



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR  
DE INGENIEROS DE CAMINOS,  
CANALES Y PUERTOS



# ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO EN EL T.M. EL PERELLÓ (TARRAGONA)

**Memoria**

**Trabajo final de grado**

*Titulación:* Grado en Ingeniería de Obras Públicas

*Curso:* 2014/15

*Autor:* Guillén Gonzalvo, Ignacio

*Tutor:* Pérez Martín, Miguel Ángel

*Valencia, junio de 2015*

# ÍNDICE

1.- INTRODUCCIÓN.....	3
1.1- RESEÑA HISTÓRICA: ORÍGENES Y EVOLUCIÓN DE EXPLOTACIÓN DEL RECURSO EÓLICO. ....	6
1.2- SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA. POTENCIA INSTALADA .....	8
1.3- SECTOR DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA .....	11
2.- MEMORIA JUSTIFICATIVA.....	13
2.1-OBJETIVOS PRINCIPALES DEL PROYECTO .....	13
2.2-MÉTODO DE DESARROLLO Y ANÁLISIS .....	14
3.- MEMORIA DESCRIPTIVA .....	17
3.1.-DATOS DE PARTIDA .....	17
3.2.- UBICACIÓN DEL PARQUE .....	18
3.3.- ANÁLISIS DEL RÉGIMEN DE VIENTOS.....	21
3.4.- ESTUDIO TÉCNICO.....	23
3.4.1.- CURVA DE POTENCIA CORREGIDA .....	23
3.4.2.- CÁLCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA .....	24
3.4.3.- DISEÑO DEL PARQUE: TIPO Y NÚMERO DE AEROGENERADORES .....	25
3.5.- ESTUDIO ECONÓMICO.....	26
3.5.1.- ESTRUCTURA DE COSTES E INGRESOS .....	27
3.5.2.- AMORTIZACIÓN DEL PRÉSTAMO .....	29
3.5.3.- INDICADORES ECONÓMICOS ESTUDIADOS .....	30
3.5.4.- CUENTA DE RESULTADOS PROVISIONALES Y FLUJOS DE CAJA .....	32
3.6.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA VIABILIDAD DEL PROYECTO .....	33
3.6.1.- INFLUENCIA DEL PRÉSTAMO.....	33

3.6.2.- INFLUENCIA DE LOS TIPOS DE INTERÉS.....	35
3.6.3.- VARIACIÓN DEL PRÉSTAMO EN FUNCIÓN DE LA ECONOMÍA DEL INVERSOR .....	36
4.- CONCLUSIONES .....	39
5.- REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	40
6.- ANEJOS	
6.1.- ANEJO I: RESULTADOS DEL ESTUDIO TÉCNICO	
6.2.- ANEJO II: RESULTADOS DEL ESTUDIO ECONÓMICO	
7.- PLANOS	
7.1.- DISPOSICIÓN DE AEROGENERADORES E-82	
7.2.- DISPOSICIÓN DE AEROGENERADORES E-101	

# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Potencia instalada por país a nivel europeo.....	10
Tabla 2. Recurso eólico de la zona por direcciones del viento.....	19
Tabla 3. Pérdidas en la producción que se aplicaran a los aparatos.....	26
Tabla 4. Costes de inversión que se aplicarán al estudio económico.....	27
Tabla 5. Desglose de costes de la obra civil.....	27
Tabla 6. Desglose de costes de la instalación eléctrica.....	27
Tabla 7. Costes de gestión que se aplicaran en estudio económico.....	27
Tabla 8. Desglose de costes de ingeniería.....	28
Tabla 9. Costes de funcionamiento que se aplicaran en el estudio económico.....	28
Tabla 10. Desglose de costes del impuesto sobre la producción de energía eléctrica.....	28
Tabla 11. Desglose de costes del impuesto sobre bienes e inmuebles (IBI).....	28
Tabla 12. Desglose de costes de la ocupación del terreno.....	28
Tabla 13. Duración de los pagos para el flujo de caja.....	32
Tabla 14. Resultados de los indicadores económicos correspondientes a la alternativa escogida.....	33

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura1. Equipo conversor de Paul La Cour.....	6
Figura2. Aerogenerador de tres palas de Juul.....	7
Figura 3. Potencia eólica instalada a nivel global durante los últimos 17 años.....	8
Figura 4. Ranking mundial de potencia instalada en 2014 y acumulativa hasta 2014.....	9
Figura5. Mapa de la potencia total instalada por tipo de central eléctrica y CCAA.....	10
Figura 6. Potencia instalada por tipo de central en la península a 31/12/2013.....	11
Figura 7. Cobertura de la demanda a nivel nacional por tipo de central.....	11
Figura 8. Potencia total instalada desde 2009 a 2013 en régimen especial.....	12
Figura 9. Distribución de Weibull.....	14
Figura 10. Mapa geográfico junto con la capa de recurso eólico de la zona de estudio.....	18
Figura 11. Rosas de los vientos de potencia, velocidad y frecuencia de la zona de estudio....	19
Figura 12. Mapa de la red eléctrica española en la zona de estudio.....	20
Figura 13. Croquis de la línea eléctrica aérea.....	21
Figura 14. Expresión matemática para la corrección de la velocidad respecto a la altura y a la rugosidad del terreno.....	22
Figura 15. Corrección del parámetro “C” de Weibull mediante velocidad corregida y parámetro de forma “K” .....	23
Figura16. Probabilidad acumulada y función de densidad por intervalos de velocidad correspondientes al modelo E-48.....	23
Figura17. Expresión matemática de la corrección de la densidad del aire en función de la Tª y altura sobre el terreno.....	24
Figura18. Curvas de potencia del aparato E-48 normal y corregida.....	24
Figura 19. Expresión matemática para el cálculo de la producción.....	24
Figura20. Producción por velocidades del aparato E-48.....	25
Figura21. Expresiones matemáticas del factor de utilización y horas equivalentes.....	25
Figura22. VAN y TIR con un préstamo correspondiente al 90% del proyecto empresarial.....	34

Figura23. VAN y TIR con un préstamo correspondiente al 70% del proyecto empresaria.....	34
Figura24. VAN y TIR con una tasa de interés en el préstamo del 5%.....	35
Figura25. VAN y TIR con una tasa de interés en el préstamo del 6%.....	36
Figura26. VAN y TIR de la solución adoptada con las modificaciones financieras 1.....	37
Figura27. VAN y TIR de la solución adoptada con las modificaciones financieras 2.....	38

# 1.- INTRODUCCIÓN

## 1.1- RESEÑA HISTÓRICA: ORÍGENES Y EVOLUCIÓN DE EXPLOTACIÓN DEL RECURSO EÓLICO.

La explotación del viento como recurso no es algo que viene de hace tres días. Dicho recurso ya se empezó a utilizar en la época de los primeros barcos de vela que surcaban los mares en la antigüedad.

