mecánica y, posteriormente, en energía eléctrica. Los aerogeneradores más utilizados hoy en día son los de eje horizontal con rotor a barlovento y tres palas, como podemos observar en la Fig. 2.3.

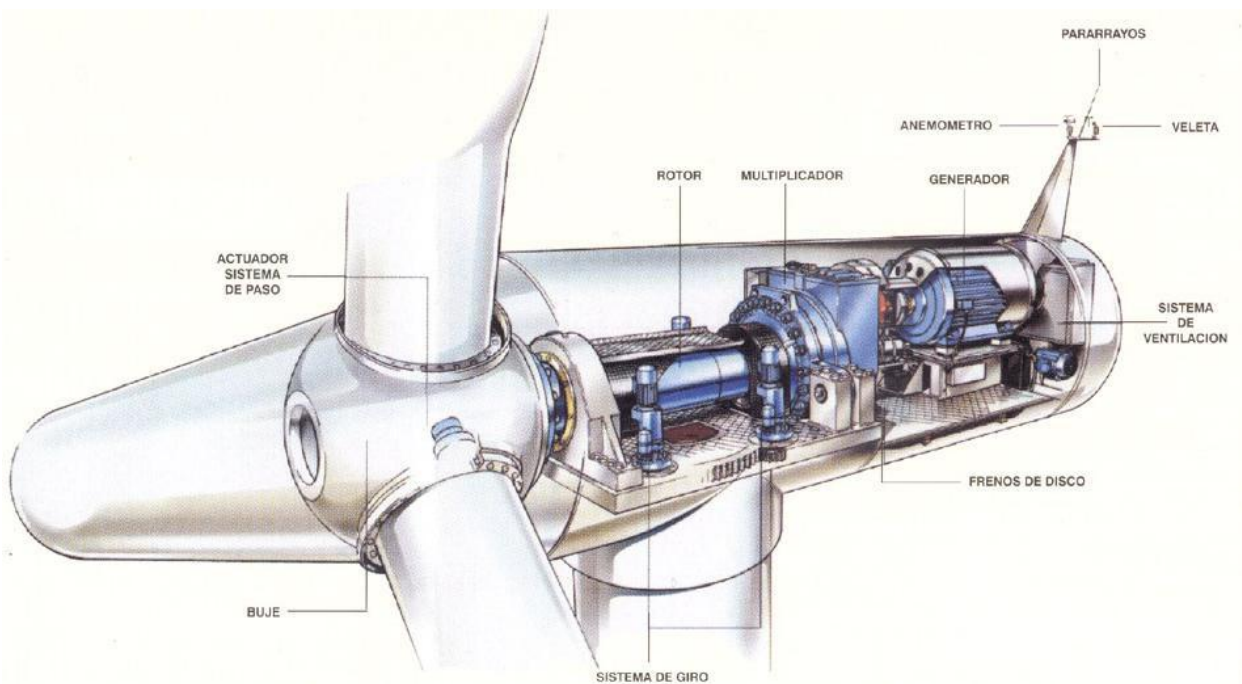


Fig. 2.3 Esquema interno de un aerogenerador.

2.4.2 Fallos de unaturbina

Una turbina puede fallar por mucho motivos. A continuación vamos a mencionar los más comunes y el tiempo medio anual que permanece una turbina fuera de servicio debido a una avería, medido en horas [16].

Según un estudio llevado a cabo por '*NationalRenewableEnergyLaboratory (NREL)*', que registro en una base de datos su experiencia, tanto en Europa como en EE.UU., acerca de este tipo de información.

En su estudio de parques eólicos europeos se basaron en dos bases de datos, la '*WissenschaftlichesMess- undEvaluierungsprogramm(WMEP)*', donde se recogieron datos desde 1985 hasta 2006, estudiando un total de 1500 aerogeneradores '*on shore*', y la '*Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein (LWK)*', que contiene el número de fallos de más de 650 aerogeneradores de una provincia al norte de Alemania desde 1993 hasta 2006.

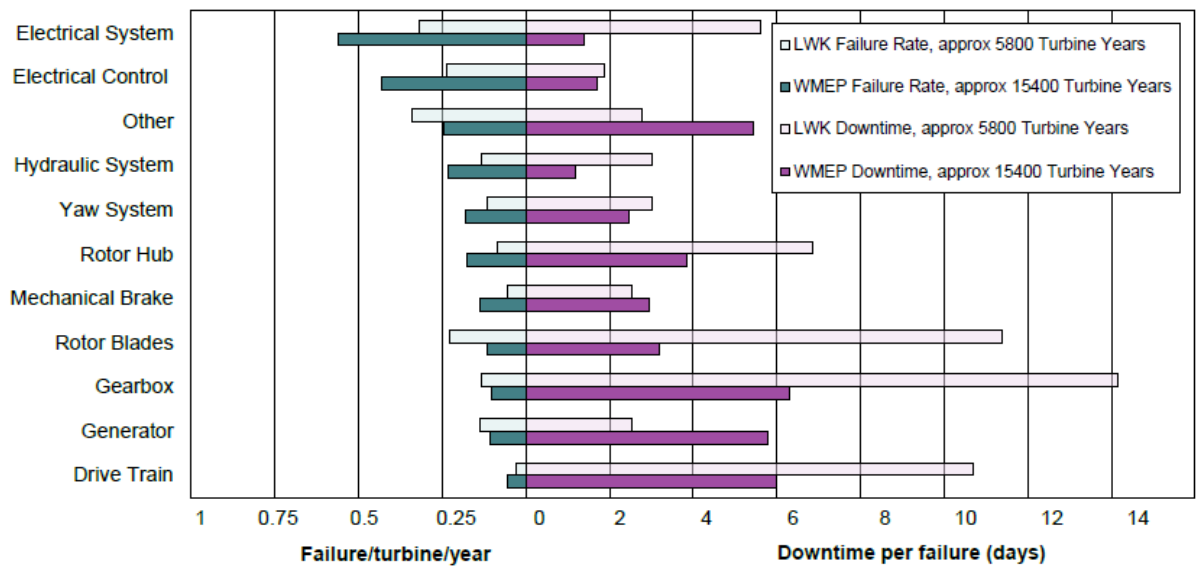


Fig. 2.4. Fallos por turbina y año y tiempo fuera de servicio según distintas causas de fallo.

Como puede observarse en la figura 2.4, la causa principal de fallo son los problemas en el sistema eléctrico, y el fallo que provoca un mayor tiempo de inoperancia en las turbinas es el de la caja de cambios.

Otra base de datos llamada '*VTT*', llevada a cabo por el '*TechnicalResearch Centre of Finland*', recoge datos sobre los fallos de las turbinas instaladas en parques de Finlandia desde 1992 hasta hoy día. En este estudio llegaron a la conclusión de que el tiempo medio que esta un aerogenerador fuera de servicio al año son 170h.

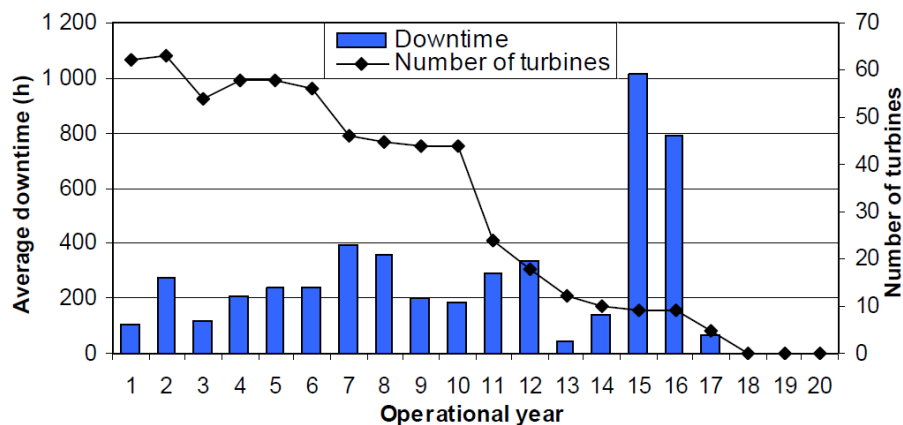


Fig. 2.5. Tiempo medio de inactividad de una turbina y número de fallos según el año de operación.

Si nos fijamos en la figura 2.5, a partir del año de operación número 15, el tiempo medio de inactividad a causa de un fallo aumenta significativamente. Este dato nos ayuda a intuir que el momento óptimo para realizar una repotenciación estará alrededor de ese año.

Los fallos que provocan mayor tiempo de avería en las turbinas viejas se deben principalmente a los sistemas hidráulicos, los frenos y la falta de piezas de repuesto.

Otra de las bases de datos en las que se basa este estudio recibe en el nombre de 'Vindstats', que registra datos sobre la producción y el tiempo de avería de la mayoría de turbinas de Suecia, desde 1988 hasta hoy día.

En dichas base de datos puede observarse que la disponibilidad de las turbinas es independiente de la potencia de las mismas y que, además, más de la inmensa mayoría presenta una disponibilidad de más del 90%, como podemos ver en la figura 2.6.

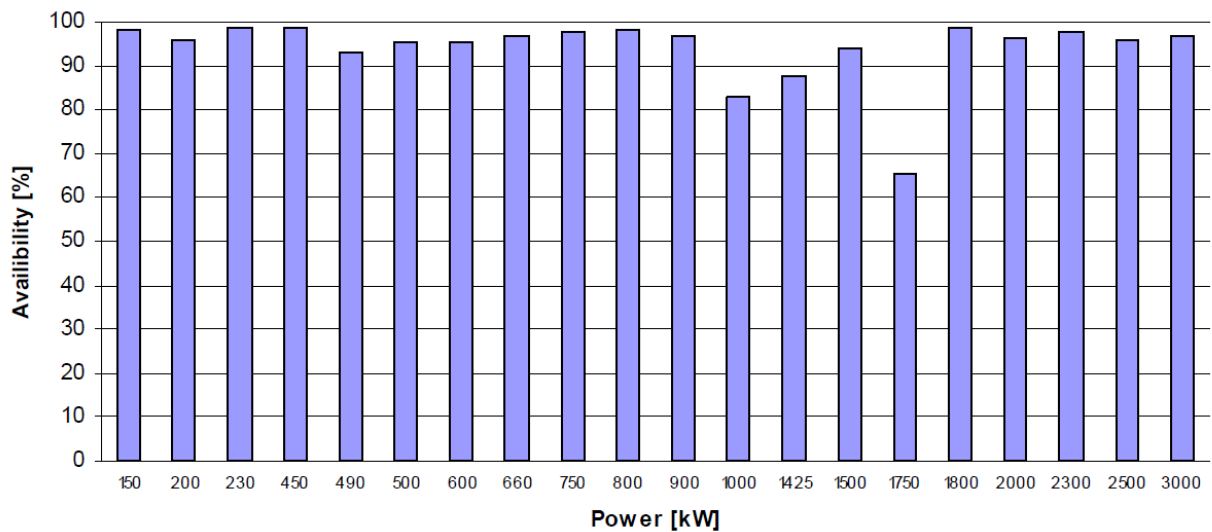


Fig. 2.6. Disponibilidad de las turbinas según las diferentes potencias de las mismas.

Todos estos datos nos ayudan a comprender mejor el comportamiento de los aerogeneradores, por qué bajan sus números de producción, por qué aumenta cada año el gasto en operación y mantenimiento del parque eólico y, en definitiva, nos ayudan a intuir cuando será el momento óptimo para realizar la repotenciación de dicho parque.

2.4.3 Aerogenerador original

Los aerogeneradores que se utilizaban en la época de construcción de nuestro parque objeto de estudio eran de una potencia de entre 500-600kW [1].

Hemos escogido para modelar estos aerogeneradores el siguiente modelo: **Izar-Bonus MK-IV 600kW**. Es un aerogenerador con una altura de buje de 40m.



Fig. 2.7. Aerogenerador IZAR BONUS MK-IV 600kW.

El diámetro del rotor mide 44m, la altura de la torre es de 40m. Tanto el paso de las palas como la velocidad del generador son parámetros fijos en este modelo de aerogenerador. El tipo de generador es asíncrono.

La curva de potencia del aerogenerador es la siguiente:

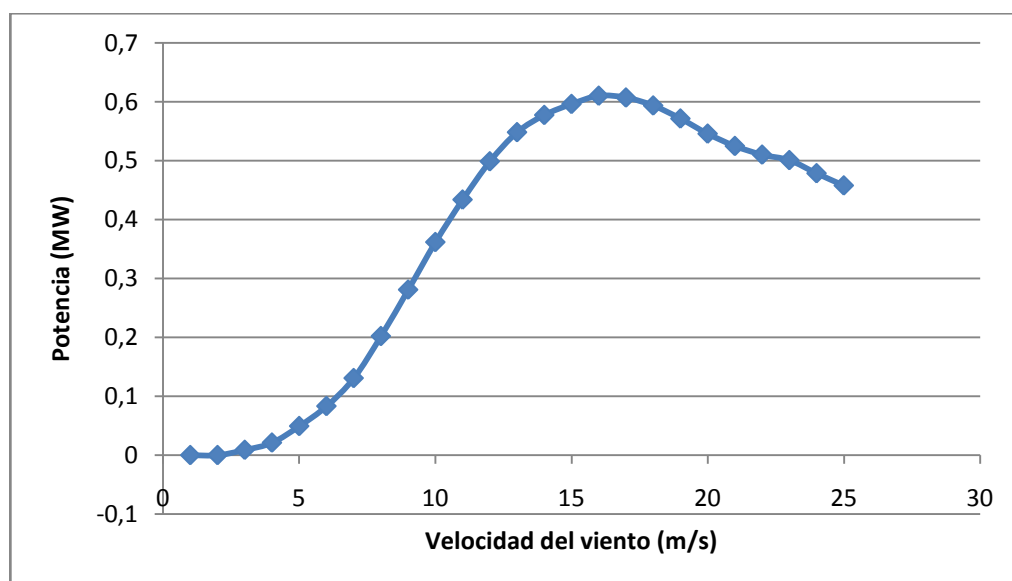


Fig. 2.8. Curva de potencia aerogenerador Izar-Bonus MK-IV 600kW.

2.4.4 Aerogeneradorrepotenciación

Los aerogeneradores modernos son de una potencia mucho mayor a los comentados anteriormente. Actualmente, los aerogeneradores que se suelen utilizar, tanto en la construcción como en la repotenciación, son de entre 2-3MW de potencia. El diámetro del rotor de dichos aerogeneradores es mucho más grande, así como la altura del buje [8].



Fig. 2.9. Aerogenerador Enercon E82.

Fig. 2.10. Detalle góndola Enercon E82.

El modelo que hemos escogido para repotenciar nuestro parque es el Enercon E82. Es un aerogenerador de 2MW de potencia. El diámetro del rotor mide 82m y la altura de la torre es de 98m.

La curva de potencia es la siguiente:

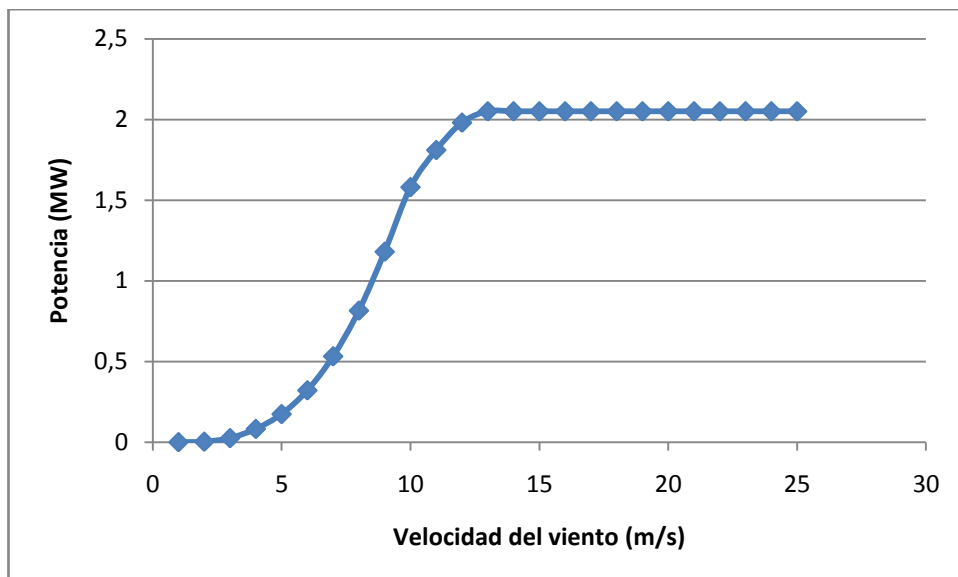


Fig. 2.11. Curva de potencia aerogenerador Enercom E82.

3 ANÁLISIS DE UN PROYECTO DE REPOTENCIACIÓN

3.1 Planteamiento

Como ya se ha explicado anteriormente, el objeto de este proyecto es estudiar el momento más idóneo para repotenciar un parque eólico.

Para lograr dicho objetivo, analizamos el proyecto entero, es decir, el proyecto que comienza con el parque original hasta el momento en que se repotencia, momento en el cual se produce el cambio de la instalación, y la posterior explotación del parque eólico ya repotenciado.

Hemos hecho varias suposiciones para facilitar el análisis:

- El parque no cambia de dueño en toda su vida útil, ni antes ni después de la repotenciación.
- El parque eólico, una vez repotenciado, se explota hasta agotar su vida útil, es decir, sigue funcionando durante un período de 20 años.
- La repotenciación se hará igualando la potencia del parque antiguo. A la hora de repotenciar hay dos posibilidades, mantener la potencia del parque o aumentarla un 40%, a esto último se le llama sobreinstalación. Hemos considerado que la potencia del parque eólico se mantiene.
- El precio de la energía es una estimación, calculada según el histórico de precios del Operador del Mercado Ibérico Español (OMIE).
- El dato de las primas está tomado de la Comisión Nacional de la Energía, considerando que a partir de 2013 los parques eólicos no reciben ninguna ayuda económica por parte del gobierno.