Muy pronto, el recurso eólico comenzó a ser utilizado por instalaciones inmóviles, por ejemplo, el molino de viento que, según se dice, comenzó a utilizarse por los persas hacia el año 200 a.C. para moler el grano.

Sin embargo, aunque los fines sean distintos, el mecanismo de funcionamiento del primer molino persa y el de los actuales aerogeneradores es bastante similar: las palas del molino captan el viento y transmiten su energía de giro a través del eje rotor para, de esta manera, alcanzar el fin deseado (moler grano en el primer caso y producir electricidad en el segundo).

No obstante, el segundo fin no fue posible hasta finales del siglo XIX, cuando Poul la Cour, un meteorólogo danés, construyó la primera turbina eólica generadora de energía eléctrica del mundo. Esta turbina generaba la electricidad para producir electrólisis y generar el hidrógeno necesario para hacer funcionar las lámparas de gas de su escuela.



Figura 1. Equipo conversor de Poul La Cour.

El descubrimiento fue tan asombroso que durante el siglo pasado, un gran número de empresas adoptaron este método en el país, llegando a cubrir un 3% de la producción de energía eléctrica de Dinamarca.

Más tarde, durante la década de los años 50 del siglo pasado, un discípulo de La Cour, Johannes Juul, instaló definitivamente lo que se conoce como molino de tres palas, el cual funcionó durante 11 años sin mantenimiento alguno en la costa de Gedser, al sur de Dinamarca. Esta forma de obtener el recurso dio un impulso significativo debido a la crisis del petróleo de los años 70 y, los resultados arrojados por el aparato fueron tan prometedores que, en 1975, la NASA adquirió el equipo completo para su estudio en el marco del desarrollo del programa eólico de EEUU.



Figura 2. Aerogenerador de 3 palas de Juul.

En la actualidad, la industria eólica ha alcanzado un enorme desarrollo gracias al empleo de nuevos materiales, más resistentes y adecuados, que nos permiten construir molinos a unas alturas increíbles (sobre unos 130 metros) con unas palas de diámetro de barrido de unos 100 metros. Una cantidad oportuna de este tipo de aparatos, unida a unas condiciones de viento favorables, pueden obtener energía eléctrica suficiente como para dejar de lado los métodos convencionales de obtención de la misma, que son infinitamente más perjudiciales, tanto para el medio como para los seres vivos que cohabitamos en el planeta.



## 1.2- SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA. POTENCIA INSTALADA

- A NIVEL MUNDIAL

2014 ha sido un nuevo año récord para la industria eólica. Por primera vez en la historia se ha producido un incremento de un año a otro de más de 50 GW de potencia instalada a nivel global. Más de 51 GW han sido traídos en línea durante dicho año cuando en 2013 la cifra apenas alcanzó los 35 GW.

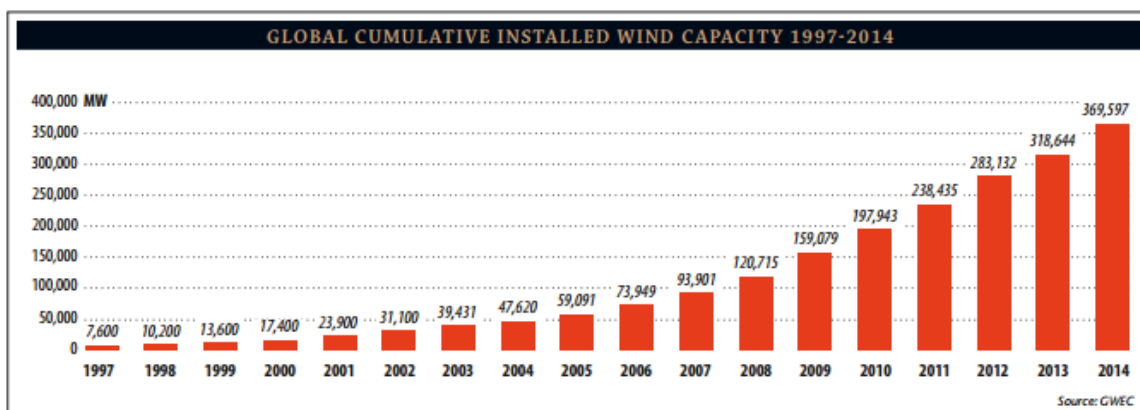


Figura 3. Potencia eólica instalada a nivel global durante los últimos 17 años.

La nueva cifra de potencia instalada a finales de 2014 ha sido de 370 GW. Esto ha supuesto un incremento de mercado de más del 16%.

A finales de 2013, las expectativas de crecimiento del mercado eólico a nivel global eran inciertas. La fuerte crisis económica que se vive en Europa y la incertidumbre política en Estados Unidos fueron dos aspectos que dificultaron la estimación de las proyecciones de mercado para el año siguiente, pero nadie se esperó el crecimiento dramático del mercado chino.

Actualmente, China es el país con mayor potencia instalada del mundo. En 2014, cruzó la marca de los 100.000 MW instalados en su territorio, añadiendo otro jalón más a su ya excepcional desarrollo en energías renovables desde 2005. De hecho, Asia alcanzó a Europa a finales del pasado año como la región con mayor capacidad de viento desplegada.

En los dos siguientes gráficos, podemos observar el ranking de países con mayor potencia instalada a fecha de diciembre de 2014 (izquierda) y aquellos que mayor potencia han instalado durante el pasado año (derecha).