3.2 Método valoración económica

El método escogido para la valoración económica del proyecto es *Descuentos por flujos de caja*. Ese método es el más apropiado para analizar la rentabilidad de un proyecto como este, ya que los flujos de caja recogen el valor producido por el mismo a lo largo de toda su vida útil, o lo que es lo mismo, la capacidad que tiene el negocio para generar liquidez.

El método escogido para la valoración necesita los distintos flujos de caja que tienen lugar a lo largo de la vida útil del proyecto.

En primer lugar se considera la inversión inicial, la cual es llevada al año cero para simplificar, aunque sepamos que en realidad se hará en varios años.

Una vez comienza el funcionamiento del parque, se irán generando distintos flujos de cajas durante la vida útil del proyecto. Estos flujos de caja estarán compuestos por gastos, principalmente gastos de O&M, y beneficios, dados por la venta de energía y por las primas.

3.3 Criterios de selección de inversiones

Los indicadores de rentabilidad más conocidos son: el Período de recuperación o Payback, el Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

3.3.1 Período de rentabilidad o Payback

Indica el período temporal desde que se realiza la inversión hasta que ésta es recuperada a través de los flujos de caja generados por la instalación.

Esta variable cobra importancia cuando se desea generar más fondos o recursos, ya que períodos de rentabilidad más pequeños dan la posibilidad de reinvertir los beneficios obtenidos.

3.3.2 Valor Actual Neto (VAN)

Se trata del valor financiero a día de hoy de todos los flujos de caja generados en un futuro. A diferencia del Payback, este criterio introduce el concepto del valor del dinero en el tiempo.

Para poder utilizar el VAN hay que utilizar una determinada tasa de descuento. En nuestro proyecto hemos hecho la media de los tipos de interés legal desde el año 1998 hasta el 2014. En la Tabla 3.1 se muestran los datos obtenidos del Banco de España [3].

Tabla 3.1. Histórico del valor del tipo de interés legal.

AÑO	TIPO DE INTERÉS
1998	5.5
1999	4.25
2000	4.25
2001	5.5
2002	4.25
2003	4.25
2004	3.75
2005	4
2006	4
2007	5
2008	5.5
2009	4.75
2010	4
2011	4
2012	4
2013	4
2014	4

La media de todos estos valores es: **4,41%**.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} - I$$

Donde:

n = n° de períodos.

CF_t = flujo de caja del período t .

i = tipo de descuento.

I = inversión inicial.

3.3.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR es el tipo de descuento que da lugar a un VAN igual a cero. Este indicador da una idea de la rentabilidad que tiene un proyecto.

A mayor TIR mayor rentabilidad de un proyecto. Se suele utilizar este parámetro para la aceptación o no de un proyecto. Se compara la TIR de dicho proyecto con una determinada tasa de corte, si la TIR supera dicha tasa de corte, el proyecto será aceptado pero, si por el contrario, la TIR es menor que la tasa de corte, esto quiere decir que el proyecto no es lo suficientemente rentable y, por lo tanto, será rechazado.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} - I = 0$$

3.3.4 Elección de criterio de rentabilidad

El criterio del VAN es superior a los demás, dado que es más realista y, además, es más coherente con los objetivos del planteamiento financiero.

A la hora de elegir entre dos proyectos, aquel con un VAN mayor será el proyecto más rentable.

En nuestro caso, este criterio será el que nos ayude a decidir en qué año repotenciaremos nuestro parque eólico. Compararemos los VAN que tendríamos si repotenciáramos varios años diferentes, desde el año 10 en adelante, y el que sea mayor será el año más óptimo para repotenciar.

3.4 Datos económicos

Atendiendo a la parte económica, vamos a expresar los datos económicos que se han tomado para la realización de este estudio. Como se ha explicado anteriormente, tanto el precio de la energía, como el valor anual de las primas, son valores estimados, debido a la falta de datos, pero que no difieren mucho de la realidad.

3.4.1 Precio de la energía

Para conseguir el dato del precio que tiene la energía en cada año, hemos hecho uso del histórico de precios de OMIE. En la siguiente tabla aparece el precio medio de la energía en diferentes años [11].

Tabla 3.2. Histórico del valor del precio anual de la energía (€/MWh).

Año	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Precio (€/MWh)	25,047	25,965	30,596	30,056	37,386	28,945	27,927	53,632	50,663
Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Precio (€/MWh)	39,317	64,44	36,975	36,947	49,917	47,256	44,195	40,933	

Para poder obtener los datos de los años posteriores a 2014 hemos realizado una aproximación lineal de los valores anteriores. Esta aproximación es la que después se ha utilizado en los cálculos. Dado la marcada tendencia que tiene el precio de la energía a crecer, es una aproximación bastante válida y que representa fielmente dicha tendencia, si bien es verdad que de esta manera sacrificamos un poco de exactitud en los cálculos, aunque esto último carece de importancia, ya que no cambiará el resultado final.

La aproximación que hemos utilizado ha sido la siguiente:

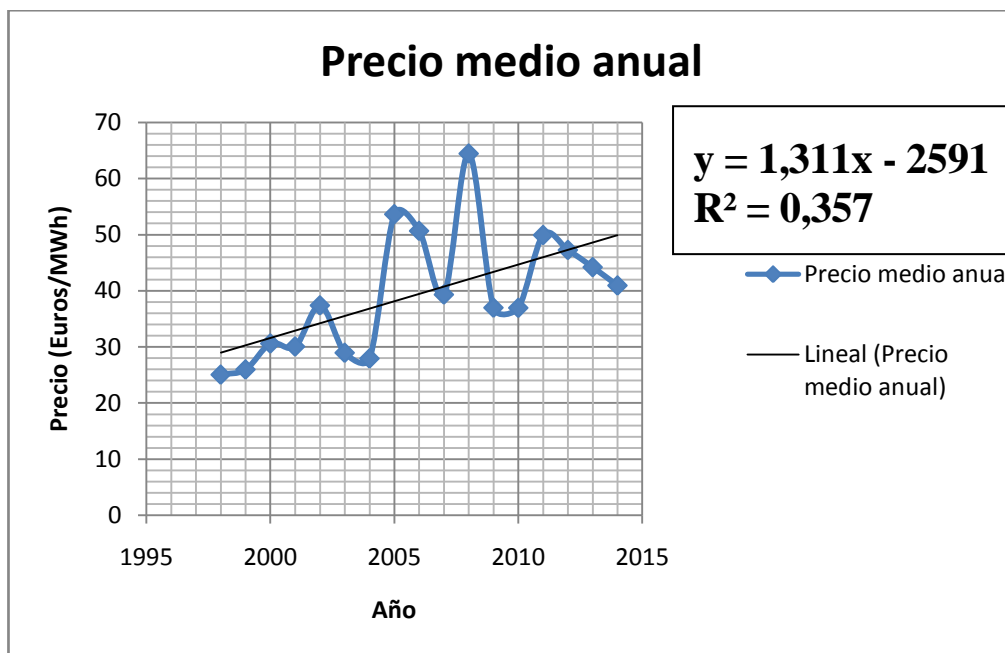


Fig. 3.1. Aproximación lineal del precio de la energía.

3.4.2 Valor anual de las Primas

Como mencionamos anteriormente, el dato de las primas viene directamente de los informes de la Comisión Nacional de la Energía. Es el valor resultante de la división del dinero total anual destinado a primas para la energía eólica entre los MWh totales producidos en cada año. Sólo disponemos de datos hasta el año 2013, por lo que consideramos que de dicho año en adelante no se tendrán en cuenta dicho valor [4].

Esto último es irrelevante para nuestro objetivo ya que, si bien es verdad que resta precisión en los cálculos, las primas son realmente importantes en los primeros años del vida del parque eólico antiguo, ya que sin ellas el parque no sería rentable en esos primeros años debido al bajo precio de la energía y a la baja producción del parque eólico antiguo. Los valores de primas considerados son:

Tabla 3.3. Histórico del valor anual de las primas para la energía eólica.

Año	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Prima (€/MWh)	52	52	52	52	52	52	36,03	45,807
Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Prima (€/MWh)	55,989	42,319	37,665	54,564	60,449	20,61	24,275	81,569

3.5 Teoría de la Oportunidad Real

Por último, me gustaría comentar brevemente la teoría económica de *las oportunidades reales* [7].

El tema del análisis de *las oportunidades reales* supuso una verdadera revolución en el campo de las finanzas y la economía empresarial en la década de los 90. Hoy día, muchos investigadores dedican su tiempo a desarrollar esta teoría.

Una oportunidad u opción es el derecho (el derecho pero no la obligación) de comprar (opción de compra) o vender (opción de venta) un bien (activo real o financiero) a un precio en una fecha o dentro de un plazo señalados previamente en un contrato.

Por *análisis de opciones reales* se entiende el intento de aplicar la metodología de las opciones financieras a la gestión de activos reales, esto es, a la valoración de inversiones productivas o empresariales.

Todo proyecto de inversión empresarial entraña algún grado de incertidumbre y cierto margen de flexibilidad. Las opciones reales se presentan en planes, proyectos, actuaciones o inversiones empresariales flexibles. Por ejemplo, una opción real sería abandonar o vender el proyecto antes de concluirlo, cambiar su uso o su tecnología o prolongar su vida, etc...

En nuestro caso, una de las opciones reales que teníamos para nuestro parque eólico era la de prolongar su vida útil mediante una repotenciación. También existían otras opciones, como venderlo por ejemplo, ya que un proyecto siempre tiene múltiples opciones y la valoración y comparación de éstas es lo que hace útil a esta teoría.

El método más universalmente utilizado para valorar y seleccionar inversiones es el del *cash-flow descontado* o *valor actualizado neto (VAN)*. Este método es el que nosotros hemos escogido para la valoración de nuestra opción.

Después del desarrollo de la nueva metodología de las opciones reales, el VAN ha de ser utilizado con mucho más cuidado. El VAN puede infravalorar un proyecto de inversión al no incluir la valoración de ciertas opciones presentes en el mismo. Puede que a veces sea conveniente aceptar un proyecto con un VAN negativo cuando esta cantidad es superada por el valor positivo de una opción real implícitamente contenida en él.

Las opciones reales crean valor, tanto mayor cuanto mayor sea la incertidumbre de los flujos

de caja esperados. Así mismo, el valor de la opción es mayor cuanto mayor sea su vida remanente.

En lo que atañe a las opciones financieras, el poseedor de una opción está protegido frente a las opciones del precio por debajo del precio de ejercicio, en el caso de una opción de venta, y por encima de dicho precio en el caso de una opción de compra, mientras que sus ganancias pueden ser muy elevadas cuando las oscilaciones de precio son de sentido contrario. De ahí que el valor de la opción es mayor cuanto mayor sea el grado de volatilidad del precio del activo.

Atendiendo al caso de las opciones reales, nunca se ejercerá una opción que empeore la situación inicial, sólo la ejercerá cuando la mejore. A mayor riesgo mayor es el tipo de descuento que hay que aplicar al calcular el VAN, reduciendo el valor de este o incluso haciendo que se vuelva negativo. Sin embargo, a mayor riesgo mayor es el valor de la opción u opciones reales que pueda contener el proyecto.

El ejemplo más simple de opción real es cuando decidimos aceptar un proyecto porque su VAN es positivo o rechazarlo en el caso contrario.

Por último, cabe destacar que la teoría de *las opciones reales* constituye un puente entre la *teoría de las finanzas* y la *planificación estratégica empresarial*.

4 MODELO PARA EL ANÁLISIS DEL MOMENTO ÓPTIMO PARA LA REPOTENCIACIÓN

4.1 Introducción

Una vez analizados todos los parámetros que influyen en la decisión de repotenciar o no un parque eólico, vamos a modelar la herramienta informática que nos ayudará a tomar dicha decisión.

4.2 Herramienta Informática

En este caso, nos hemos ayudado del software MATLAB para calcular el valor actual neto en cada año del proyecto de repotenciación. Dentro de las numerosas posibilidades que te ofrece MATLAB, la programación que tenemos que hacer para conseguir nuestro objetivo es relativamente sencilla.

MATLAB te ofrece un tratamiento de los datos de forma clara y sencilla, además te permite representar dichos datos en diversos tipos de gráficos y tablas.

La principal razón por la que he escogido MATLAB para la realización de este proyecto es por su simplicidad, dado el manejo que hemos adquirido de dicho programa a lo largo de la carrera, para este tipo de operación.

La definición de los datos y la programación de la herramienta se encuentran descritas en detalle en el ANEXO I.

4.3 Introducción de los datos

En este apartado vamos a explicar todas las variables que se han incluido en el fichero de MATLAB, su definición y su función dentro del programa.

- **I**: inversión inicial para la construcción del parque eólico antiguo. Se ha considerado que el parque eólico cuesta 1M€/MW, es un valor promedio que se asemeja bastante a la realidad en la mayoría de los casos [6].
- **anorep**: año en el que se realiza la repotenciación.
- **anos**: vector donde se introducen los años. Empieza en el 1998 y termina 20 años después del anorep.
- **nt**: número de aerogeneradores originales.
- **pottant**: potencia del aerogenerador original (MW).

- **prect**: Precio aerogenerador nuevo.
- **ntrep**: Número de aerogeneradores nuevos.
- **pottrep**: potencia del aerogenerador nuevo (MW).
- **Irep**: inversión del proyecto de repotenciación. Se considera que la inversión que hay que realizar en los aerogeneradores nuevos es un 90% de la inversión total [2].
- **penergia**: precio anual de la energía. (€/MWh)
- **gen**: generación anual de energía.(MWh)
- **coefmec**: vector de coeficientes mecánicos que tienen los aerogeneradores antiguos cada año. Puede observarse el empeoramiento de dicho coeficiente a lo largo de la vida útil del aerogenerador.
- **coefmecrep**: Vector de coeficientes mecánicos que tienen los aerogeneradores nuevos cada año. Puede observarse el empeoramiento de dicho coeficiente a lo largo de la vida útil del aerogenerador. Estos coeficientes son más altos que los del aerogenerador antiguo, ya que el avance de la tecnología ha logrado un mejor aprovechamiento de las instalaciones.
- **i**: tipo de interés.
- **cf**: cash flow de los años anteriores a la repotenciación.
- **cfrep**: vector de cash flow de los años posteriores a la repotenciación.
- **om**: vector de porcentajes de gasto en O&M anuales. Puede observarse como van creciendo dichos porcentajes, empezando por porcentajes muy bajos en los primeros años, cuando la instalación es muy nueva, y, conforme pasan los años y la instalación va envejeciendo, van creciendo cada vez más rápido dichos porcentajes.
- **wakelossant**: coeficiente de pérdida por efecto estela de los aerogeneradores antiguos. Calculado a partir del software OPENWIND, más adelante explicaremos con más detalle cómo se ha desarrollado el cálculo de éste coeficiente.
- **wakelossrep**: coeficiente de pérdida por efecto estela de los aerogeneradores del parque repotenciado. Como se ha mencionado anteriormente, más adelante se detallará el cálculo de este coeficiente.
- **benef**: vector de beneficio anual. Se incluye el beneficio tanto por venta de energía como por primas. (€)

- **primas:** vector de primas.(€/MWh)
- **reciclaje:** vector de coeficientes donde se refleja el mayor beneficio que tiene reciclar las piezas en los primeros años dado que éstas están más nuevas. Conforme avanzan los años, los coeficientes son cada vez menores.
- **desmant:** gasto en desmantelamiento de los aerogeneradores para el reciclaje. También consideramos que es el beneficio que se obtiene al reciclar, ya que en varios estudios se ha comprobado que el valor es muy parecido.
- **energiaant:** energía producida por un aerogenerador antiguo en un año.(MWh)
- **energiarep:** energía producida por un aerogenerador nuevo en un año. (MWh)
- **omanttotal:** valor total del gasto en O&M en la instalación antes de ser repotenciada. (€)
- **omreptotal:** valor total del gasto en O&M en la instalación después de ser repotenciada. (€)
- **gastoom:** vector donde se recoge el valor anual de gasto en O&M en la instalación previa a la repotenciación. (€)
- **gastoomrep:** vector donde se recoge el valor anual de gasto en O&M en la instalación después de la repotenciación. (€)
- **elecloss:** coeficiente de pérdidas eléctricas en la instalación. Valor promedio sacado de estudios sobre parques eólicos. Estas pérdidas suponen el 4% de la energía producida por cada aerogenerador.
- **contloss:** coeficiente de pérdidas por contaminación de las palas de los aerogeneradores. Valor promedio sacado de estudios sobre parques eólicos. Estas pérdidas suponen el 1% de la energía producida por cada aerogenerador.
- **acumant:**cahsflows acumulados de la instalación antigua.
- **acumrep:**cahsflows acumulados de la instalación repotenciada.
- **BE:** vector donde recogemos el beneficio anual por venta de energía. (€)
- **BP:** vector donde recogemos el beneficio anual por primas. (€)

4.3.1 Cálculo de la producción anual de energía.

Para calcular la producción anual de energía de cada tipo de aerogenerador nos hemos ayudado del software OPENWIND.

Hemos tomado un mapa correspondiente a una zona costera. Después hemos dispuesto ambos aerogeneradores sobre el terreno, tanto los originales como los nuevos. La referencia de altura desde la que se han medido los datos de viento es 80m. Necesitamos corregir dichos datos para nuestro aerogenerador original, ya que la altura de su buje es 40m, es decir, está por debajo de esa referencia y tendríamos problemas a la hora de calcular la producción de dicho aerogenerador. La ecuación de corrección presenta la siguiente forma:

$$v = v_0 * \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha$$

Siendo v la velocidad del viento resultante de la corrección, v_0 la velocidad del viento sin corregir, h la altura del rotor del aerogenerador y h_0 es igual a los 80m que se toman como referencia. El exponente α es igual a 0.1, por encontrarse el parque en una zona costera.