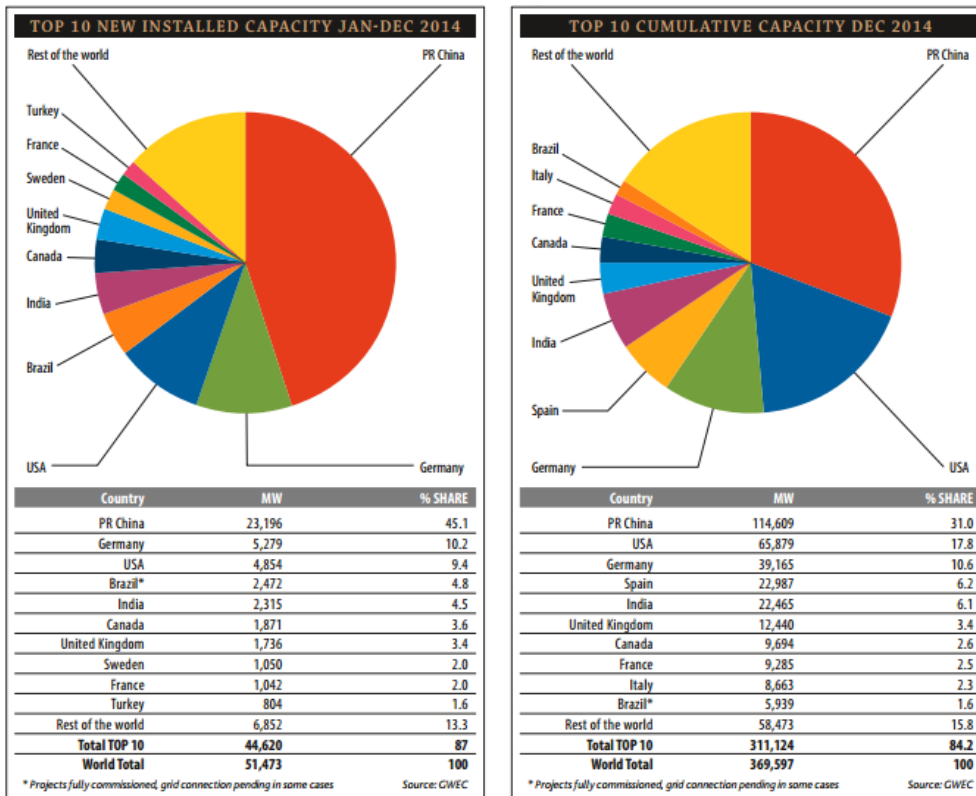


Figura 4. Ranking de potencia instalada en 2014 (izquierda) y acumulativa hasta 2014 (derecha).

- A NIVEL EUROPEO

A lo largo del año 2014, 12.848 MW de potencia eólica fueron instalados en Europa. La industria de energía eólica Europea instaló mucha más capacidad que las de carbón y gas sumadas a lo largo del año.

A día de hoy, Europa cuenta con una con una capacidad total instalada de 130GW y el viento cubrió el 8% del total de la demanda de energía eléctrica a finales de 2013. Alemania y Reino Unido conforman el 59.5% del total de la potencia instalada en 2014, con 5.279 y 1736 MW respectivamente seguidos desde lejos por Francia (1042 MW) y Suecia.

Por otro lado, en mercados en los que la crisis ha afectado más como es el caso de España e Italia la potencia instalada ha sido muy inferior.

En la siguiente tabla podemos observar la potencia eólica total instalada (GW) en Europa a finales del año 2014.



### 1.3- SECTOR DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA

Según el informe realizado por la Red Eléctrica de España durante el año 2013, la potencia total instalada en el sistema eléctrico peninsular español fue de 102.395 MW, 699 MW más que en el año anterior. El aumento ha sido menor, pero se ha localizado fundamentalmente en los sectores eólico (237MW) y solar (resto).

Tal y como podemos comprobar en el siguiente gráfico circular, la energía eólica se sitúa en segundo lugar en cuanto a potencia total instalada se refiere con un 22.3%, únicamente por debajo de la procedente de centrales de ciclo combinado (24.8%).



Figura 6. Potencia instalada por tipo de central en la península a 31/12/2013.

Además, en cuanto a la cobertura de la demanda anual, la eólica también juega un papel importante con una cuota del 21.2%, subiendo un 3% con respecto al año anterior y se sitúa por primera vez a la cabeza junto con la energía nuclear (la cual ha descendido considerablemente) sumando un 42.4% de la demanda peninsular.

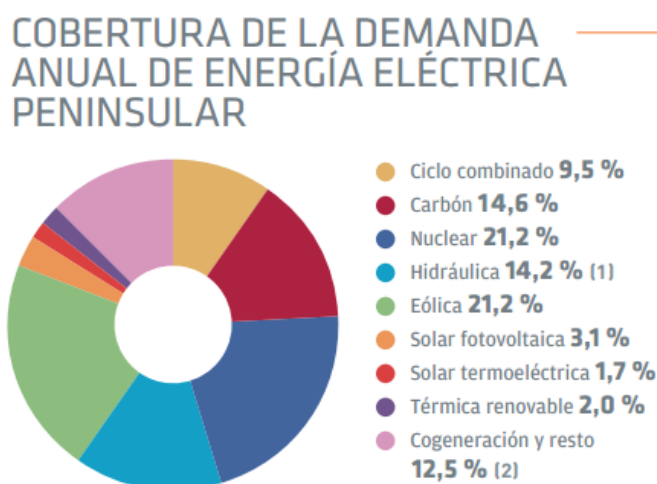


Figura 7. Cobertura de la demanda a nivel nacional por tipo de central.

También se puede medir la inmensa evolución de la energía eólica comparándola con el resto de formas de obtención que el Sistema Eléctrico Español incluye dentro del régimen especial.

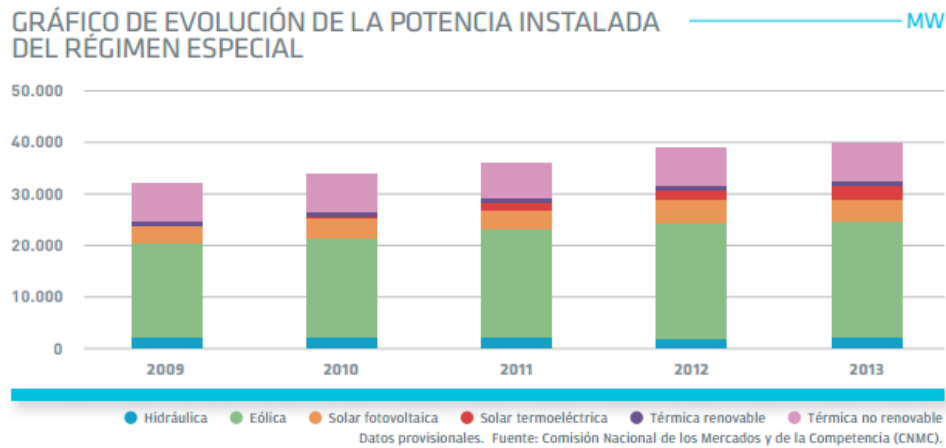


Figura 8. Potencia total instalada desde 2009 a 2013 en régimen especial.

Queda evidente, no sólo que la eólica es la que mayor potencia instalada aporta al sistema con diferencia, sino que también va incrementándose año a año llegando a ocupar casi un 60% de la misma.

En conclusión, se puede asegurar que el sector eólico es y va a seguir siendo una parte importante a la hora de obtener de energía en nuestro país. Además, se ha podido ver que evoluciona, en mayor o menor medida cada año, siendo la segunda en el ranking nacional de potencia instalada y la primera en cuanto a cobertura de la demanda anual.

De la misma manera, las fuentes de obtención de energía convencionales van perdiendo el protagonismo poco a poco. Por lo que nos hace pensar que se está dando un paso hacia adelante con las fuentes de energías renovables, las cuales obtienen el mismo beneficio con la salvedad de que contribuimos a un desarrollo sostenible.

## 2.- MEMORIA JUSTIFICATIVA

### 2.1-OBJETIVOS PRINCIPALES DEL PROYECTO

A lo largo de los cursos de grado, nos han ido enseñando diferentes tipos de métodos constructivos (cálculos, materiales,...), sin embargo, se ha echado de menos la realización de estudios de viabilidad, tanto técnica como económica que, bajo mi punto de vista, es de los aspectos más importantes, por no decir el que más, en el sector de la construcción.

El objetivo principal de este Trabajo Final de Grado es el análisis de la principal fuente de energías renovables en el país, la energía eólica, y dentro de ella la forma más común e implantada en el mundo, el campo eólico terrestre u on-shore, siendo este tanto rentable como sostenible.

La primera etapa para llevar a cabo el análisis es seleccionar dentro del territorio nacional un lugar cuyo régimen de vientos sea lo suficientemente bueno como para asegurar, en un principio, que el proyecto sea rentable además de constituir una buena zona que permita una distribución de aparatos al menos decente.

Posteriormente, con esos datos de partida se trabajará con una serie de modelos de aerogeneradores, de diferentes tamaños y potencias para comprobar cómo se comportan frente a las condiciones de viento establecidas.

A continuación, bajo los resultados de energía producida, factor de utilización y horas equivalentes se seleccionarán aquellos aparatos que arrojen resultados más positivos y se les pasará un estudio económico exigente obtenido de diferentes libros y documentos relacionados con la energía eólica, en el cual se valorará la inversión total de la obra sobre el terreno, gastos de gestión y funcionamiento año tras año de cada alternativa mediante dos formas: con una financiación con grado de apalancamiento y tipo de interés determinados y sin financiación, comparando los resultados obtenidos en cada caso.

Finalmente, dado que la mayoría de este tipo de proyectos van al límite en cuanto a viabilidad, con el estudio económico ya completo se llevará a cabo un análisis de sensibilidad de diferentes parámetros económicos con la solución adoptada, ya sea para el caso en el que nos financia el banco, donde se verá la evolución del Valor Anual Neto (VAN), el pay-back y los ratios inversores B/C+I y B-C/I y cuando no tengamos financiación VAN, Tasa Interna de Retorno (TIR), pay-back y ratios globales frente a subidas y bajadas tanto del tipo de interés como del grado de apalancamiento.

## 2.2-MÉTODO DE DESARROLLO Y ANÁLISIS

En el siguiente apartado se van a exponer los procedimientos matemáticos seguidos para la obtención de resultados.

- ANÁLISIS DEL RÉGIMEN DE VIENTOS

Primeramente, se han obtenido datos eólicos del área de estudio, es decir, datos que asocian a una determinada dirección una frecuencia, una velocidad, una potencia y unos parámetros de Weibull que se representarán en gráficos circulares que darán información sobre los vientos predominantes de la zona.

Adicionalmente, se han obtenido datos de velocidad media y parámetros de Weibull anuales y a diferentes alturas, que son los que se emplearán para el estudio.

La función matemática más utilizada en el análisis para la implantación de campos eólicos es la Distribución Weibull. Se trata de una función de densidad de probabilidad, la cual permite modelar la distribución en el tiempo de diferentes variables aleatorias, en nuestro caso, la frecuencia de ocurrencia de velocidades del viento en un sitio dado.

Su expresión matemática es la siguiente:

$$f(x; \lambda, k) = \begin{cases} \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-(x/\lambda)^k} & x \geq 0 \\ 0 & x < 0 \end{cases}$$

Figura 9. Distribución Weibull.

Donde:

$f(x; \lambda, k)$  = función de densidad de probabilidad Weibull.

$k$  = parámetro de forma.

$\lambda$  = parámetro de escala (m/s), valor muy próximo a la velocidad media.

$x$  = velocidad del viento (m/s).

Tal y como podemos observar, la función depende de dos parámetros ( $\lambda$ ,  $k$ ).

- ESTUDIO TÉCNICO: FUNCIÓN DE DENSIDAD, CURVA DE POTENCIA CORREGIDA Y PRODUCCIÓN UNITARIA.

Se parte de la velocidad media anual a 80 y 100 metros que es corregida en función de la altura más próxima a la que le queramos dar al aparato según el caso.

Con el dato de la velocidad corregida con la altura y el parámetro  $k$ , el cual mantendremos constante, obtenemos el valor  $\lambda$  ( $C$  en algunos casos) corregido para obtener de manera definitiva la función de densidad de Weibull asociada a un número de horas anuales en intervalos de 1m/s.

A continuación, trabajaremos la curva de potencia del aerogenerador, la cual también va a ser corregida de la siguiente forma: partimos de una densidad inicial  $\rho=1.225$  kg/m<sup>3</sup>. que debe ser modificada dado que esta disminuye con la altura. Por ello, con la altitud total del aparato y la  $T^a$  media anual de la zona obtenemos un nuevo valor de densidad y con él, la curva de potencia corregida de cada aparato.

Acto seguido, el cruce de ambos gráficos obtenidos nos dará la producción anual del aerogenerador según el caso y con ella obtendremos los valores del factor de utilización y nº de horas equivalentes.

Finalmente, se seleccionarán aquellos aparatos que den una producción buena junto con factor de utilización y horas equivalentes óptimos, dando por finalizada la parte técnica del estudio con la configuración de los aerogeneradores en nuestra zona y para pasarles el estudio económico.

- ESTUDIO ECONÓMICO

Con los aparatos técnicamente viables, procedemos con el estudio económico, el cual consta de las siguientes partes:

- ESTRUCTURADE COSTES:

Dividiremos los costes en tres apartados: inversión, gestión y funcionamiento.

INVERSIÓN: entenderemos como tal la cantidad monetaria que el inversor debe depositar en concepto de presupuesto de ejecución material unido a los gastos generales de la empresa y beneficio industrial.

GESTIÓN: abarca la cantidad a desembolsar en concepto de licencias, tasas, salarios,... para que se pueda comenzar la obra.

FUNCIONAMIENTO: gastos que se generan anualmente en concepto de desgaste de aparatos, sueldos a operarios, impuestos, etc.

- FINANCIAMIENTO

Se comprobará la rentabilidad del parque en dos casos:

- Con financiación: se supondrá la petición de un préstamo con un grado de apalancamiento del 80% de los costes de inversión más gestión añadiendo la partida de ocupación de terrenos, un 20% de capital aportado por socios y un



tipo de interés del 4% a devolver en 15 años.

- Sin financiación: no se pide préstamo alguno y se comprobará el año a partir del cual nos llega la rentabilidad.

- FLUJO DE CAJA E INDICADORES ECONÓMICOS

Se planteará un flujo de caja atendiendo a las condiciones del apartado con y sin financiación y se comentarán los resultados obtenidos de VAN, Ratios, TIR y el pay-back de proyecto, decidiendo tipo de aerogenerador y configuración del parque considerados económicamente mejores.

- ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Por último, con el parque ya definido, alteraremos las condiciones del préstamo para observar las variaciones económicas ante dichos cambios. Los indicadores a variar serán: el grado de apalancamiento y el tipo de interés que nos pone el banco y se prestará especial atención en los indicadores VAN, TIR, y pay-back o año de retorno simple de la inversión.

## 3.- MEMORIA DESCRIPTIVA

### 3.1.-DATOS DE PARTIDA

Los datos de partida para dar comienzo al estudio son los siguientes:

#### ESTUDIO TÉCNICO

- Tabla de velocidades, frecuencias, potencias y parámetros de Weibull para la obtención de rosas de los vientos que darán las direcciones predominantes de los mismos.
- Velocidad media del viento en el emplazamiento escogido a unas alturas de 80 y 100 metros con sus respectivos parámetros C y k de Weibull. Dichos datos se extrapolarán a la altura que alcance cada uno de los aparatos.
- Las curvas de potencia de 5 aerogeneradores del catálogo ENERCON, que serán corregidas con los datos anteriormente citados, obteniendo gráficos de función de densidad, potencia corregida y producción para escoger los aparatos que mayor rendimiento aporten, ubicando su disposición en el área de estudio.

#### ESTUDIO ECONÓMICO

- En el caso de que nos financie el banco, las características del préstamo serán: un grado de apalancamiento del 80% sobre los gastos de inversión + gestión contando además con la partida de ocupación de terrenos, el 20% restante será capital aportado por socios y una tasa de interés del 4%, cuota fija y a amortizar en 15 años.
- Se realizará una valoración monetaria de todas las partes que constituyen la obra así como de las tasas, licencias y operaciones de mantenimiento convenientes.
- El precio de la energía (por MW) será fijado en 45€. Dado que este valor suele variar entre 40-50€.
- Con los resultados obtenidos se dibujarán flujos de caja y se evaluarán los indicadores económicos correspondientes a cada caso.

## ESTUDIO DE SENSIBILIDAD

- Los parámetros que van a ser sometidos al estudio de sensibilidad serán: grado de apalancamiento y tipo de interés para observar los cambios de VAN, TIR y pay-back de la solución escogida.

### 3.2.- UBICACIÓN DEL PARQUE

En el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía existe una aplicación que permite la obtención de los datos correspondientes al recurso eólico de la zona que se desee.

Las pautas generales a seguir son: velocidades de viento altas, buenas condiciones orográficas y, si es posible, una distancia que sea lo menor posible a una subestación para introducir la energía eléctrica a la red.

En nuestro caso, la zona seleccionada ha sido Cataluña, concretamente en una cadena montañosa situada entre los términos municipales de El Perelló y Tortosa (provincia de Tarragona). He aquí un mapa de la zona de estudio junto con la tabla de datos con la que se observarán las direcciones de viento predominantes con gráficos circulares:

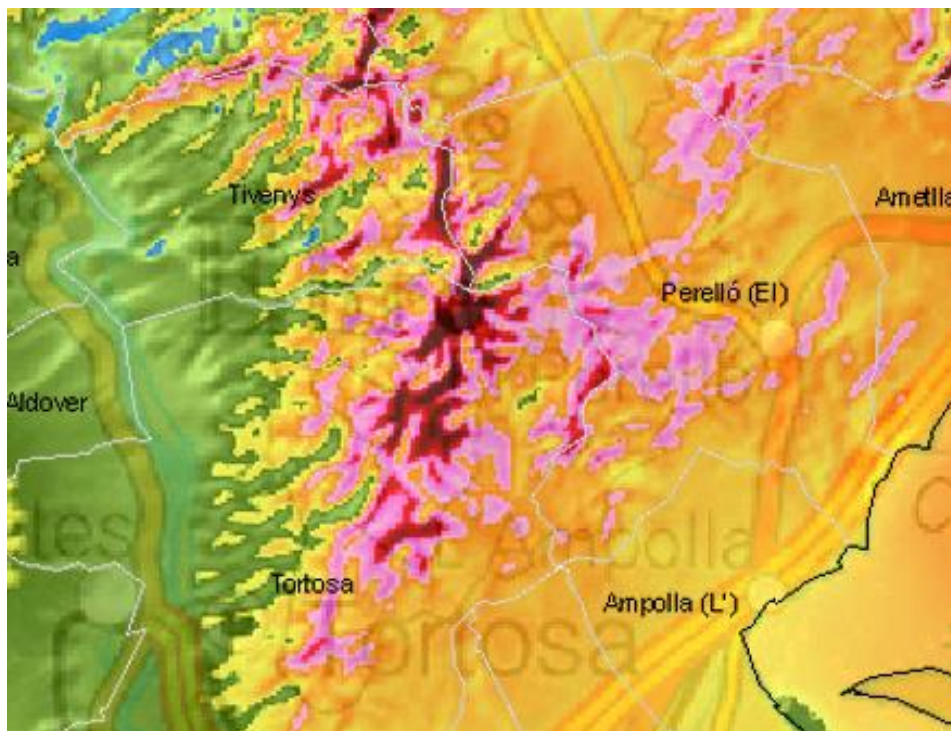


Figura 10. Mapa geográfico junto con la capa de recurso eólico de la zona de estudio.

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	2,23	4,745	0,19	5,238	2,12
NNE	1,41	4,698	0,12	5,088	1,872
NE	1,92	6,197	0,42	6,756	1,79
ENE	4,19	8,835	2,38	9,664	1,973
E	5,16	7,478	1,9	8,285	1,927
ESE	4,48	5,39	0,47	5,805	2,312
SE	5,6	5,229	0,46	5,505	2,672
SSE	6,64	5,504	0,7	5,944	2,633
S	6,09	6,187	0,92	6,692	2,553
SSW	4,38	6,159	0,74	6,724	2,236
SW	3,01	6,406	0,55	6,938	2,302
WSW	1,86	5,03	0,19	5,473	2,041
W	1,83	5,808	0,32	6,478	1,935
WNW	11,93	12,479	18,25	13,94	2,205
NW	32,85	13,779	70,35	15,982	2,423
NNW	6,42	7,639	2,05	8,317	2,252

Tabla 2. Recurso eólico de la zona por direcciones de viento.