Este programa te calcula la energía neta que produce un parque eólico con una configuración determinada.

Para poder calcular dicho dato, lo mínimo que necesitamos es un archivo que contenga el mapa del terreno donde se encuentra el parque, un archivo de rugosidad de dicho terreno y un último archivo que defina la rosa de los vientos del lugar donde está construido el parque. A todos estos datos se le pueden añadir muchísimos más para hacer el cálculo más completo y fiable. Se le pueden añadir carreteras, vegetación, edificios, etc...

En nuestro caso, hemos añadido sólo los tres archivos mencionados anteriormente, los que son imprescindibles para el cálculo. Esta acción es algo más compleja de lo que mencionamos aquí, ya que este programa funciona a base de etiquetas, cada archivo mencionado anteriormente es una etiqueta y éstas tienen a su vez una jerarquía, un orden, y si ese orden no se respeta el cálculo posterior no será correcto.

Una vez que tenemos todo lo anterior listo es hora de añadir las turbinas. Añadimos una nueva etiqueta del tipo turbina. Configuramos dicha etiqueta y elegimos el modelo de turbina que queremos utilizar. Dentro de la biblioteca del programa se incluyen varios modelos de turbinas de distintas marcas. A continuación hay que colocar las turbinas en el terreno, hay una opción que te coloca el número de turbinas que tú le indiques automáticamente en el mapa. Otra opción es colocarlas una a una con el cursor del programa.

Para nuestro proyecto hemos tenido que crear dos archivos OPENWIND, uno para el cálculo de la energía de las turbinas originales, y otro para el cálculo del mismo dato para las turbinas nuevas.

Además, con este software hemos calculado también los coeficientes de estela de nuestro parque, cálculo que detallamos a continuación.

4.3.1.1 Producción anual de IZAR BONUS MK-IV.

Para realizar el cálculo lo primero que hemos tenido que hacer es modificar los datos de una de las turbinas de la biblioteca del programa. Le hemos puesto el diámetro de nuestro aerogenerador, es decir 44m, la potencia, 600kW, y la curva de potencia. La altura del buje no se puede cambiar ya que está relacionada con los archivos que definen el terreno y la rosa de los vientos, por lo que dejamos la que viene. En la Fig. 4.2 y en La Fig. 4.3 mostramos la interfaz del programa donde cambiamos los datos de la turbina.

The screenshot shows the configuration window for an Alstom ECO 80 1.67 Class 2A turbine. The window has a title bar with the turbine name and a dropdown menu. Below the title bar are several tabs: Main, Noise, Power, Thrust, RPM, Costs, Electrical, and KMI. The 'Main' tab is selected. The window contains a text box with a warning: "This is not a warranted power curve. It is for demonstration purposes only. If you need a warranted power curve, please contact your turbine manufacturer." Below the text box are several input fields and dropdown menus for configuring the turbine's parameters. The parameters are: IEC Class (II, a), Rated Capacity (600 kW), Peak Output (600 kW), Voltage (690), Rotor Diameter (44 m), Hub Height (80 m), Cut-in Wind Speed (5 m/s), Cut-out Wind Speed (25 m/s), Number of Blades (3), Rotor Is Tilted Back (5 degrees), Low Temp Shutdown (-30 C), High Temp Shutdown (45 C), Restart at (-20, 30). The 'Pitch Regulated' option is selected, and the 'Variable Speed' option is also selected. At the bottom of the window are buttons for Load, Save, Copy, New, Delete, Cancel, and OK.

Parameter	Value
IEC Class	II a
Rated Capacity	600 kW
Peak Output	600 kW
Voltage	690
Rotor Diameter	44 m
Hub Height	80 m
Cut-in Wind Speed	5 m/s
Cut-out Wind Speed	25 m/s
Number of Blades	3
Rotor Is Tilted Back	5 degrees
Low Temp Shutdown	-30 C
High Temp Shutdown	45 C
Restart at (Low)	-20
Restart at (High)	30

Fig. 4.2. Modificar datos turbina OPENWIND.

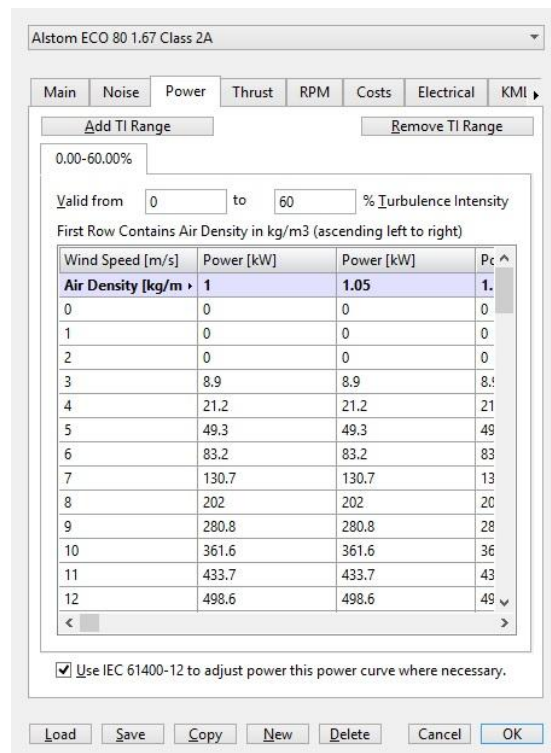


Fig. 4.3. Curva de potencia modificada.

Lo siguiente que tenemos que hacer es modificar la rosa de los vientos para que, en este caso, el viento que representa esté medido a 40m, aunque en el programa esté referenciado a 80m. Para ello, entramos dentro de la etiqueta correspondiente a la rosa de los vientos y modificamos la constante A de su distribución Weibull, que es la que está ligada a la velocidad del viento. La modificamos con la ecuación 4.1, pero ahora al contrario, es decir, ahora tenemos la velocidad a 80m y la queremos pasar a 40m. En la Tabla 4.4 se muestra la distribución Weibull:

Tabla 4.4. Distribución Weibull rosa de los vientos OPENWIND modificada.

SECTOR	A (m/s)	K (-)
1	4.2	1.92
2	4.5	1.76
3	4.1	1.79
4	4.3	1.77
5	4.5	1.76
6	7.7	1.88
7	8.8	2.11
8	7.9	1.91
9	6.9	1.59
10	7.6	1.56
11	7.6	1.68
12	5.3	1.79

Una vez hecho esto, procedemos a colocar los aerogeneradores en el mapa de OPENWIND.

Primero colocamos sólo uno y calculamos la energía obtenida por ese aerogenerador. Dicha energía será la resultante sólo y exclusivamente de la energía producida por la turbina colocada, es decir, no tiene influencias negativas de otras turbinas por lo que su coeficiente de estela es 0%. La energía que nos da esta turbina es de 1.64GWh, que multiplicándolo por la cantidad de turbinas total nos daría 131.2GWh. Esta energía corresponde a la energía teórica que produciría el parque en estas condiciones. Hay que aclarar el dato que introducimos en nuestra herramienta informática para calcular la energía producida por una turbina es el dato de la turbina individual, ya que dicho dato hay que multiplicarlo por una serie de coeficientes de pérdidas mencionados anteriormente.

Ahora introducimos en el mapa las 80 turbinas que forman nuestro parque. Las colocamos de manera que la influencia del viento en el coeficiente de estela sea la mínima, para reducirlo todo lo posible. Nos quedaría la siguiente configuración:

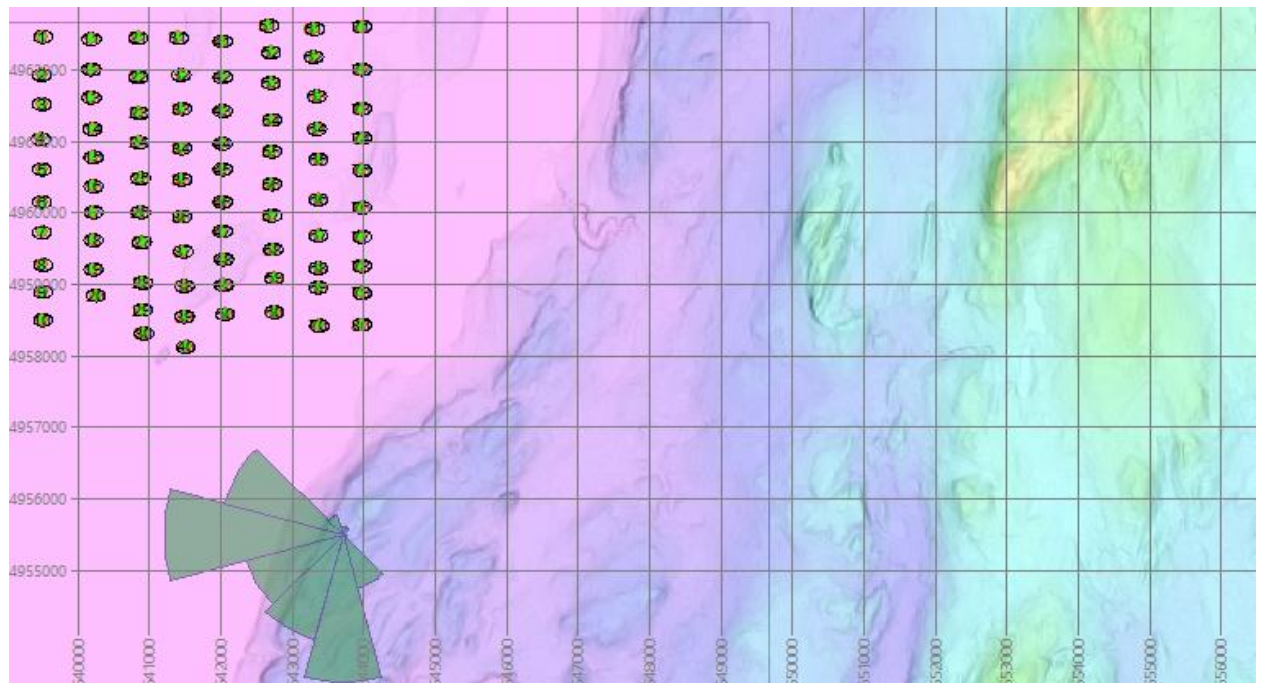


Fig. 4.4. Turbinas originales colocadas sobre el mapa de OPENWIND.

Si calculamos ahora la energía producida por el parque obtenemos 119.92GWh. Como podemos observar es menor que la energía teórica calculada anteriormente, cosa lógica.

Calculamos el coeficiente de estela, que simplemente sería el porcentaje de reducción entre la energía del parque real y el teórico: **wakelossant= 8.66%**. La energía sobre la que se ha calculado dicho coeficiente es la energía bruta, ya que no se han tenido en cuenta diversos coeficientes de pérdidas que habrá que aplicarle a la hora de realizar el cálculo, junto con el coeficiente de estela.

4.3.1.2 Producción anual de ENERCON E82.

El cálculo para la ENERCON E82 es bastante más sencillo, ya que esta turbina es una de las que integran la biblioteca de OPENWIND.

En este caso no hay que modificar nada, sólo elegir bien la turbina dentro de la correspondiente etiqueta, colocarlas sobre el mapa y calcular la energía producida.

Repetimos el mismo proceso que anteriormente. Colocamos sólo un aerogenerador y calculamos la energía obtenida. En este caso nos da 5.96GWh, recordamos que es energía bruta, que multiplicando por el número total de turbinas nos quedaría 143.11GWh, energía que produciría nuestro parque teóricamente.

A continuación, colocamos las 24 turbinas que forman nuestro parque repotenciado, y calculamos la energía real producida. Hay que especificar que las turbinas las colocamos más o menos en la misma posición que las turbinas antiguas, ya que en la realidad cuando se repotencia un parque se suelen aprovechar muchas instalaciones del mismo, como carreteras, algunos edificios, áreas de montaje, etc... Obtenemos que dicha cantidad es 132.11GWh.

Calculamos de nuevo el coeficiente de estela. Con esta configuración tendríamos un valor del coeficiente de estela de: **wakelossrep=7.69%**. Observamos que es menor, ya que al ser menos turbinas, podemos ponerlas más espaciadas con lo que la influencia negativa entre ellas se reduce.

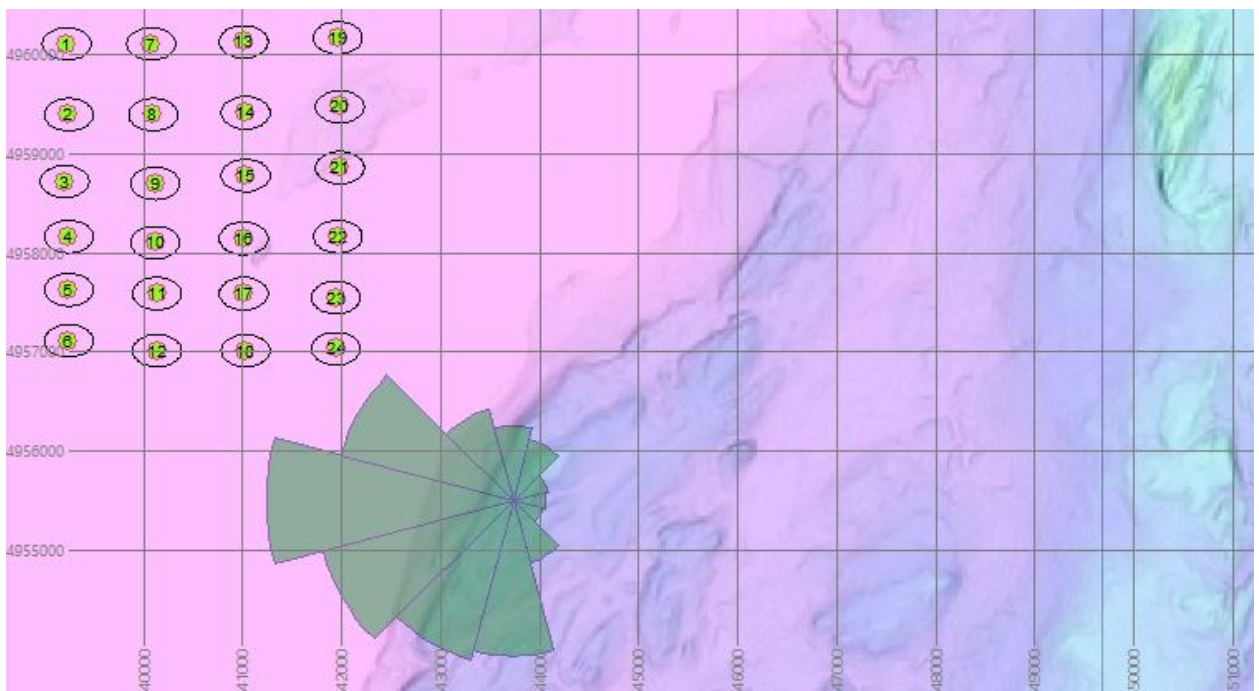


Fig. 4.5. Turbinas nuevas colocadas sobre el mapa de OPENWIND.

Me gustaría acalarar que, tanto en la configuración original como en la repotenciada, las turbinas hay que colocarlas manualmente. Si elegimos la opción de *autoplacement*, nos desperdigará las turbinas por todo el mapa buscando la configuración más favorable, es decir, con menos pérdidas. Esto aumentará la energía producida en un año pero no es coherente con la realidad. En la vida real, a la hora de construir un parque eólico se distribuyen los aerogeneradores de tal forma que, dentro del terreno del parque, tengan un cierto orden y una buena configuración de cara a reducir pérdidas, pero siempre dentro de una extensión limitada.

4.4 Resultados

Una vez realizado todo lo anterior, sólo nos queda presentar los resultados.

Para sacar una buena conclusión, no ayudaremos de todas las gráficas y valores que sean necesarios, los estudiaremos a fondo y veremos la relación que tienen las principales variables entre sí.

Para presentar los resultados de una manera fácil y elegante lo haremos de la siguiente manera. Justo después de cerrar la iteración donde calculamos el VAN escribimos:

```
tablaVAN=[tablaVAN;anorep VAN];
```

Con la variable **tablaVAN** logramos construir una tabla. Dicha tabla se va rellenando poco a poco.

Como puede observarse, en cada iteración se añaden dos valores a esta tabla. El primer valor nos indica el año en el que se realiza la repotenciación, y el segundo valor es el VAN correspondiente al proyecto donde la repotenciación se ha realizado en el año mencionado anteriormente.

Una vez hecho esto, cerramos el primer **for** que escribimos, aquel donde se variaba el año de repotenciación, y después de dicho cierre se escribe, para finalizar el tema de los resultados, **tablaVAN**, así conseguimos que cuando compilemos el fichero, MATLAB nos devuelva en su pantalla principal la tabla de resultado totalmente completa.

Dicha tabla de resultados queda de la siguiente manera:

Tabla 4.5. Resultados VAN de la repotenciación en distintos años.

AÑOS	VAN (M€)
10	6.35
11	11.03
12	11.44
13	12.08
14	16.22
15	17.04
16	8.93
17	15.85
18	12.64
19	8.82
20	4.44

Vemos que el año de la vida útil donde es más rentable repotenciar nuestro parque eólico es el 15, es decir, el año 2013. Hay que dejar claro que este resultado no siempre es el mismo, sino que variará según las características físicas y económicas del parque que estemos estudiando.

Este valor es un valor coherente, pues aunque repotenciar un parque eólico es siempre rentable, no sería lógico que fuese más rentable repotenciar antes de que el parque haya cumplido la mitad de su vida útil como mínimo.