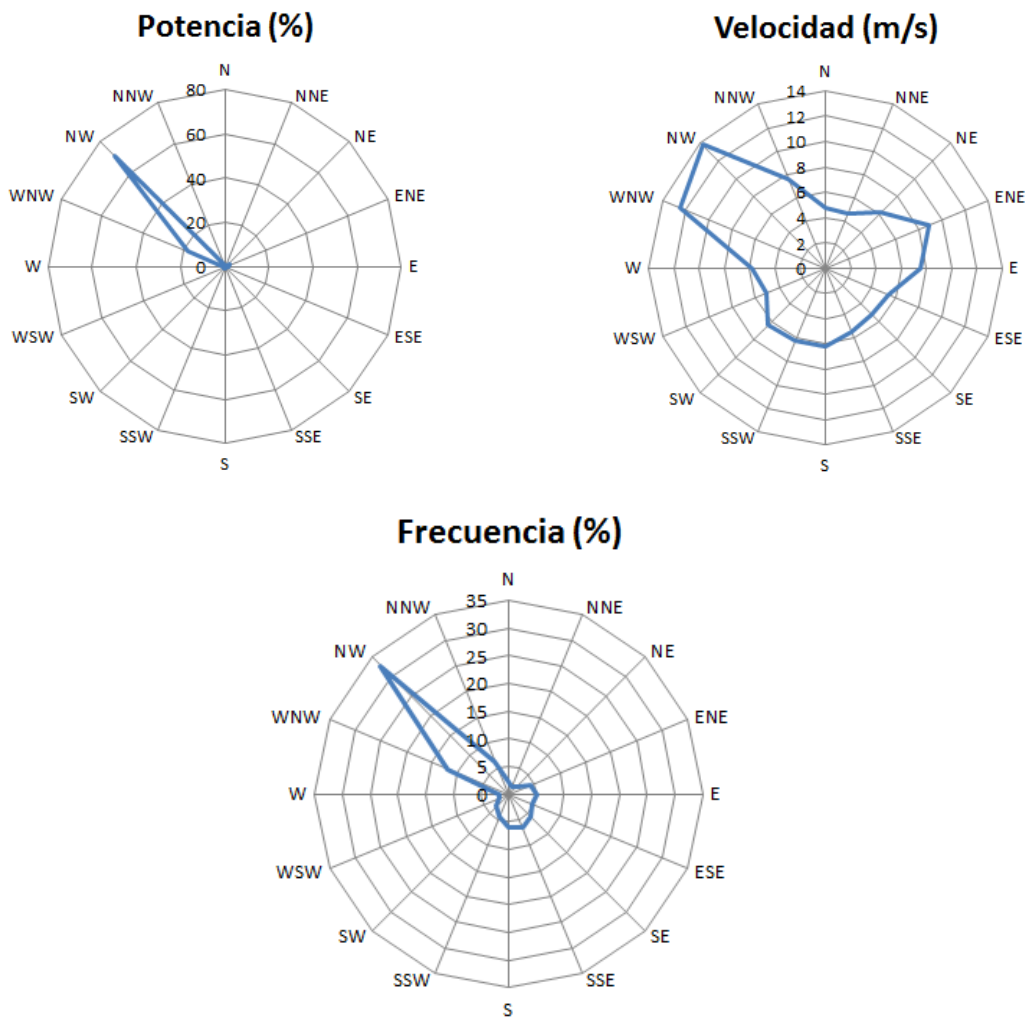


Figura 11. Rosas de los vientos de potencia, velocidad y frecuencia asociadas a la tabla anterior.

Se puede observar con claridad que la dirección predominante de los vientos en esta zona es la Noroeste. Por ello, los aparatos se orientarán a esa dirección.

Esta ubicación cumple de forma óptima las condiciones que se han establecido arriba:

- Las velocidades medias anuales son suficientemente altas como para implantar un parque.
- Las condiciones orográficas son muy favorables dado que la dirección a la que más viento sopla es desde el NW y el sistema montañoso escogido está orientado en perpendicular a dicha dirección, lo que nos da mayor flexibilidad a la hora de colocar aparatos.
- El problema principal es la línea de interconexión, la cual está a una distancia de 4.3 km de nuestro parque. El problema no viene por la distancia, sino por el tipo de línea a la que se va a conectar el sistema. Se trata de una línea de 400 KV. Por ello, una vez producida la electricidad en el parque, se le incrementará la tensión a esta para evitar el mayor número de pérdidas en su recorrido hacia el punto de conexión. Esto obliga a utilizar un tipo de línea aérea para su transporte de mayor calidad, generándole un sobre-coste a la obra a tener en cuenta.



Figura 12. Mapa de la Red Eléctrica Española en la zona de estudio.

Por ello, la línea aérea que conecta la subestación del parque con la línea de red, con una longitud total de 4.3 Km, sería la siguiente:



Figura 13. Cróquis de la línea eléctrica desde subestación del parque hasta conexión a la red.

### 3.3.- ANÁLISIS DEL RÉGIMEN DE VIENTOS

Para la caracterización del viento se usa la ley de densidad de probabilidad de Weibull, la cual modeliza la distribución de la velocidad del viento. Se va a obtener dicha ley a partir de los datos obtenidos del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

Hay diversos factores que alteran las características del viento. A alturas inferiores a 1.000 metros, la velocidad se ve influenciada por varios efectos:

- Variación de la velocidad del viento con la altura debido a la rugosidad del terreno.
- Influencia del relieve del terreno.
- Influencia de obstáculos.

A continuación se expondrán los métodos de cálculo adecuados para predecir y evaluar la influencia de estos factores sobre el viento.

Partiremos de la expresión de la ley de distribución de Weibull:

$$f(x; \lambda, k) = \begin{cases} \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-(x/\lambda)^k} & x \geq 0 \\ 0 & x < 0 \end{cases}$$

$f(x; \lambda, k)$  = función de densidad de probabilidad Weibull.

k = parámetro de forma.

C = λ = parámetro de escala (m/s), valor muy próximo a la velocidad media.

x = velocidad del viento (m/s).

Los datos de partida son los medios anuales:

	80m.	100m.
Velocidad (m/s)	9.49	9.66
Weibull C (m/s)	10.69	10.83
Weibull K	1.869	1.841

Donde el parámetro de forma k se considerará constante, la velocidad será corregida con la altura del aparato y la rugosidad del terreno y el parámetro de escala C con la velocidad ya corregida y el parámetro k.

- CORRECCIÓN DE LA VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO

Si se conoce la rugosidad del terreno y la velocidad del viento U1, la velocidad del viento U2 a una altura h2 puede hallarse mediante la siguiente fórmula:

$$U2 = U1 * \frac{\ln(h2/z0)}{\ln(h1/z0)}$$

Figura 14. Expresión matemática para la corrección de la velocidad respecto a la altura y a la rugosidad del terreno.

Dónde:

h = altura sobre el nivel del suelo (m)

U1 = velocidad del viento a la altura 1 (en nuestro caso 80 y 100 metros).

U2 = velocidad del viento a la altura 2 (a donde se quiera obtener).

z0 = rugosidad del terreno.

Conocidas las velocidades medias a 80 y 100 metros y la rugosidad del terreno se obtendrá las velocidades correspondientes a la altura deseada.

- CORRECCIÓN DEL PARÁMETRO DE ESCALA C

El parámetro de escala C es corregido mediante la siguiente fórmula en la que intervienen la velocidad anteriormente corregida y k.

$$C = \frac{v}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$

Figura 15. Corrección del parámetro "C" de Weibull mediante velocidad corregida y parámetro de forma "K".