Lo normal es que los resultados varíen entre el año 14 y el 18 de la vida útil del parque antiguo, según las características de éste. Repotenciar antes de ese año no es algo muy normal, ya que un parque eólico con menos de 14 años todavía está en buen estado y produce una buena cantidad de energía si está bien cuidado, es decir, todavía es interesante económicamente. Cuando se va acercando al final de su vida, cada vez es menos lo que produce el parque y cada vez es mayor el gasto de mantenimiento del mismo, por lo que hace cada vez más interesante la repotenciación.

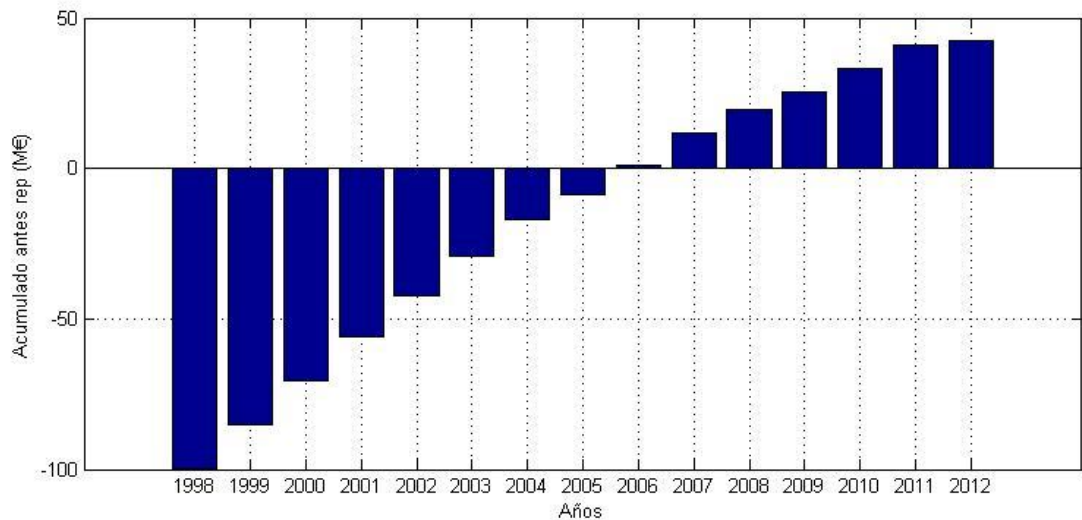
Al repotenciar en el año 15, aprovechamos el período de vida útil de los aerogeneradores antiguos donde producen más energía y trabajan a un mayor rendimiento, es decir los cambiamos justo antes de que dicho rendimiento caiga pronunciadamente, como cae en los últimos años de vida de los aerogeneradores.

Si modificamos las características del parque, lo más probable es que cambie la solución y ya no sea el año 15 el más rentable. Pero, como ya hemos explicado, no se alejará mucho de dicho año. En estos resultados influyen también los datos de primas que hemos incluidos, que cambiarán según el parque que estemos estudiando, ya que depende de la antigüedad del mismo.

Además del valor de las primas, también influye el modelo de los aerogeneradores, tanto los antiguos como los de repotenciación, que se incluyen en el estudio. Si se cambian estos aerogeneradores cambiará también la solución.

Nos centramos ahora en el año de la solución, es decir, el año 15 de la vida útil del parque antiguo, que, como ya dijimos anteriormente, corresponde al año 2013. En dicho año se producirá la repotenciación.

Con respecto al parque antiguo, en la siguiente gráfica podemos observar cómo ha ido variando el acumulado del parque antes de su repotenciación.



*Fig.4.6. Flujos de caja acumulados del **parque** eólico antes de su repotenciación.*

En la Fig. 4.6 podemos ver como el se recupera la inversión del parque antiguo. Esta inversión, pese a ser importante, se recupera relativamente rápido, gracias tanto al beneficio obtenido mediante la venta de energía y al obtenido gracias a la concesión de ayudas y primas por parte del Gobierno.

En el año número 9 de la vida del parque se recupera la inversión, año que corresponde a 2005. Si tenemos en cuenta que este parque está diseñado para estar funcionando 20 años seguidos, nos damos cuenta que nos quedan casi dos terceras partes de la vida del parque donde el propietario del mismo obtiene beneficios "limpios", ya que la inversión que realizó a la hora de construir dicho parque ya la ha recuperado.

En esta gráfica podemos observar también cómo las ganancias del parque eólico aumentan cada vez más. Esto se debe a que la energía cada vez tiene un precio mayor, como vimos anteriormente.

También se ve en dicha gráfica el fenómeno explicado anteriormente, conforme nuestra instalación va envejeciendo, el ritmo de crecimiento de los beneficios se va frenando. Esto es debido al empeoramiento del rendimiento de las turbinas y al aumento de las averías de las mismas. Todo esto se traduce en un aumento del gasto en operación y mantenimiento que va contrarrestando, cada vez más el beneficio obtenido.

A continuación mostramos la misma gráfica anterior, pero una vez realizada la repotenciación.

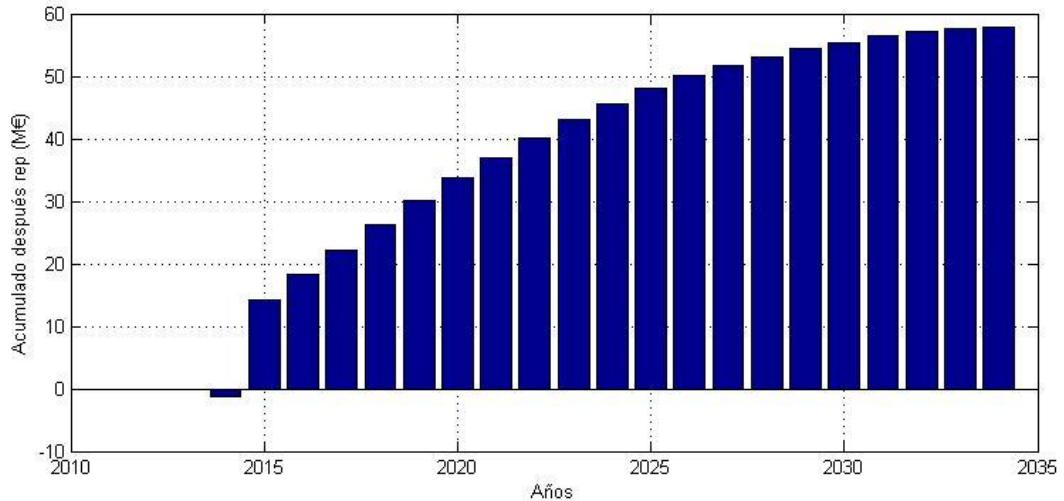


Fig. 4.7. Flujos de caja acumulados del parque eólico después de su repotenciación.

En la Fig. 4.7 observamos cómo influye la decisión de invertir lo que se ganó con el parque antiguo en el proyecto de repotenciación. Esta decisión hace que todos los flujos de caja acumulados del parque después de su repotenciación sean positivos.

La primera barra del gráfico, correspondiente al año 2013, es decir, al año donde se produce la obra, es la resultante de restar el beneficio acumulado del parque antiguo menos la inversión que se realiza para la repotenciación, más el beneficio obtenido por la venta de los aerogeneradores antiguos y el reciclaje de los diversos componentes de la instalación, menos el precio de desmontar la instalación antigua.. Aquí no suma el beneficio por venta de energía ni el beneficio por prima, ya que en el año de la obra el parque se encuentra inactivo y no produce.

También podemos observar en esta gráfica los mismo fenómenos comentados anteriormente. Desde el inicio hasta la mitad o la tercera parte de la vida útil del parque vemos que el ritmo de crecimiento del beneficio es cada vez mayor, por los mismos motivos comentados anteriormente, aumento del precio de la energía y mínimo gasto en operación y mantenimiento.

A medida que van pasando los años, las ganancias producidas por dicho parque eólico se ven reducidas debido al aumento del gasto, ya que las turbinas y el parque en general necesitan cada vez un mantenimiento más exhaustivo y hay que reparar cada vez con más frecuencia los diversos elementos de dicha instalación.

Se une a todo esto que cada vez el parque va produciendo menos energía, ya que el rendimiento de la instalación también se ve empeorado con el paso del tiempo.

En las dos siguientes gráficas, Fig.4.8 y Fig. 4.9, se observa con claridad como evoluciona el beneficio obtenido por energía y por las primas, respectivamente, a lo largo de toda la vida del parque eólico.

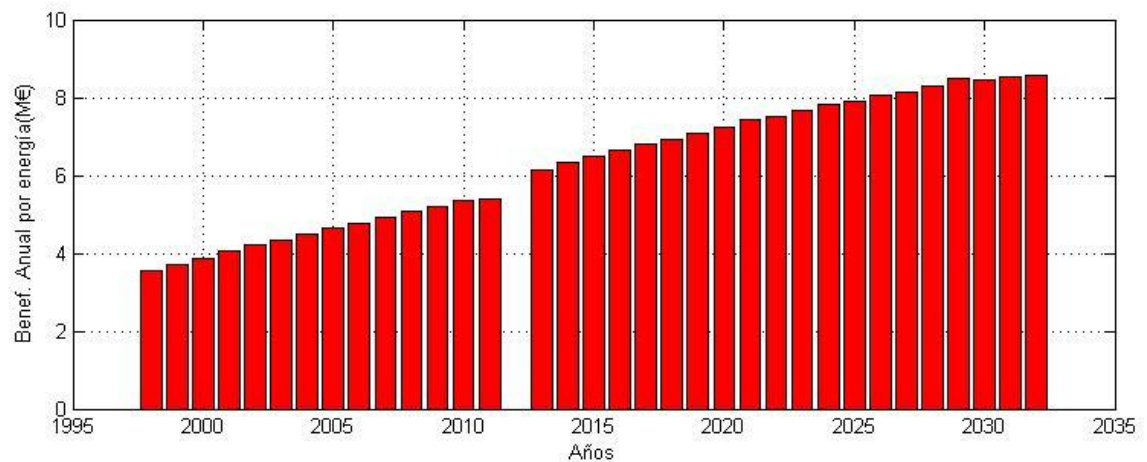


Fig. 4.8. Evolución del beneficio por energía.

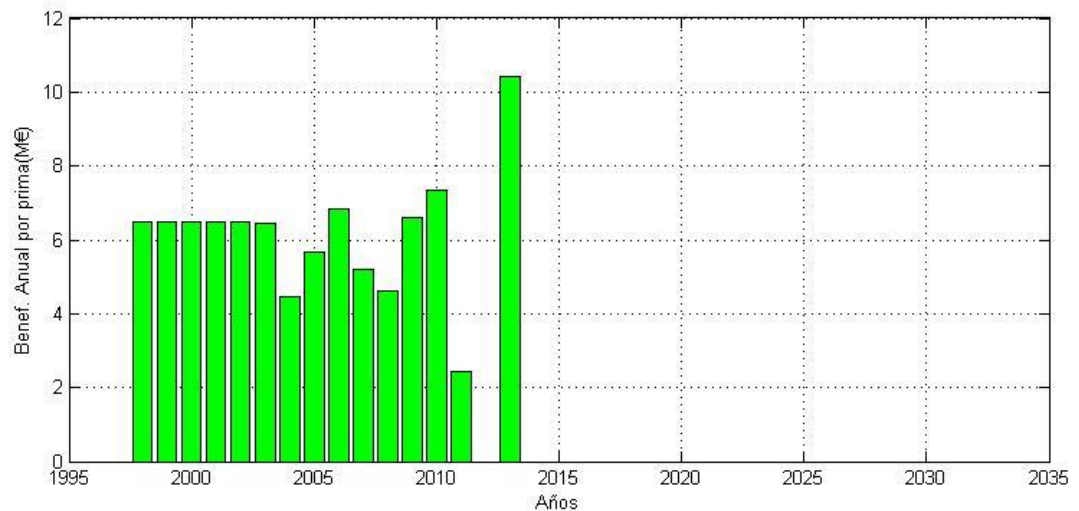


Fig. 4.9. Evolución del beneficio por primas obtenidas.

Nos centramos primero en las primas obtenidas. Observamos cómo van variando cada año más o menos entre los mismos valores. Observamos como en el año 2013 el valor de esta variable se hace cero. Esto es debido a que ese año es en el que se realiza la obra de repotenciación, por lo tanto, la producción de ese año es nula y, por consiguiente, el beneficio por primas también.

Se observa también como en el año 2014 se produce la liquidación de las primas destinadas a las energías renovables, por eso el valor es tan alto.

A partir de ese año se vuelve a ir a cero ya que las primas para las renovables se eliminan de 2014 en adelante, salvo casos muy especiales, como se explicó en el apartado de legislación.

Nos fijamos ahora en la gráfica roja, es decir, en los beneficios obtenidos gracias a la venta de la energía producida por el parque eólico.

Estas barras tienen una marcada pendiente creciente como podemos apreciar en la gráfica. Esto se debe al aumento del precio de la energía. Aunque cada vez se produzca menos energía en la instalación, debido al envejecimiento de la misma, el precio de la energía no

deja de subir y supera este dato negativo, haciendo que aumente siempre el beneficio obtenido por la venta de energía.

Observamos como de nuevo en el año 2013 esta variable se va a cero. Algo lógico ya que, como dijimos anteriormente, ese es el año donde se realiza la obra de repotenciación y el parque no produce energía durante ese año.

Vemos también un dato bastante curioso que se refleja en la gráfica. Si nos fijamos en el valor que tenía dicho beneficio antes de que se produjera la repotenciación, es decir, en el año 2012, y lo comparamos con el valor que tiene el año posterior a la obra, 2014, vemos que existe un salto importante. Esto se debe a la instalación de las turbinas de repotenciación. Ese salto representa el salto tecnológico de la instalación, ya que las turbinas nuevas aprovechan mucho mejor el recurso eólico y con el mismo viento son capaces de producir bastante más energía.

Si este salto no se produjera deberíamos revisar nuestros cálculos, pues algo no estaríamos haciendo bien.

Dicho salto es también uno de los principales atractivos de la repotenciación. Si antes se recuperaba rápido la inversión del parque antiguo, si ahora con la repotenciación se produce muchas más energía y, por lo tanto, se vende mucha más energía, el payback de esta nueva instalación será menor que el del parque original.

Vamos a mostrar a continuación, los flujos de caja de la instalación repotenciada, sin tener en cuenta la adición del beneficio acumulado del parque antiguo. Es decir, aislando el proyecto.

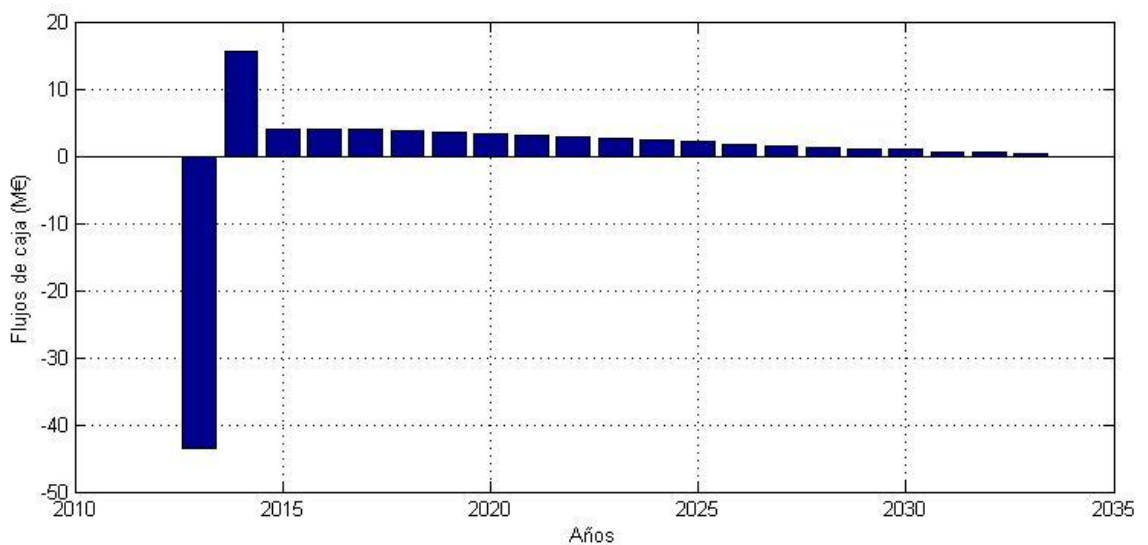


Fig. 4.10. Flujos de caja del proyecto de repotenciación.

En esta gráfica se observa claramente la magnitud de la inversión de repotenciación. Podemos decir que es el mayor inconveniente a la hora de presentar un proyecto de repotenciación. Una inversión de esas características en los tiempos que corren da que pensar, pero aún así demostramos que es una inversión que se recuperará en poco tiempo y que te permite aprovechar mucho más la instalación y, en definitiva, sacarle mucho más rendimiento económico a la misma.

La barra que representa el flujo de caja del año 2014 es mucho más alta que las demás debido al elevado valor de la retribución por primas de ese año.

Vemos como los flujos de caja tienen un marcado carácter descendente. Esto se debe, como ya hemos comentado, al deterioro de la instalación con los años, que produce menos energía, y, a su vez, el gasto de mantenimiento cada vez es mayor.

En la Fig. 4.11, desglosamos un poco los flujos de caja comentados anteriormente.

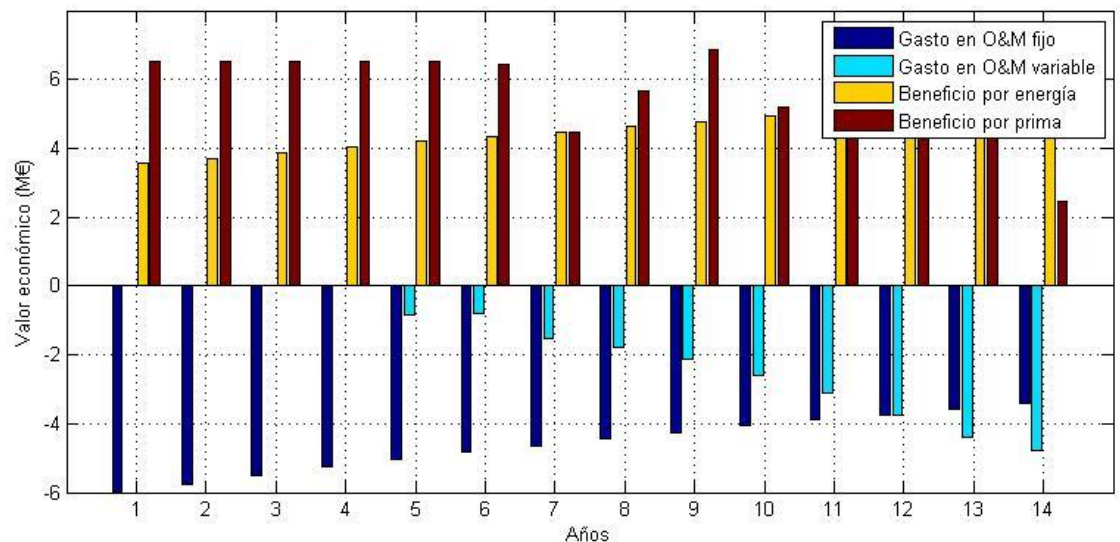


Fig. 4.11. Flujos de caja desglosados antes de la repotenciación.

Vamos a explicar primero qué significan las distintas barras que aparecen en el gráfico.

Las barras de color azul oscuro representan el gasto en operación y mantenimiento fijo, es decir, el que se tiene que realizar periódicamente para garantizar el correcto funcionamiento de los aerogeneradores. Este gasto hemos considerado que estará en torno al 30% del gasto total, independientemente del año y del tipo de instalación.

Estas barras deberían ser siempre iguales, es decir, tener la misma longitud, ya que hemos considerado que este valor será fijo para todos los años de vida útil del parque. Esto no ocurre porque el valor representado en dicha gráfica ya está actualizado al año 2015, por eso cada vez son menores las barras que representan a esta variable.

Las barras de color azul claro representan al gasto en operación y mantenimiento variable, es decir, aquel que se compone del gasto en reparaciones de averías principalmente. Este gasto es el que hace que el gasto total vaya subiendo año tras año. Al principio, en los primeros años de funcionamiento de la instalación, observamos que no aparece dicho gasto, esto es porque, al ser prácticamente nulas las reparaciones que hay que hacer en dicho período, hemos considerado nulo el gasto variable en esos años.

Podemos apreciar como a partir del quinto año empieza a aparecer dicha cantidad tímidamente, y a partir de ahí, aumenta casi exponencialmente con el tiempo.

Respecto de las barras que representan cantidades positivas, las amarillas representan el beneficio por venta de energía y las rojas el beneficio debido a las primas económicas.

Observamos de nuevo en este gráfico, cómo se vuelven a repetir los fenómenos comentados anteriormente. El beneficio por energía cada vez es mayor, porque, aunque disminuya la producción del parque, el precio de la energía aumenta y esto compensa el efecto negativo anterior de tal forma que acaba aumentando año tras año dicho beneficio.

Con respecto al beneficio obtenido a base de primas, vemos como van oscilando, igual que la Fig. 4.9, disminuyendo cada vez más pronunciadamente conforme nos acercamos a los años de la crisis económica.

Este último gráfico contempla el primer período de la vida útil de nuestro parque eólico, es decir, el período previo a la repotenciación, que se compone de los catorce primeros años, desde 1998 hasta 2012.

A continuación, mostramos la misma gráfica pero ahora del segundo período de la vida de nuestro parque, el período posterior a la repotenciación.

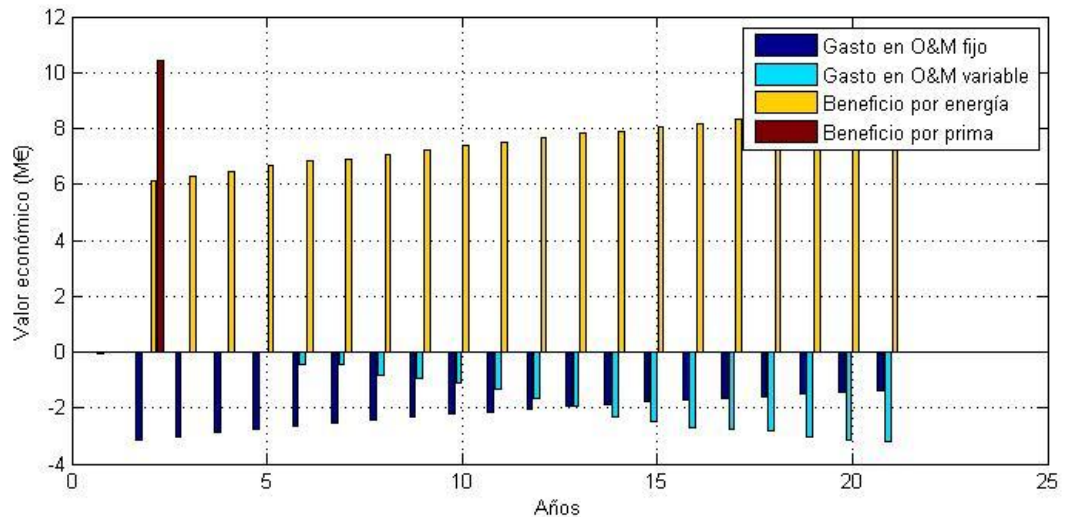


Fig. 4.12. Flujos de caja desglosados después de la repotenciación.

Los colores de las barras se corresponden con las mismas variables que en gráfico Fig. 5.6.

Observamos como la tendencia del gasto fijo es la misma. Todas las barras representan el 30% del gasto total, pero no son iguales por el motivo comentado anteriormente.

El gasto variable tiene una forma prácticamente calcada a la anterior. Aparece en el quinto año posterior a la repotenciación y se hace cada vez mayor. En esta gráfica, no se ve tan bien como en la otra esta tendencia, ya que al final observamos como parece que se reduce incluso dicho gasto. Esto es debido de nuevo al término de actualización del dinero, que hace que una cantidad cuánto más alejada al momento presente esté en el futuro, más se devalúa dicha cantidad.

Si nos fijamos ahora en las barras correspondientes al beneficio por energía, observamos que sigue aumentando, igual que antes, pero ahora dichas barras son mucho más altas. Esto se debe a que después de la repotenciación la producción de energía aumenta bastante, por lo que se gana mucho más por este concepto después de la repotenciación que antes de la misma. Este fenómeno corresponde al salto de tecnología que comentábamos anteriormente y que también se apreciaba en la gráfica Fig. 5.2.

Respecto a las primas, aquí sólo aparecen en el primer año, ya que es el último año en el que se conceden primas.

En esta última gráfica se observa muy claramente la diferencia que hay entre el beneficio y el gasto del parque, mucho mayor que la que había antes de repotenciar, lo que muestra la gran rentabilidad de una inversión de este tipo.

Con todos estos datos, me gustaría concluir expresando mi idea acerca de la repotenciación.

La repotenciación tiene muchísimas ventajas, tales como evitarse prácticamente todo el tema administrativo, ya que lo tendrías del parque anterior, la reducción del impacto medioambiental, al reducir el número de aerogeneradores en gran cantidad y, sobre todo, el gran beneficio económico, que es, al fin y al cabo, lo que hace interesante a la repotenciación.

No es sólo que el parque vaya a producir mucha más energía, es que además aumentas la vida de tu parque eólico casi al doble, porque has aprovechado tu instalación antigua casi hasta el final de su vida útil y ahora, después de la repotenciación, tiene otros veinte años donde seguir sacándole provecho.

Repotenciar un parque eólico es siempre rentable y conveniente, siempre que haya un salto tecnológico considerable claro, si tu instalación es nueva y la repotencias, evidentemente no vas a tener mejora alguna. La clave de una repotenciación es el salto tecnológico, es lo que hace que dicho proyecto sea rentable, y cuanto más grande sea ese salto entre los componentes de tu instalación y los de la actualidad, mayor será el efecto de la repotenciación.

El mayor inconveniente que tiene realizar una repotenciación es que no es una inversión barata. Hay que disponer de una cantidad grande de dinero para realizarla y ya no se puede contar con las primas por parte del Estado. Pero, pese a este inconveniente, los proyectos de repotenciación cada vez son más comunes tanto a nivel internacional, como en parques eólicos españoles.

4.4.1 Estudio de sensibilidad a los parámetros

A continuación vamos a realizar un estudio de sensibilidad, estudiando cómo afectan los cambios en ciertas variables a los resultados de nuestro proyecto.

Los parámetros que vamos a estudiar, por ser de los más relevantes, son el año de repotenciación, el precio de la energía y el valor de la inversión inicial, variando el precio de los aerogeneradores que instalamos, ya que el resto de elementos que componen dicha inversión prácticamente no varían de precio.

El primer estudio a realizar es qué pasaría repotenciásemos un año diferente al óptimo. Esta situación es la más común ya que, aunque el estudio económico indique el año óptimo en el que repotenciar el parque eólico, puede ser que dicho año no se pueda realizar la inversión por diversos motivos, y tenga que retrasarse o adelantarse algunos años.

Si nos fijamos en la tabla 4.5, es decir, en los distintos resultados del VAN según el año de repotenciación, podemos apreciar que, además del año 15, hay otros años donde la rentabilidad del proyecto de repotenciación sería bastante alta, si bien es verdad que no tanto como en dicho año.

Por ejemplo, observamos como en el año número 14 obtenemos un VAN muy cercano al óptimo. Este hecho nos indica que, si por cualquier causa no podemos repotenciar en el año óptimo, podríamos adelantar un año nuestro proyecto sin que las pérdidas económicas con respecto a la fecha ideal de repotenciación fuesen muy elevadas.

En la Fig. 4.13 y la Fig.4.14 mostramos los flujos de caja tanto antes como después de la repotenciación en el año 14.

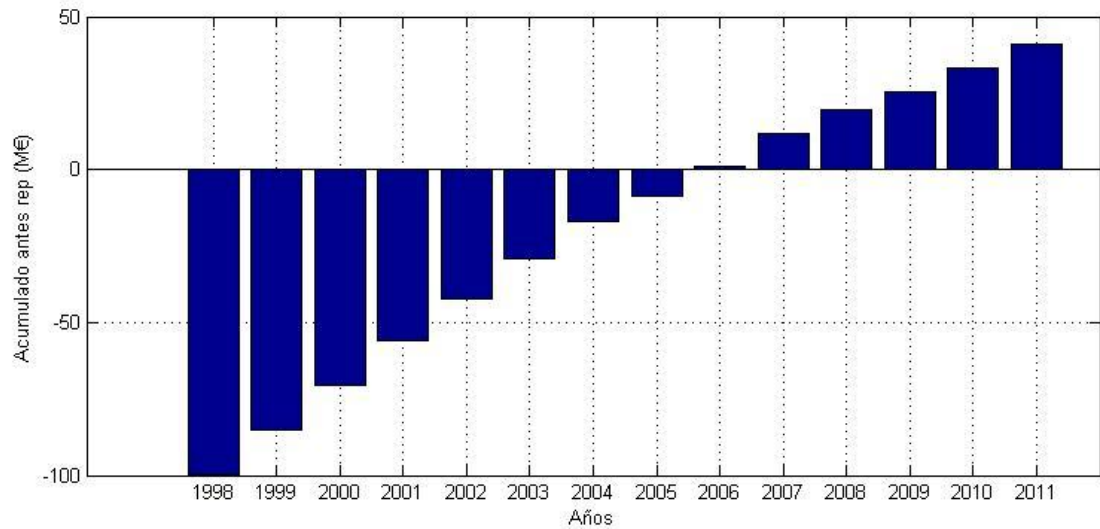


Fig. 4.13. Flujos de caja acumulados del parque eólico antes de su repotenciación en el año 14.

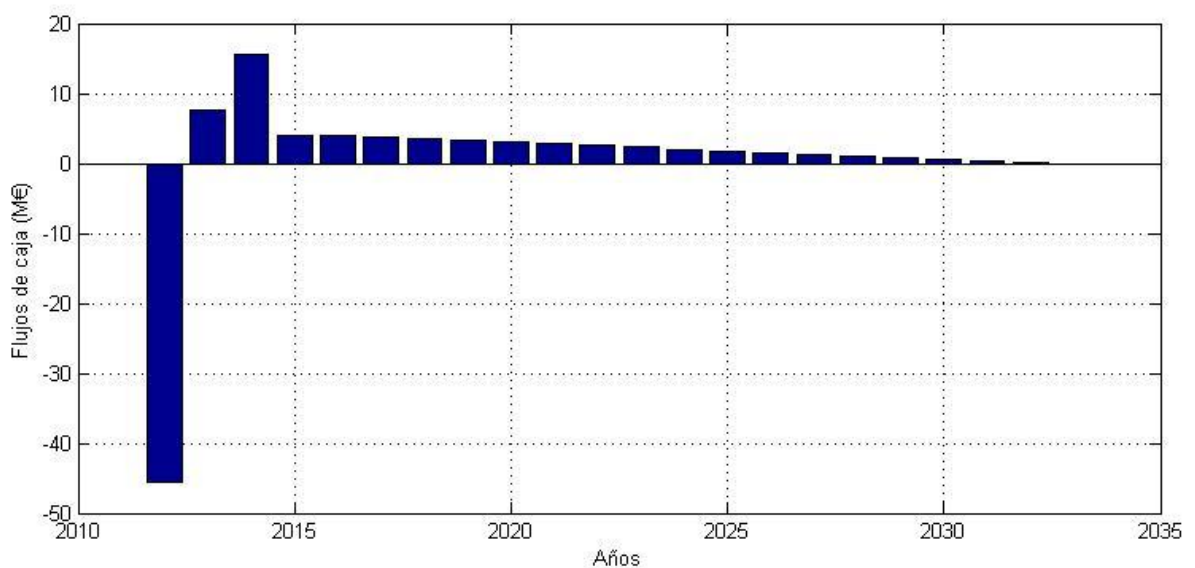


Fig. 4.14. Flujos de caja del proyecto de repotenciación en el año 14.

Podemos observar como son muy parecidas estas gráficas con las equivalentes en el año 15.

Si lo que necesitamos es retrasar la fecha de la repotenciación, observamos en la tabla 4.5, que la mejor opción sería el año 17, cuyo VAN también bastante alto y se acerca al del año óptimo.

El año 16 es menos rentable que el 17 porque el parque deja de recibir primas por parte del Estado en el año 15 y el precio de la energía todavía no es lo suficientemente alto como para contrarrestar el efecto de la ausencia de dichas primas.

Si seguimos mirando los demás valores de la tabla 4.5, observamos que repotenciar antes del año 14 supondría una pérdida económica considerable con respecto a la repotenciación óptima.

Lo mismo ocurre si repotenciamos más tarde del año 17, ya que, como podemos observar, los valores del VAN del proyecto van reduciéndose a cada año que pasa.

A continuación, en las Fig.4.15 y Fig. 4.16, vamos a mostrar los gastos desligados de nuestro proyecto tanto antes como después de la repotenciación.

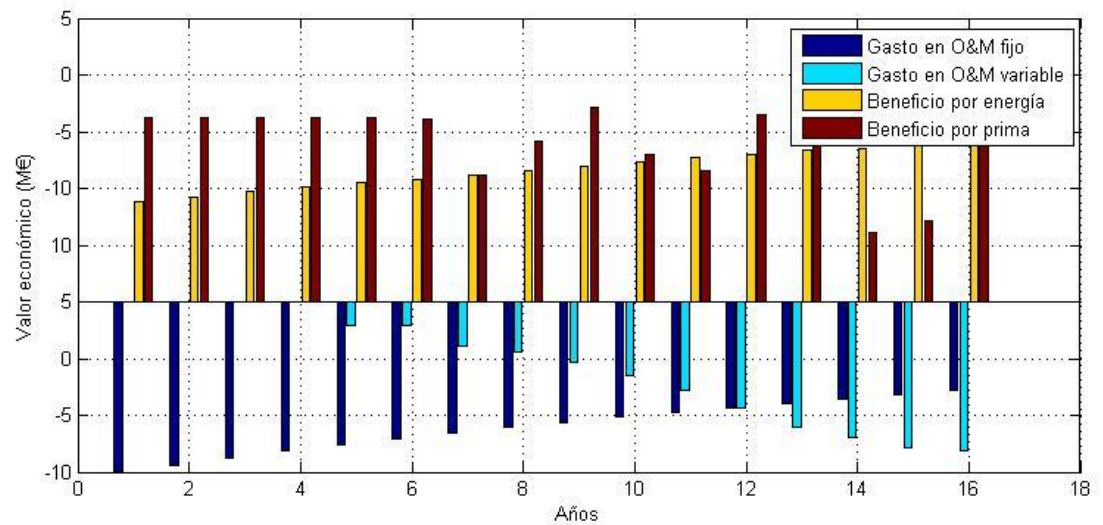


Fig. 4.15. Flujos de caja desligados antes de la repotenciación en el año 17.