Una vez calculados los valores y tomando intervalos de velocidades de 1 m/s. obtenemos la función de probabilidad acumulada y de densidad de cada aparato. He aquí un ejemplo de las mismas:

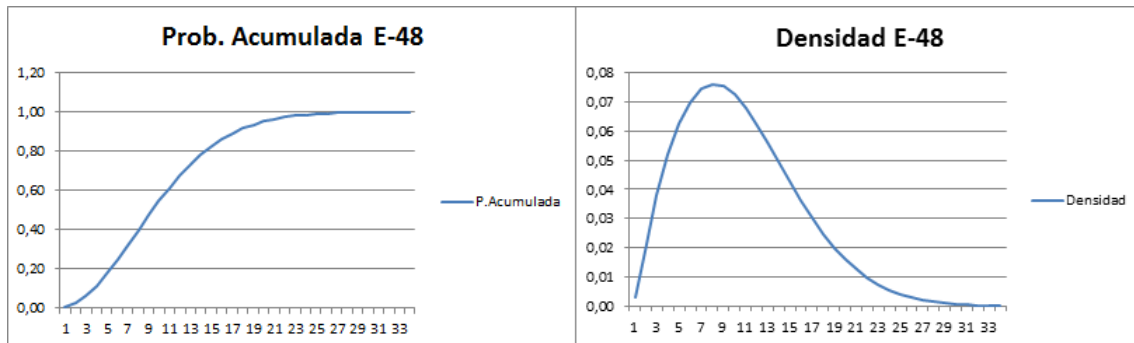


Figura16. Probabilidad acumulada y función de densidad por intervalos de velocidad correspondientes al modelo E-48.

La primera acumula la probabilidad intervalo a intervalo, es decir, nos da la probabilidad de que el viento sople a una velocidad menor o igual a la del intervalo referido. En cambio, en la función de densidad la probabilidad de no se acumula, siendo para cada intervalo la que es para que se de ese valor.

Finalmente se obtienen el número de horas anuales que se asocian a cada intervalo de velocidad.

### 3.4.- ESTUDIO TÉCNICO

#### 3.4.1.- CURVA DE POTENCIA CORREGIDA

En el catálogo de modelos de ENERCON, se facilitan una serie de fichas técnicas referidas a cada aparato en las que encontramos la potencia que desarrolla cada aerogenerador a una velocidad dada.

Sin embargo, estas potencias deben corregirse dado que la densidad del aire varía con la altura y la Tª del lugar. La expresión con la que se lleva a cabo la corrección es la siguiente:



$$\rho = 1.225 * \left( \frac{288}{T^a + 273} \right) * e^{-\left( \frac{h}{8435} \right)}$$

Figura17. Expresión matemática de la corrección de la densidad del aire en función de la Tª y altura sobre el nivel del mar.

Donde:

$\rho$  = densidad del aire (Kg/m3)

Tª = temperatura (ºC)

h = altura sobre el nivel del mar

Se puede apreciar la diferencia en el gráfico siguiente:

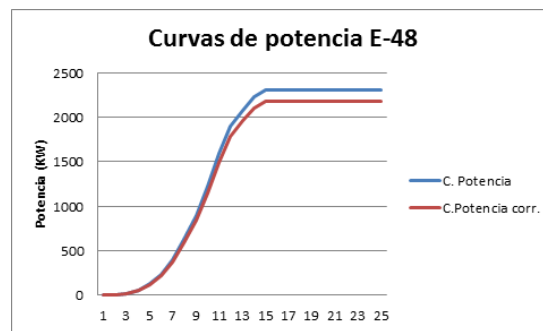


Figura18. Curvas de potencia del aparato E-48 normal y corregida.

### 3.4.2.- CÁLCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA

Una vez halladas las curvas de potencia corregidas de cada aparato con sus funciones de densidad podemos hallar la producción total del aparato mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Prod.} = \sum(P * h)$$

Figura 19. Expresión matemática para el cálculo de la producción.

Donde P es la potencia corregida y h el número de horas que el viento sopla a una velocidad determinada.

Un ejemplo de la curva de producción es la siguiente:

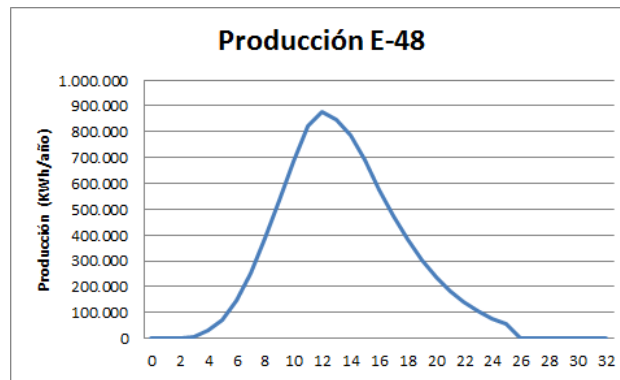


Figura20. Producción por velocidades del aparato E-48

Finalmente, con los resultados obtenidos se calculará el factor de utilización y el número de horas equivalentes con las siguientes fórmulas:

$$F. ut(\%) = \text{Prod.}/(Pnom * 8760)$$

$$heq = \text{Prod.}/Pnom$$

Figura21. Expresiones matemáticas del factor de utilización y horas equivalentes.

### 3.4.3.- DISEÑO DEL PARQUE: TIPO Y NÚMERO DE AEROGENERADORES

Con el estudio técnico concluido, se han destacado dos tipos de aerogeneradores por encima del resto, el E-82 y el E-101.

Dicho esto, se ha procedido a la distribución de aparatos en el terreno con las siguientes condiciones:

- En una misma fila la distancia a respetar será, como mínimo, de 2 diámetros de rotor.
- Entre fila y fila la distancia mínima a respetar estará entre 6-8 diámetros de rotor.

A pesar de respetar las distancias, siempre van a existir una serie de pérdidas que van a afectar nuestra producción. Dichas pérdidas se han tomado de la siguiente tabla:

PÉRDIDAS DEL PARQUE	1 alineación	Varias alineaciones
Sombras de alineaciones	1	0,9
Distancia paralelos	0,995	0,995
Disponibilidad (por averías)	0,98	0,98
Transformador y transporte	0,97	0,97
Mantenimiento subestación	0,999	0,999
Cortes del suministro	1	1
Ajuste de la curva de potencia	0,98	0,98
<b>EFICIENCIA GLOBAL DEL PARQUE</b>	<b>0,926</b>	<b>0,833</b>

Tabla 3. Pérdidas en la producción que se aplicarán a los aparatos.