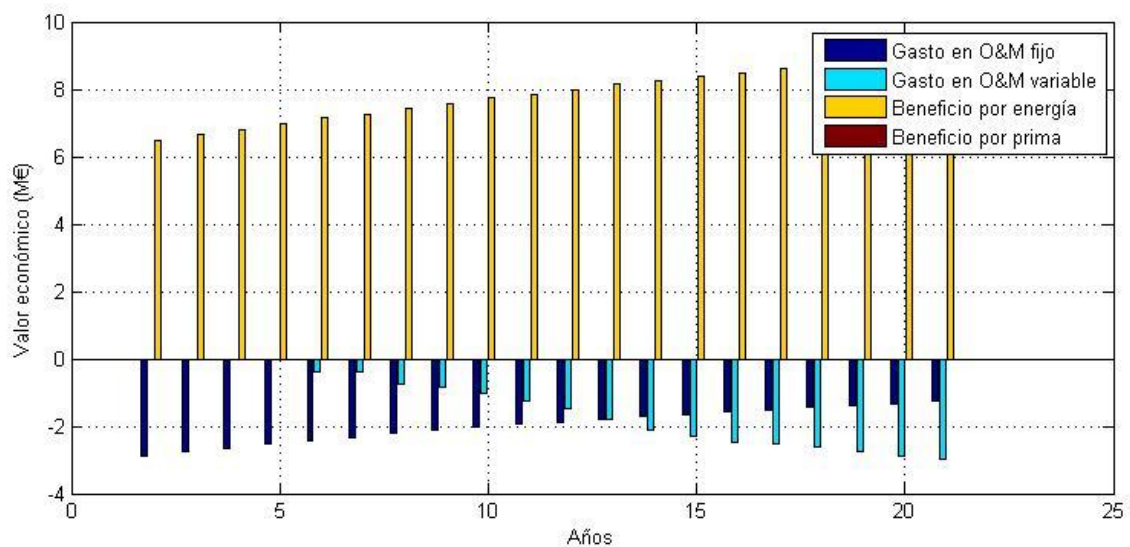


Fig. 4.16. Flujos de caja desligados después de la repotenciación en el año 17.

Observamos como las anteriores gráficas tienen la misma apariencia que las equivalentes correspondientes a la decisión óptima de repotenciación, si bien es verdad que tienen pequeñas diferencias, como es lógico.

Otro de los factores más importantes a tener en cuenta y cuya modificación puede cambiar el resultado de nuestro proyecto es el precio de la energía. Hemos considerado, basándonos en datos del Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE), que el precio de la energía va subiendo con el tiempo, de manera lineal.

Merece la pena preguntarnos que pasaría si el precio de la energía subiese un 25%. Este supuesto es, a priori, algo improbable, pero puede ocurrir en un futuro que el precio de la energía comience a subir más rápido que ahora y puede que la repotenciación en ese escenario no tenga la misma rentabilidad.

A continuación vamos a estudiar qué resultados obtendríamos modificando el precio de la energía de la manera comentada anteriormente.

Ahora la ecuación que define nuestra curva de precio de energía es la siguiente: $y = 1.639x - 3238$. Se ha obtenido aumentando un 25% los datos recogidos de OMIE.

Vamos a ver qué resultados se obtienen ahora con estos nuevos precios. Modificamos nuestra herramienta, introduciendo los nuevos valores. Los nuevos resultados son:

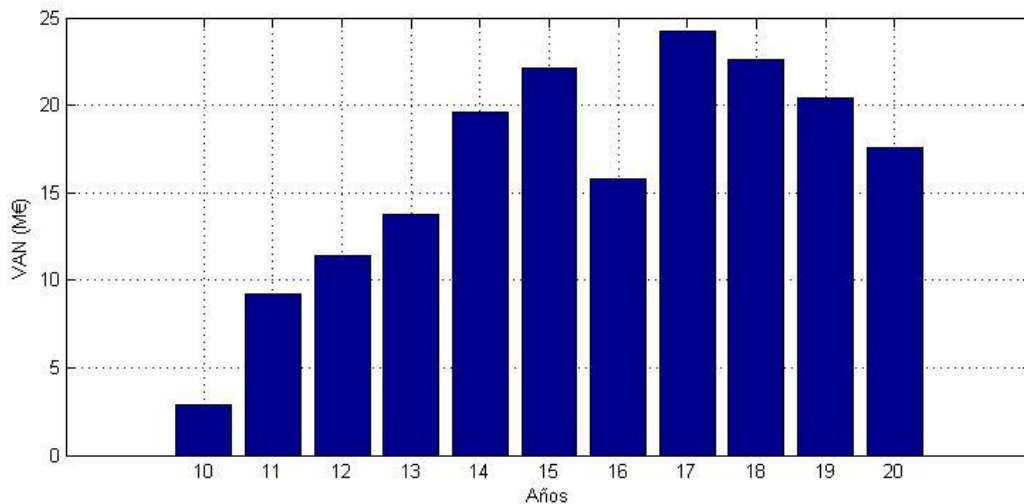


Fig. 4.17. Resultados del VAN con aumento en el precio de la energía.

Como podemos observar en la gráfica Fig. 4.17, ahora el año óptimo para repotenciar el parque eólico ha cambiado. En este caso es el año 18 el año más favorable para realizar la repotenciación. Este resultado se debe a que el precio de la energía, con la nueva definición, sube más rápidamente, por lo que al repotenciar más tarde se aprovecha más ese factor.

Otro dato interesante que obtenemos es que ahora repotenciar en el año 20 es una solución mejor que otras. Es debido al mismo fenómeno, la subida en el precio de la energía contrarresta la subida de los gastos de operación y mantenimiento.

Al igual que puede subir el precio de la energía, éste también puede experimentar una bajada, aunque esta situación es menos probable. Si el precio de la energía baja demasiado, el proyecto de repotenciación no sería rentable ya que, como les está pasando a algunas instalaciones hoy en día, al no disponer de primas económicas como al principio de la vida útil del parque, el beneficio obtenido por venta de energía no es capaz de superar el gasto de la inversión inicial y los gastos anuales en operación y mantenimiento.

Otro dato que resulta interesante de estudiar es el de la inversión inicial. La mayor parte de la inversión realizada para el proyecto de repotenciación es debida a la adquisición de los nuevos aerogeneradores. Como mencionamos anteriormente, el precio de un aerogenerador ronda el 1.5M€/MW, pero dependiendo del modelo concreto este dato variará, siendo más caro o más barato según las prestaciones del propio aerogenerador.

Si suponemos que el coste de los aerogeneradores disminuye un 25%, es decir, si ahora tenemos que el precio de los aerogeneradores es 1.125M€/MW, veamos cómo cambian los resultados.

En la Fig. 4.18 se muestra como varía la rentabilidad del proyecto en los diferentes años cuando realizamos el cambio mencionado anteriormente.

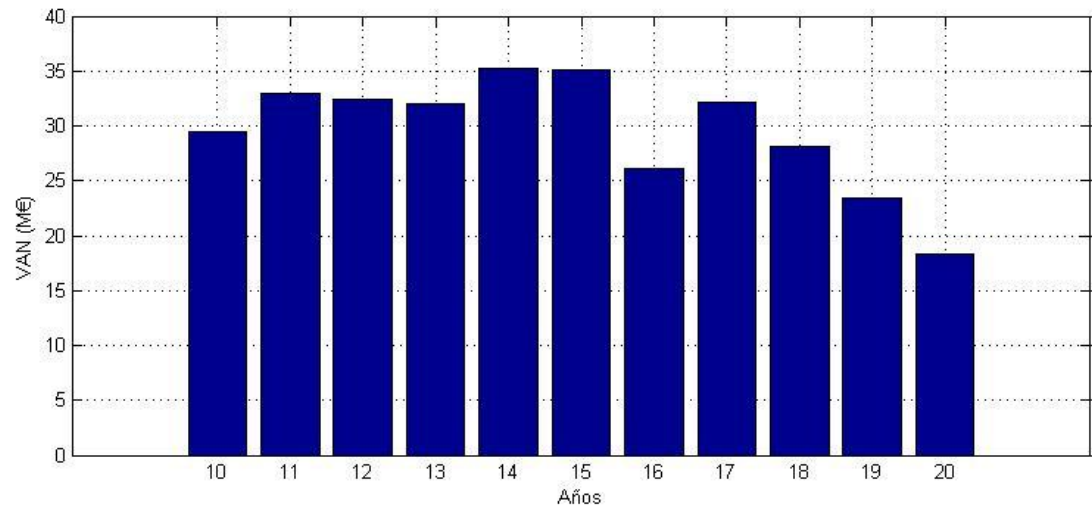


Fig. 4.18. Resultados del VAN con los aerogeneradores un 25% más baratos.

El resultado varía ligeramente respecto del caso original. Ahora el año óptimo para realizar la repotenciación es el 14, aunque seguido muy de cerca por el año 15. Hay que aclarar que hemos considerado que los aerogeneradores tienen la misma capacidad de producción aunque sean más baratos.

También podríamos haber escogido un aerogenerador más caro. Esta situación habría que estudiarla bien, pues un precio demasiado elevado de los aerogeneradores pueden provocar que el proyecto no salga rentable ya que, a misma capacidad de producción, los beneficios por la venta de energía y las primas obtenidas no conseguirían recuperar la inversión realizada para la repotenciación.

Hay que estudiar bien las condiciones del emplazamiento de nuestro parque eólico y los requerimientos del país donde se coloque dicho parque, ya que debemos escoger el aerogenerador que más se ajuste, tanto por características como por precio, a nuestras necesidades, de esta manera conseguiremos maximizar los beneficios que producirá la repotenciación.

5 CONCLUSIÓN

El problema que se aborda en este trabajo es la determinación del año óptimo para realizar la repotenciación de un parque eólico.

Para ello se ha realizado un estudio económico que nos muestra, no sólo el año óptimo de repotenciación, si no también cómo de rentable se espera que resulte el proyecto de repotenciación.

Los primeros parques eólicos que se construyeron en España se hicieron en los mejores lugares geográficos del territorio español para el aprovechamiento eólico, es decir, en los sitios que más sopla el viento en nuestro país. Esto hace que la repotenciación sea una opción más atractiva aún.

Como se ha podido observar anteriormente, la repotenciación es rentable en la mayoría de escenarios. Sin embargo, hay ciertos factores que influyen más que otros en dicha rentabilidad como son, por ejemplo, el precio de la energía y de los aerogeneradores, el año de repotenciación, etc...

Uno de los factores que más influyen en la rentabilidad de nuestro proyecto es el salto tecnológico entre los dos tipos de aerogeneradores, el original y el nuevo. Si apenas hay diferencias, es decir, si los aerogeneradores son muy próximos en el tiempo y su tecnología es similar, la repotenciación difícilmente será rentable.

La repotenciación es ideal para renovar la vida útil de parques eólicos que se encuentran cerca del final de su período productivo, pero no es eficaz en parques eólicos que sean relativamente nuevos, es decir, que tengan menos de 14 ó 15 años.

Nuestro objetivo en este proyecto era determinar la mejor opción a la hora de decidir cuándo realizar la inversión de repotenciación de un parque eólico.

Para lograr dicho objetivo, hemos buscado valores promedios de inversión de parques eólicos, hemos recopilado los valores medios anuales del precio de la energía en los últimos años, así como valores típicos para los coeficientes de pérdidas de los aerogeneradores y de gastos anuales en operación y mantenimiento.

Se han valorado diferentes posibilidades de estudiar la rentabilidad del proyecto de repotenciación y, finalmente, se ha escogido el cálculo del valor actual neto para evaluar dicha rentabilidad, por ser más representativo y más sencillo de interpretar.

En cuanto a la herramienta informática que hemos programado para desarrollar nuestro estudio, nos hemos apoyado principalmente en MATLAB, aunque todos los datos de producción de aerogeneradores los hemos obtenido mediante el software OPENWIND. En el ANEXO I se encuentra detallada la programación de dicha herramienta.

Se ha desarrollado dicha programación de manera que se puedan modificar los datos de forma sencilla, sin afectar al bloque central de la programación de la herramienta. Esto se hace así de cara a que este estudio sea fácilmente utilizable para otros parques eólicos.

Como comentamos anteriormente, el objetivo de nuestro proyecto era determinar cuándo realizar la inversión, es decir, la fecha óptima en la cual los beneficios de repotenciar sean máximos. Además, también se muestran otras opciones, permitiendo así barajar otras opciones, no sólo la óptima, ya que puede pasar que en el año óptimo no se pueda o no nos atrevamos a repotenciar el parque, por diferentes motivos.

Las limitaciones de esta herramienta son debidas a las propias características de la repotenciación. Para desarrollar este estudio de forma fiable, hay que disponer de una serie de datos, algo que en principio no debería ser ningún problema para el propietario de un parque eólico, ya que antes de construir este tipo de instalaciones se realizan todo tipo de estudios, tanto geográficos como económicos. Se necesita también estudiar bien las características del lugar donde está instalado el parque eólico. Esto último es muy importante a la hora de elegir el aerogenerador que sustituirá al original.

Los datos económicos requeridos también son de fácil acceso para el propietario del parque. Estos datos económicos son, principalmente, la cantidad anual recibida en concepto de primas y la inversión inicial que realizó cuando se construyó el parque eólico.

Una vez conseguido los objetivos mencionados anteriormente, mostramos los resultados obtenidos.

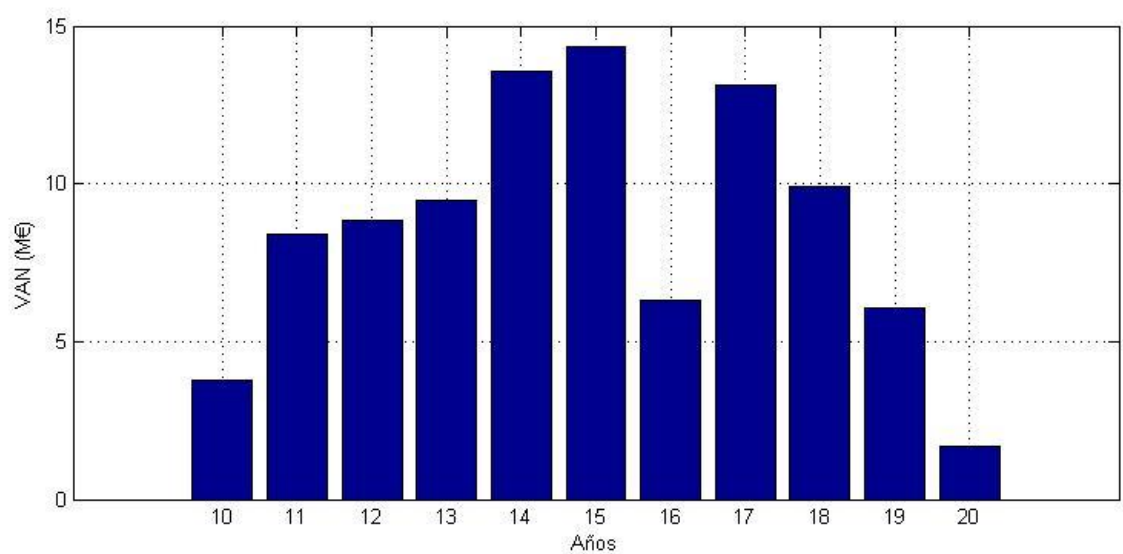


Fig. 5.1. Resultados obtenidos

En la Fig. 5.1 se muestran los resultados obtenidos del VAN en los diferentes años de posible repotenciación. Vemos, como comentamos anteriormente, las diferentes opciones y como se puede apreciar fácilmente cuáles son los mejores años para realizar la inversión.

Se aprecia claramente también el efecto del envejecimiento del parque eólico. Repotenciar en los últimos años de vida útil es mucho menos rentable, ya que el parque cada vez produce menos energía y los gastos en operación y mantenimiento son mayores.

Se observa en la gráfica que repotenciar demasiado pronto conlleva una pérdida de rentabilidad importante, lo que provoca grandes pérdidas económicas con respecto al escenario de repotenciar en el año óptimo.

Además del año óptimo, en nuestro caso el 15, existen también otros años que son una buena opción, como son el año 14 y el 17. Ambos años son buenas opciones si no se puede realizar la repotenciación en el año ideal.

En la gráfica sólo se muestran como posibilidad para realizar la repotenciación los 10 últimos años de vida útil del parque. Esto es debido a que realizar la repotenciación antes de ese tiempo no tiene mucho sentido, ya que el parque eólico original estaría aún muy nuevo y con unos niveles de producción aprovechables. Además de este motivo, no existirían tampoco ese salto tecnológico entre los aerogeneradores originales y los que se usarían en la repotenciación, por

lo que la repotenciación en esos primeros años será muy poco rentable. En la siguiente gráfica, Fig. 5.2, mostramos los resultados de repotenciar el parque en cualquier momento de su vida útil.

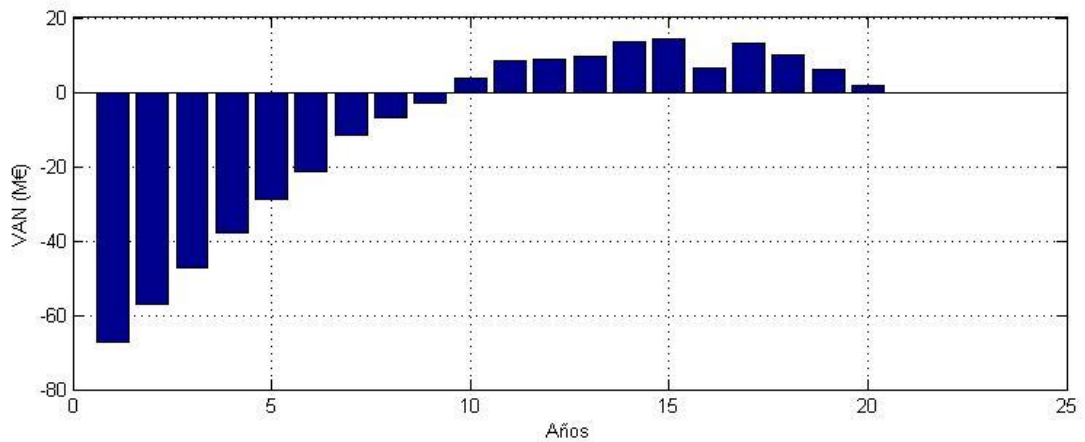


Fig. 5.2. Rentabilidad de la repotenciación en cada uno de los años de vida útil del parque eólico.

Podemos observar en la gráfica como repotenciar en los primeros años de vida del parque eólico no es rentable.

La principal razón por la cual una repotenciación eólica no es tan fácil de llevar a cabo, pese a su demostrada rentabilidad, es la gran inversión económica que hay que realizar para ello. Y es que en los tiempos que corren, desembolsar esa gran cantidad de dinero no siempre es posible, y si lo es, no siempre puedes hacerlo en el año más ideal para ello.

Si es verdad que la inversión necesaria para una repotenciación no es tan elevada como la que se necesita para construir un parque eólico desde cero. Cuando repotencias, muchas partes de la instalación pueden ser aprovechadas tal y como están y a otras sólo es necesario realizarles pequeñas modificaciones. Se pueden aprovechar carreteras, canalizaciones, subestación, etc...

Además, todo el tema administrativo correspondiente a licencias y permisos sería mucho más ágil, ya que las del parque original seguirían siendo válidas.

Otro punto importante en este mundo de la repotenciación eólica, es la continua actualización de conocimientos, es decir, para que una repotenciación sea lo más exitosa posible debe procurar convertir el parque eólico en uno de última tecnología, siempre sin descuidar el tema económico. Esto es lo que hará que el nuevo parque eólico produzca mucha más energía que el original y durante más tiempo.

Hay que procurar estar siempre al corriente de los últimos avances en el aprovechamiento de energía eólica e incluso, si es posible, destinar una parte del dinero generado por el parque eólico en la investigación de nuevas formas de mejorar dicho parque.

Concluyendo, la repotenciación es una magnífica manera de seguir aprovechando un parque eólico que está en inmejorables condiciones geográficas pero que estaba llegando al final de su vida útil.

5.1 Líneas futuras de ampliación y mejora

Con respecto a posibles mejoras futuras que podemos desarrollar para mejorar el rendimiento de nuestra instalación eólica, hay varias de ellas muy interesantes que comentaremos en este apartado [18].

Las siguientes mejoras se basan en el avance de la tecnología de nuestro parque eólico. Como comentamos anteriormente, el mundo de las energías renovables se encuentra en continuo desarrollo y la eólica no es una excepción.

Dejando aparte el sector de la generación eólica *offshore*, nos centramos únicamente en la parte de energía eólica *onshore*, sector al que pertenece nuestro parque eólico.

Los retos a los que se enfrenta la energía eólica como fuente de energía son la reducción del precio de la energía, la garantía de suministro, la reciclabilidad y la reducción del impacto medioambiental y de los problemas logísticos, entre otros.

Para conseguir superar los retos mencionados anteriormente, en el desarrollo de la tecnología se persiguen varios objetivos como son la reducción de los costes de generación, la optimización del diseño, el aumento de la eficiencia, simplificación de la tecnología, mejora de la disponibilidad, aumento de la integración en red, desarrollo de nuevos mercados, reducción del impacto ambiental, etc...

Existen varias soluciones para lograr los objetivos anteriores. Por ejemplo, se plantean nuevas estructuras y torres para elevar aún más los aerogeneradores. A más altura de torre, el viento que ve el aerogenerador es cada vez mayor, por lo que su producción aumentará, reduciendo así los costes. Se plantea superar los 120m de torre.

De cara a la optimización del diseño de los aerogeneradores y del aumento de su eficiencia, existen varias líneas de investigación. Una de ellas se centra en la utilización de nuevos materiales, más ligeros y con mejores características que los comúnmente utilizados. Se estudia nuevas fibras reforzadas y materiales básicos tipo sándwich para las palas, que reduzcan el peso específico y los tiempos y costes de fabricación, mejorando a su vez las propiedades mecánicas. También se estudian nuevos tipos de aceros y hormigones para mejorar las características constructivas, así como nuevos revestimientos con mayor resistencia a la erosión. En un futuro se utilizarán nuevos materiales poliméricos y ganarán protagonismo materiales como la fibra de carbono, el kevlar o el polietileno de alta resistencia. También se están desarrollando estudios con materiales nanoestructurados como los nanocomposites.

Existen también nuevas tecnologías mecánicas, como los trenes de potencia con varias salidas para el reparto de par en varios generadores, nuevas cajas con engranajes helicoidales de envolvente ovoide para la distribución de cargas y el sistema GyroTorque, que limita las fluctuaciones del par motor y permite la regulación de velocidad variable, entre otros.

Con respecto a la disciplina eléctrica, también existen nuevas tecnologías que mejoran las características de nuestra instalación. Se estudia el uso de generadores superconductores para grandes potencias, generadores síncronos directamente conectado a la red mediante transmisión hidrodinámica (sistema DEWIND) o mecánica controlada para mejorar la conexión a la red, electrónica de alta tensión, etc...

En el campo de los generadores, se buscan nuevas alternativas al Neodimio-Disprosio, como nuevas ferritas sinterizadas y nuevas configuraciones como sistemas magnéticos híbridos, todo de cara a superar la potencia de los generadores utilizados actualmente. En la Fig. 5.3 podemos ver un generador Siemens de 6MW utilizado en aplicaciones eólicas.



Fig. 5.3. Generador Siemens de 6MW.

Se desarrollan también nuevas tecnologías de control, como por ejemplo el aumento de energía capturada mediante controles adaptativos.

Para lograr la simplificación de los diseños se estudian modelos sin cajas de multiplicación, modelos con generadores de imanes permanentes, con sistemas de orientación libre, con estrategias de regulación pasiva, etc...

Se realizan estudios de tecnologías competitivas de almacenamiento de energía para aumentar la integración en la red de los parques eólicos, al igual que se estudian, para el mismo objetivo, nuevas estrategias avanzadas de gestión de la demanda energética.

Todas estas mejoras y nuevas tecnologías pueden contribuir a que la repotenciación de nuestro parque eólico sea más provechosa aún.

De cara a un futuro un poco más lejano, se estudian nuevas tecnologías con diseños más apartados a lo que conocemos hoy en día como parque eólico. Entra estas tecnologías se encuentra, por ejemplo, la de los multirotores o la de los aerogeneradores sin torre soporte. Estos diseños se pueden apreciar en las Fig. 5.4 y Fig. 5.5, respectivamente.



Fig. 5.4. Tecnología multirotores.



Fig. 5.5. Tecnología aerogeneradores sin torre soporte.

Pero la tecnología que me gustaría detallar más en profundidad recibe el nombre de Vortex, un molino eólico sin palas [19]. El dispositivo consiste en un cilindro cónico que oscila y aprovecha la aparición de remolinos de viento.

Cuando una estructura cilíndrica, como una chimenea, se interpone en el curso de un fluido como el viento, se produce un fenómeno denominado calle de vórtices Von Kármán. El fluido forma un patrón cíclico de remolinos de movimiento espiral que azotan la estructura y la hacen oscilar de un lado a otro. Este fenómeno es perjudicial para estructuras como chimeneas y torres y se diseñan las estructuras de forma que sean afectadas lo menos posibles por él.

Pero una empresa española se ha basado en dicho fenómeno para conseguir crear un aerogenerador sin palas, al que han bautizado como Vortex.



Fig. 5.6. Aerogenerador sin palas Vortex.

Este aerogenerador oscila de un lado, de acuerdo con el viento, para captar la energía cinética. La geometría del aerogenerador propicia la aparición de los remolinos anteriormente mencionados.

Está fabricado en fibra de vidrio, lo que lo hace ligero y rígido. Hoy en día existen prototipos de 6m de altura, pero el objetivo es superar los 100m de altura.

Al funcionar sin palas, el diseño elimina muchas de las partes móviles y mecánicas del molino tradicional, lo que reducirá notablemente los costes de fabricación y de explotación de la energía eólica.

Estima alcanzar una disminución de costes en el proceso de construcción de un 53% frente al de un aerogenerador normal. Además, la reducción del tamaño y la ausencia de palas facilitará también las labores de transporte y mantenimiento.

Los materiales con los que se construye también tienen un menor impacto en la huella de carbono, ya que como no tiene sistemas de engranaje, Vortex no necesita aceites.

Otra de las ventajas que presenta Vortexes que puede generar energía en un amplio rango de velocidades del viento, mayor que el de los aerogeneradores convencionales. En concreto, su dispositivo arranca a partir de una velocidad de viento de un metro por segundo, menor a la requerida por un molino tradicional.

La forma cilíndrica de la estructura también elimina la necesidad de orientar el aerogenerador en dirección a la corriente de viento, como debe hacerse con los molinos con palas, aunque, ante las mismas condiciones, la energía que produce Vortex sería aproximadamente un 30% menor a la que genera un molino tradicional.

Por otro lado, el diseño también hace a Vortex menos invasivo en el paisaje natural y la ausencia de palas lo hace menos peligroso para las aves. Tampoco hace ruido, lo que reduce aún más su impacto medioambiental, una de las características más atractivas que presenta este diseño.

Los creadores de esta idea ya están trabajando en una alternativa que se basa en aprovechar la piezoelectricidad de los materiales, pero por ahora, los materiales piezoeléctricos que existen no tienen suficiente potencia y no saldría rentable su utilización.

6 ANEXO I

6.1 Definición de los datos

A continuación vamos a mostrar la definición matemática de algunos de los datos anteriores:

- **Π** = 48000000. Como mencionamos anteriormente, el coste promedio de construcción de un parque eólico es de 1M€/MW.
- **anos**= [1998:1998+anorep+20]. Es un vector que cambia su tamaño en cada iteración. Cada componente es la anterior más una unidad. Así hasta llegar a 20 años después del anorep, ya que ese sería el final de la vida útil del parque repotenciado.
- **nt**= 80.
- **pottant**= 0.6. Es la potencia de los aerogeneradores antiguos expresada en MW.
- **prect**= 1500000. El precio promedio de un aerogenerador moderno es de 750000€/MW, aproximadamente.
- **ntrep**= 24.
- **pottrep**= 2. Potencia del aerogenerador nuevo en MW.
- **Irep**= $ntrep * prect * \left(\frac{1}{0.90}\right)$. Según varios estudios, el coste aproximado de los aerogeneradores de una repotenciación representa el 90% de la inversión total.
- **penergia**= $1.311 * x - 2591$. La x representa el año al que corresponde dicho precio de la energía. (Ejemplo: $1.311 * 2005 - 2591$)
- **gen**= $energiaant(energiarep) * nt(ntrep) * coefmec(coefmecrep) * elecloss * contloss * (1 - wakeloss)$. Representa los MWh producidos por el parque antiguo (repotenciado) en un año determinado.
- **coefmec**= [0.97 0.97 0.97 0.97 0.97 0.96 0.96 0.96 0.95 0.95 0.95 0.94 0.94 0.92 0.92 0.90 0.90 0.89 0.88 0.87 0.85]. Puede observarse la tendencia al negativa que presenta esta variable y que se comentó anteriormente.

- **coefmecrep**=[0.99 0.99 0.99 0.99 0.99 0.98 0.98 0.98 0.98 0.97 0.97 0.97 0.96 0.96 0.95 0.95 0.95 0.93 0.92 0.91 0.90]. Puede observarse la tendencia al negativa que presenta esta variable y que se comentó anteriormente.
- **i**= 0.0441. Este número viene, como se comentó antes, del promedio del interés legal de los últimos años.
- **om**= [0.3 0.3 0.3 0.3 0.35 0.35 0.4 0.42 0.45 0.49 0.54 0.6 0.67 0.77 0.88 0.99 1.07 1.14 1.2 1.22]. Puede observarse la tendencia creciente que presenta este coeficiente.
- **wakelossant**= 0.0866.
- **wakelossrep**= 0.0769.
- **benef**= (penergia*gen+primas*gen)*(1+i)^n. Representa el beneficio, expresado en €, que genera la instalación cada año. El último término no es más que la actualización del dinero a un valor presente, ya que, tanto si el año es anterior o posterior al actual 2015, el dinero no vale lo mismo. La n representa la diferencia que hay entre el año en cuestión y 2015. Cuando detallemos la programación de la herramienta se verá con más claridad.
- **reciclaje**= [1.5 1.5 1.5 1.5 1.4 1.4 1.4 1.4 1.3 1.3 1.2 1.1 1 1 0.9 0.9 0.8 0.7 0.6 0.5]. Puede observarse la tendencia a disminuir de dicho coeficiente, por los motivos comentados anteriormente.
- **desmant**= 41600. Valor promedio expresado en €/MW.
- **energiaant**= 1641.2. Expresado en MWh.
- **energiarep**= 5963.2. Expresado en MWh.
- **omanttotal**= 0.2*II. Valor promedio. Varios estudios señalan que el gasto total en O&M en una instalación de este tipo es 0.2 por la inversión total.
- **omreptotal**= 0.2*Irep. Valor promedio. Varios estudios señalan que el gasto total en O&M en una instalación de este tipo es 0.2 por la inversión total.

- **gastoom**= $(omanttotal*om)*(1+i)^n/(omrepttotal*om(w))*(1+i)^d$. La primera definición es para los años antes de la repotenciación. La segunda definición es para los años después de la repotenciación.
- **Elecloss**= 0.96. El 4% que mencionamos anteriormente.
- **contloss**: 0.99. Como se dijo antes, es el 1% de la energía producida.
- **BE**: $penergia*gen$.
- **BP**: $primas*gen$.

En MATLAB quedaría:

```

prect=1500000; %precio turbina nueva
ntrep=24; %número de turbinas nuevas
nt=80; %número de turbinas antiguas
II=48000000; %inversión inicial
Irep=ntrep*prect*(1/0.90); %inversión de repotenciación
heq=2500; %número de horas equivalentes
pottant=0.600; %potencia de las turbinas antiguas (MW)
pottrep=2; %potencia de las turbinas nuevas (MW)
penergia=[]; %precio de la energía
gen=[]; %generación anual de energía
coefmec=[0.97 0.97 0.97 0.97 0.97 0.96 0.96 0.96 0.95 0.95 0.95 0.94 0.94 0.92 0.92 0.90 0.90 0.89 0.88 0.87 0.85]; %coef.mecánico de la turbinas antiguas
coefmcrep=[0.99 0.99 0.99 0.99 0.99 0.98 0.98 0.98 0.98 0.97 0.97 0.97 0.96 0.96 0.96 0.95 0.94 0.92 0.91 0.90]; %coef.mecánico de la turbinas nuevas
i=0.04411764706; %tipo de interés
cfrep=[]; %cash flow después de repotenciación
om=[0.3 0.3 0.3 0.35 0.35 0.4 0.42 0.45 0.49 0.54 0.63 0.67 0.73 0.82 0.92 1.03 1.11 1.19 1.22]; %porcentaje de O&M anual
wakelossant=0.0866; %coeficiente de pérdida por efecto estela de los aerogeneradores antiguos.
wakelossrep=0.0769; %coeficiente de pérdida por efecto estela de los aerogeneradores nuevos.
benef=[]; %beneficio anual
primas=[]; %vector de primas a la energía eólica
reciclaje=[1.5 1.5 1.5 1.5 1.4 1.4 1.4 1.4 1.3 1.3 1.2 1.1 1 1 0.9 0.9 0.8 0.7 0.6 0.5]; %Beneficio del reciclaje de los aerogeneradores antiguos (€/WTG)
desmant=41600; %Gasto neto del desmontaje de los aerogeneradores antiguos (€/MW)
energiaant=1641.2; %Energía anual (MWh) producida por un aerogenerador antiguo
energiarep=5963.2; %Energía anual (MWh) producida por un aerogenerador nuevo
omanttotal=0.2*II; %Gasto total en O&M de las turbinas antiguas por año(€/año)
omrepttotal=0.2*Irep; %Gasto total en O&M de las turbinas nuevas por año(€/año)
gastoomrep=[]; %Gasto en O&M de la instalación con repotenciación(€/año)
gastoom=[]; %Gasto en O&M de la instalación antigua(€/año)
elecloss=0.96; %Pérdidas eléctricas que suponen un 4% de la energía
contloss=0.99; %Pérdidas por contaminación de las palas (polvo, insectos,hielo...) que suponen un 1% de la energía
acumant=[]; %Cash flows acumulados en la instalación antigua.

```

Fig. 6.1. Definición de datos de variables en MATLAB.

En el próximo apartado se explicará la parte de programación de la herramienta, donde quedará mucho más claro todas estas definiciones.

6.2 Programación de la herramienta

A continuación, vamos a mostrar cómo hemos programado la herramienta para el cálculo del momento óptimo para la repotenciación de un parque eólico. Esta forma, como casi todo lo que se trata en esta materia de la programación, no es la única forma de hacerlo, pues seguro hay muchas más igual de válidas. Hemos escogido esta solución porque creo que además de eficaz, queda bastante clara y elegante a la hora de ejecutar la aplicación.

La base de la programación de la herramienta es una estructura recurrente, un *for*. Con dicha estructura englobamos todo el grueso de la programación y conseguimos que nos calcule el VAN para los años que nosotros le indiquemos. En MATLAB esto quedaría de la siguiente manera:

```

for anorep=10:20
    .
    .
    .
end

```

Así inicializamos también la variable `anorep`. Con esta forma de inicializar dicha variable, conseguimos que ésta pase de valer 10 a valer 20, aumentando en cada iteración en una unidad, es decir, haciendo 11 iteraciones.

El significado de esta operación no es más que el calcular el VAN en varios escenarios, cambiando el año de repotenciación, para determinar cuál de ellos es el más favorable. No se considera declarar la variable desde el año 1 de la repotenciación porque es claro que antes del 10 no va a ser más rentable realizar dicha repotenciación, ya que el parque antiguo en esos años todavía sigue siendo bastante rentable.

A continuación, definimos el vector **anos** de la siguiente forma: `anos=[1998:1998+anorep+20]`. De esta manera, obtenemos un vector con todos los años donde nuestra instalación estará activa y, por lo tanto, produciendo energía. Como podemos observar, es un vector que cambia de tamaño en cada iteración ya que depende de la variable **anorep**.

Inicializamos la variable **cf**, donde guardaremos el acumulado de los cash flows generados todos los años. El primer cash flow de la instalación, el correspondiente al año 0, es la inversión inicial, con signo negativo. La variable queda de la siguiente manera: $cf = -II \cdot (1+i)^{17}$. El último término es para actualizar el valor del dinero, siendo i el tipo de interés legal y el exponente es 17 porque es la diferencia entre 2015, año actual, y 1998, año en el que se realiza dicha inversión.

Definimos el vector de primas componente a componente. Lo hacemos así porque es más sencillo ya que, al no tener las componentes de dicho vector ninguna relación entre sí, no podemos aplicarle una fórmula matemática para generar dicho vector, como en el caso del vector de precios por ejemplo.

También hay que decir que lo hacemos así porque son pocas componentes, si fueran muchas, como en el vector de precios, hubiéramos intentado aproximar dicho vector usando una fórmula matemática para facilitarnos el trabajo.

Para evaluar económicamente el período en el que el parque eólico aún no se ha repotenciado, utilizamos una estructura iterativa **for**.

Definimos un índice para dicho `for`, en este caso lo llamaremos `t` y queda definido como: `t = 1:anorep-1`. De esta forma recorreremos toda la vida del parque eólico, hasta el último año antes de repotenciarse. Recordamos que en el año donde se produce la repotenciación el parque se encuentra fuera de servicio y no hay producción de energía, por ello este año no se incluye en esta estructura iterativa.

Definimos ahora los dos vectores básicos para la realización de nuestro estudio económico. Estos dos vectores son el precio anual de la energía y el vector de generación anual. Estas variables quedarían:

```
penergia(t)=1.311*anos(t)-2591;
```

```
gen(t)=energiaant*nt*coefmec(t)*elecloss*contloss*(1-wakeloss);
```

Podemos observar como en el vector de generación incluimos todos los factores de pérdidas, el coeficiente mecánico, las pérdidas eléctricas, las pérdidas por contacto y las pérdidas por efecto estela.

A continuación, para poder actualizar el dinero debemos tener en cuenta el año en que estamos actualmente, es decir, 2015. Consideramos que la repotenciación puede realizarse en cualquier momento de la vida útil de nuestro parque y hay que diferenciar dos casos: el caso de que se repotencie antes de 2015 o después de 2015.

Para incluir esas dos posibilidades utilizamos la estructura **if**. Quedaría de la siguiente forma:

```
if anos(t)<2015
    n=2015-anos(t);
benef(t)=(penergia(t)*gen(t)+primas(t)*gen(t))*(1+i)^n;
BE(t)=penergia(t)*gen(t);
BP(t)=primas(t)*gen(t);
gastoom(t)=(omantttotal*om(t))*(1+i)^n;
else
    n=anos(t)-2015;
benef(t)=(penergia(t)*gen(t)+primas(t)*gen(t))/((1+i)^n);
BE(t)=penergia(t)*gen(t);
BP(t)=primas(t)*gen(t);
gastoom(t)=(omantttotal*om(t))/((1+i)^n);
end
```

Como podemos observar, el primer caso que consideramos es en el que el año en que nos encontramos es anterior a 2015, $\text{anos}(t) < 2015$.

Definimos la variable n , que es el exponente del término de la actualización. Este exponente siempre tiene que ser positivo, por lo que en este caso se define como $n = 2015 - \text{anos}(t)$.

Una vez hecho esto, calculamos todas las variables necesarias para el estudio económico. Definimos el beneficio anual y el gasto en operación y mantenimiento que se realiza cada año. En cada una de estas variables se incluye el término de actualización.

Además definimos también dos variables que nos serán después útiles a la hora de sacar conclusiones de nuestros resultados y hacer un estudio un poco más profundo. Estas dos variables son el beneficio por venta de energía, BE, y el beneficio por primas del Estado, BP.

Para cambiar de situación utilizamos el recurso **else**, que es una variación de la estructura **if**.

En el caso de que no estemos en un año anterior a 2015 hay que redefinir las variables. En el caso de nuestro exponente, su definición ahora es: $n = \text{anos}(t) - 2015$. La razón de este cambio es que, como hemos mencionado anteriormente, este exponente tiene que ser siempre positivo.

En las demás variables, lo único que tenemos que hacer es dividir por el término de la actualización económica en vez de multiplicar como en el primer caso. Recordamos que el valor del dinero en el pasado es mayor que en el presente, por eso se multiplica en el primer caso y se divide en el segundo.

Después de todo este proceso, llegamos al final de nuestra estructura **if** y también de nuestro **for**, por lo que cerramos ambos.

Toda esta primera parte quedaría de la siguiente forma:

```

for t=1:anorep-1
    penergia(t)=1.311*anos(t)-2591;
    gen(t)=energiaant*nt*coefmec(t)*elecloss*contloss*(1-wakelossant);
    if anos(t)<2015
        n=2015-anos(t);
        benef(t)=(penergia(t)*gen(t)+primas(t)*gen(t))*(1+i)^n;
        BE(t)=penergia(t)*gen(t);
        BP(t)=primas(t)*gen(t);
        gastoom(t)=(omanttotal*om(t))*(1+i)^n;
    else
        n=anos(t)-2015;
        benef(t)=(penergia(t)*gen(t)+primas(t)*gen(t))/((1+i)^n);
        BE(t)=penergia(t)*gen(t);
        BP(t)=primas(t)*gen(t);
        gastoom(t)=(omanttotal*om(t))/((1+i)^n);
    end
    valorn(t)=n;
end

```

Fig. 6.2. Evaluación parque antiguo en MATLAB.

Seguidamente, definimos la primera componente del vector donde se guarda el acumulado de los flujos de caja de nuestro parque antiguo. Esta variable quedaría: `acumant(1)=-II*(1+i)^17;`

Hacemos ahora el cálculo de los flujos de caja de la instalación antes de la repotenciación y calculamos también el resto de componentes del vector del acumulado.

Para realizar esto último nos ayudamos de nuevo de la estructura **for**:

```

for q=1:anorep-1
    cf=cf+benef(q)-gastoom(q);
    acumant(q+1)=cf;
end

```

El índice de este **for** lo hemos nombrado q, simplemente para diferenciarlo del anterior. Observamos que recorre el mismo período que el índice anterior.

En este caso, como lo que nos interesa es hacer el VAN de la instalación cuando ya se ha repotenciado, no calculamos los flujos de caja anuales, sino que directamente calculamos el acumulado, para después sumarlo a la primer flujo de caja de la instalación repotenciada.

Ahora nos ocupamos del año en el que tiene lugar la repotenciación. Hay que diferenciar, igual que antes, si la repotenciación se realiza antes o después de 2015.

Para ello volvemos a usar la estructura **if/else**, y seguidamente calculamos las variables que necesitamos.

```

if 1998+anorep<2015
    y=2015-(1998+anorep);
gen(anorep)=0;

```



```

benef(anorep)=desmant*reciclaje(anorep)*(1+i)^y;
gastoom(anorep)=desmant*(1+i)^y;
cfrep(1)=-Irep*(1+i)^y+cf;
else
    y=(1998+anorep)-2015;
gen(anorep)=0;
benef(anorep)=desmant*reciclaje(anorep)/(1+i)^y;
gastoom(anorep)=desmant/(1+i)^y;
cfrep(1)=-Irep/(1+i)^y+cf;
end

```

Si repotenciamos antes de 2015, $1998+anorep < 2015$: nuestro exponente, llamado ahora y para diferenciar, queda definido como $y=2015-(1998+anorep)$, de esta forma siempre será positivo.

Obligamos que la componente del vector de generación correspondiente a dicho año de repotenciación sea 0, ya que, como dijimos antes, en este año el parque se encuentra fuera de servicio y no hay generación.

El beneficio de dicho año se reduce al reciclaje que se haga de los componentes del parque, definido anteriormente.

El gasto de este año es el gasto de dismantelar el parque eólico para reciclar sus componentes viejos e instalar los nuevos.

También calculamos la primera componente del vector de flujos de caja de este período correspondiente a la instalación ya repotenciada. En dicha componente se incluye la inversión de repotenciación, evidentemente en negativo y correspondientemente actualizada, además de la variable **cf**, donde se guarda el acumulado de los flujos de caja de la instalación antigua.

Si repotenciamos después de 2015, tenemos que redefinir nuestras variables igual que antes.

Ahora nuestro exponente sería $y=(1998+anorep)-2015$. Y las variables quedarían igual pero en vez de multiplicar por el término de actualización del dinero, en este caso dividimos, por el mismo motivo que explicamos anteriormente.

Todo esto en MATLAB quedaría:

```

%VAN y TIR de la repotenciación
if 1998+anorep<2015
    y=2015-(1998+anorep);
    gen(anorep)=0;
    benef(anorep)=desmant*reciclaje(anorep)*(1+i)^y;
    gastoom(anorep)=desmant*(1+i)^y;
    cfrep(1)=-Irep*(1+i)^y+cf;
else
    y=(1998+anorep)-2015;
    gen(anorep)=0;
    benef(anorep)=desmant*reciclaje(anorep)/(1+i)^y;
    gastoom(anorep)=desmant/(1+i)^y;
    cfrep(1)=-Irep/(1+i)^y+cf;
end

```

Fig. 6.3. Evaluación del parque eólico en el año de la repotenciación.

A continuación, nos ocupamos del período funcionamiento de nuestro parque eólico después de la repotenciación.

Empezamos inicializando un índice que más adelante nos será útil. Llamamos a nuestro índice w , para diferenciarlo del resto. Lo definimos de la siguiente manera: $w=1$.

Ahora volvemos a utilizar la misma estructura que utilizamos para estudiar el parque antes de la repotenciación. Hacemos uso de la estructura **for** para recorrer los años correspondientes al parque repotenciado.

Definimos un nuevo índice que me ayudará a recorrer las componentes de los nuevos vectores de la repotenciación. El índice lo definimos de la siguiente manera: $r=anorep+1:anorep+20$. De esta forma vamos desde el año después de realizar la repotenciación, es decir, el primer año donde el parque repotenciado ya está funcionando, hasta 20 años más tarde que sería el final de la vida útil del nuevo parque.

Volvemos a redefinir los vectores del precio de la energía y de la generación anual del parque. En el primero, tan solo cambia el índice, que ahora es r . En el segundo, además del índice, cambiamos el número de turbinas, la energía producida anualmente y el coeficiente mecánico de los aerogeneradores de la repotenciación. Ambos vectores quedarían de la siguiente forma:

```
penergia (r)=1.311*anos(r)-2591;
gen (r)=ntrep*energiarep*coefmcrep(w)*elecloss*contloss*(1-wakeloss);
```

Después de definir estos vectores, volvemos a diferenciar entre dos casos, que estemos en un año anterior a 2015 o posterior al mismo. Para ello volvemos a utilizar de nuevo la estructura **if/else**.

Quedaría de la siguiente manera:

```
if anos(r)<2015
    d=2015-anos(r);
benef (r)=(penergia(r)*gen(r)+primas(r)*gen(r))*(1+i)^d;
    BE (r)=penergia(r)*gen(r);
    BP (r)=primas(r)*gen(r);
gastoom (r)=(omreptotal*om(w))*(1+i)^d;
else
    d=anos(r)-2015;
benef (r)=(penergia(r)*gen(r)+primas(r)*gen(r))/((1+i)^d);
gastoom (r)=(omreptotal*om(w))/((1+i)^d);
end
```

Como podemos observar, la estructura es la misma que antes, pero ahora además de cambiar el índice, hemos cambiado también algunas variables, tanto para no repetir nombre, que puede dar problemas a posteriori en la compilación del archivo, como es el caso de la variable d , exponente del término de actualización del dinero, que es exactamente idéntica a la variable n explicada anteriormente.

También hemos modificado el vector de gasto en operación y mantenimiento, **gastoom**. En este caso hemos introducido la variable correspondiente al gasto promedio total del parque repotenciado, **omreptotal**. Aquí es donde entra en juego el índice w . Este índice sirve para recorrer desde la componente primera hasta la última el vector de coeficientes **om**.

Terminaríamos la estructura **for** actualizando el valor del índice w .

Todo esto en MATLAB quedaría:

```
w=1;
for r=anorep+1:anorep+20
    penergia(r)=1.311*anos(r)-2591;
    gen(r)=ntrep*energiarep*coefmecrep(w)*elecloss*contloss*(1-wakelossrep);
    if anos(r)<2015
        d=2015-anos(r);
        benef(r)=(penergia(r)*gen(r)+primas(r)*gen(r))*(1+i)^d;
        BE(r)=penergia(r)*gen(r);
        BP(r)=primas(r)*gen(r);
        gastoom(r)=(omreptotal*om(w))*(1+i)^d;
    else
        d=anos(r)-2015;
        benef(r)=(penergia(r)*gen(r)+primas(r)*gen(r))/((1+i)^d);
        gastoom(r)=(omreptotal*om(w))/((1+i)^d);
    end
    valord(w)=d;
    w=w+1;
end
```

Fig. 6.4. Evaluación del período de repotenciación en MATLAB.

A continuación, volvemos a ocuparnos del tema de los flujos de caja, pero esta vez de los flujos de caja de la instalación repotenciada.

Se define la primera componente del vector de beneficio acumulado, que será igual a la primera componente del vector de flujos de caja de la repotenciación, ya definida anteriormente.

acumrep(1)=cfrep(1);

Inicializamos otro índice, llamado en este caso **h**. Este índice nos servirá para seguir recorriendo los vectores de beneficio y de gastos, que son comunes a ambos períodos, tanto al período previo a la repotenciación, como al posterior a la misma. El vector lo definimos de la siguiente manera: **h=anorep+1**. Como podemos observar, el índice señalará al principio a la componente correspondiente al año justo posterior al que se realizó la obra de repotenciación, es decir, el primer año de este nuevo período del parque.

Mediante una estructura iterativa **for** vamos definiendo el vector **cfrep**, componente a componente, así como el vector de acumulado, **acumrep**. Para ello usamos un nuevo índice, esta vez nombrado **k**. En MATLAB tenemos:

```
acumrep(1)=cfrep(1);
h=anorep+1;
for k=2:21
    cfrep(k)=benef(h)-gastoom(h);
    acumrep(k)=acumrep(k-1)+cfrep(k);
    h=h+1;
end
```

El vector **k** va desde la componente segunda, ya que la primera está previamente definida, hasta la componente 21. Estos vectores tienen 21 componentes en vez de 20 porque en ellos se incluyen la componente correspondiente al año “0”, es decir, el año en el que se realiza la repotenciación. En ese año es en el que se desembolsa la inversión por lo que es la primera componente del vector flujo de caja de esta operación.

Ahora sólo nos queda programar la parte donde se calcula el VAN.

Lo primero es definir la variable **VAN**. Esta variable será igual al primer flujo de caja, es decir, a la primera componente del vector **cfrep**.

A continuación, haciendo uso de nuevo de la estructura **for**, vamos definiendo de forma iterativa nuestra variable **VAN**.

Utilizamos un índice nuevo, al que llamaremos **f**. Este índice servirá para recorrer el vector **cfrep**.

Una vez definido el índice, hacemos uso de la fórmula del **VAN** y definimos la variable con ayuda de dicha fórmula, introduciéndola de tal manera que MATLAB pueda entenderla y ejecutarla sin problemas.

```
VAN=cfrep(1);
for f=2:max(size(cfrep))
VAN=VAN+(cfrep(f))/(1+i)^f;
end
```

Esta forma de definir el índice **f** es para evitarnos errores. Con el comando **max(size(cfrep))** conseguimos que el programa no deje de hacer iteraciones hasta que no llegue al final del vector **cfrep**, incluyendo la última componente del mismo.

Como puede observarse, el índice **f**, además de para recorrer el vector **cfrep** nos sirve como exponente para el término de actualización del valor del dinero.

En cada iteración se va actualizando el valor del **VAN**.

Una vez realizado todo esto, el programa ya nos da el valor del VAN en cada iteración, es decir, obtenemos un valor de dicha variable para cada proyecto de repotenciación realizado cada uno de ellos en un año diferente.

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Características de las máquinas de Sotavento, www.sotaventogalicia.com.
- [2] Antonio Colmenar Santos, Severo Campiñez Romero, Clara Pérez Molina, Francisco Mur Pérez (2015). *Repowering: An actual possibility for wind energy in Spain in a new scenario without feed-in-tariffs*. En Renewable and SustainableEnergyReviews.
- [3] Banco de España, www.bde.es.
- [4] Comisión Nacional de Energía (CNE), www.cne.es.
- [5] The European Wind Energy Association (EWEA), www.ewea.org.
- [6] Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA), www.appa.es.
- [7] Andrés S. Suárez. *Opciones Reales*.
- [8] ENERCON, www.enercon.de.
- [9] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado (25 de mayo de 2007).*Real Decreto 661/2007*, www.boe.es.
- [10] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado (2013).*Real Decreto 9/2013*, www.boe.es.
- [11] Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), www.omie.es.
- [12] Till Zimmermann (2012). *Assessing repowering and update scenarios for wind energy converters*. Proceedings of ECOS 2012 - The 25TH International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems. Perugia, Italy.
- [13] Chenlo Lou (2014). Economic decision making of renewable power producers under uncertainty. Iowa.
- [14] Euroserv'ER, www.euroserv-er.org.
- [15] Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE), Gobierno de España, www.idae.es.
- [16] Shuangwen (Shawn) Sheng (Junio 213).*Report on Wind Turbine Subsystem Reliability – A Survey of Various Databases*. NationalRenewableEnergyLaboratoy (NREL).
- [18] Ignacio Cruz (2012). *El futuro de la energía: avances tecnológicos y perspectivas*. Centro de Investigaciones Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT).
- [19] Teresa Alameda (Diciembre 2014). *Vortex, un molino de viento sin palas*. MyTechnologyReview, www.technologyreview.es.
- [20] Asociación Empresarial Eólica (AEE), www.aeeolica.org.