#### NOTAS:

- Los planos que corresponden a la disposición de aparatos en cada caso se encuentran en el apartado PLANOS del presente trabajo.
- En el ANEJO I de la presente memoria se mostrarán los resultados del estudio técnico que ha llevado a la elección de los dos aparatos mencionados al comienzo de este apartado.
- Asimismo, los resultados tras evaluación de las pérdidas que nos conducirán a una producción neta podrán verse en el ANEJO II.

### 3.5.- ESTUDIO ECONÓMICO

Una vez llegado a este apartado, las dos alternativas correspondientes a los dos aparatos con sus respectivas disposiciones serán evaluadas económicamente.

Con el estudio económico, partimos de una serie de costes estructurados que reflejan la cantidad monetaria del parque (construcción, gestión y funcionamiento). Cabe destacar que algunos apartados han tenido que ser desglosados en apartados más pequeños con el fin de obtener una estructuración más completa.

Una vez evaluados los costes, el estudio se realizará de dos maneras distintas para cada alternativa: con financiación, suponiendo que se pidiera un préstamo al banco; y sin financiación, es decir, sin préstamo. Tal y como se vayan evaluando se irán descartando opciones si se ve con claridad que no son rentables.

Finalmente, se calcularán una serie de indicadores económicos que nos informarán de la rentabilidad o no de la alternativa escogida para el proyecto.

### 3.5.1.- ESTRUCTURA DE COSTES E INGRESOS

- **COSTES DE INVERSIÓN:** contemplan el presupuesto de ejecución material más gastos generales y beneficio industrial.

GASTOS DE INVERSIÓN		
PEM	Aerogeneradores	700,000 € por MW instalado en el parque.
	Obra civil	Constituye los apartados de zapatas, plataformas, zanjas, caminos, señalización y seguridad y salud.
	Subestación del parque	2,000,000 €
	Instalación eléctrica	Constituye instalación de baja tensión en torres, transformadores y red interior del parque.
	Lineas eléctricas de conexión	90 € el metro de línea.
	Subestación de conexión a la red	Se estima compartida con un valor de 330,000 €
	Impacto ambiental	Suponen 2,500 € por aerogenerador instalado en el parque.
	Gastos generales	6% PEM.
	Beneficio industrial	5% PEM+GG.

Tabla 4. Costes de inversión que se aplicarán al estudio económico.

OBRA CIVIL	Zapatas	30.000€ por unidad de 25x12m.
	Plataformas	1.800 € por unidad.
	Caminos	40 € por metro lineal y 5m. De ancho
	Señalización	8.000€ por cada 50MW instalados
	Zanjas	30€ por metro.
	Seg. Y Salud	20.000€ por cada 50 MW instalados

Tabla 5. Desglose de costes de la obra civil.

INST. ELÉCTRICA	Instalación de baja tensión en torres	30.000€/ud
	Transformadores	30.000€/ud
	Red interior del parque	10 € x metro.

Tabla 6. Desglose de costes de la instalación eléctrica.

- **COSTES DE GESTIÓN Y ESTABLECIMIENTO:** lo constituyen impuestos, licencias,..., es decir, todo aquel gasto ineludible a la hora de poner en funcionamiento el parque pero no forman parte del PEM.

GASTOS DE GESTIÓN	
Imp. de construcción, instalación y obra	2.75%PEM
Cuota de ocupación de suelo	2%PEM
Ingeniería	Supone derechos de visado, honorarios de proyecto y dirección de obra
Tasa por licencia de obras	0,6%PEM
Tasa de administracion energética	5%PEM
Licencia de actividad	240 €/MW instalado

Tabla 7. Costes de gestión que se aplicará en el estudio económico.

INGENIERÍA	Derechos de visado	0,5%PEM
	Honorarios de proyecto	0,5%PEM
	Dirección de obra	0,1%PEM

Tabla 8. Desglose de costes de ingeniería.

- **COSTES DE FUNCIONAMIENTO:** forman parte todos los costes anuales del parque, una vez se encuentra en funcionamiento.

GASTOS DE MANTENIMIENTO	
Personal y mantenimiento	Cada operario= 6€/MW producido al año.
Impuesto por la producción de E eléctrica	Incluye el impuesto sobre el valor de la producción, peajes de acceso a la red de distribución y desvíos sobre la producción prevista.
Compensaciones urbanísticas	2500€/MW instalado.
Gastos de promoción	60.000 €
Impuesto de bienes e inmuebles (IBI)	Depende de la base imponible catastral: de 1-9 años el 0,6% y a partir del año 10 el 80% del resultado anterior.
Ocupación de terrenos	Depende de los metros de caminos de servidumbre, zanja y líneas aéreas con sus respectivos apoyos.
Impuesto de actividades económicas (IAE)	0,73€/KW instalado aplicandole un coeficiente de 1,35.

Tabla 9. Costes de funcionamiento que se aplicarán en el estudio económico.

I.P.E. Eléctrica	Impuesto sobre el valor de producción	7% de la Producción anual
	Peajes de acceso	0.5€/MWh producido
	Desvíos sobre la producción	0,25€/MWh producido

Tabla 10. Desglose de costes del impuesto sobre la producción de energía eléctrica.

IBI	Valor del suelo	P instalada x 550 x 0.567€
	Base imponible	(Valor del suelo +20 x 400.015) x 0,5
	1-9 años	0.6% base imponible
	Más de 10 años	0,48% base imponible

Tabla 11. Desglose de costes del impuesto sobre bienes e inmuebles (IBI).

OC. DE TERRENOS	Caminos de servidumbre	1.2€/m2
	Zanjas	1.5€/m2
	Líneas aéreas	3.6€/m.
	Apoyos de líneas aéreas	600€/apoyo

Tabla 12. Desglose de costes de la ocupación de terrenos.

Faltarían por computar dos gastos adicionales:

- Gastos de primer establecimiento: aquellos necesarios para la puesta en marcha, por ejemplo, publicidad, selección de personal, sondeos y estudio de mercado,... que se contemplarán en los dos primeros años del flujo de caja con un monto total de 1.800.000€.
- Impuesto de sociedades: impuesto personal y directo que grava la obtención de renta por parte de las sociedades y demás entidades jurídicas que residan en territorio español. Se computará a partir del segundo año en el flujo de caja y tendrá un valor del 35% en la cuenta de resultados provisional.
- INGRESOS: se tomará un valor de 45€/MW producido tras la aplicación de pérdidas en producción contempladas en el apartado 3.4.3., ya que el precio de la energía suele rondar los 40-50€/MW.

El IVA no ha sido incluido en la estructura de costes e inversión dado que, como ya sabemos, el IVA no es un gasto y, a no ser que salga a devolver tras una gran inversión, se paga y se devuelve lo mismo. Se tendrá en cuenta en el flujo de caja dado que sí lo alterará en el cuarto año tras la inversión en el tercero y con ello la rentabilidad del proyecto.

### 3.5.2.- AMORTIZACIÓN DEL PRÉSTAMO

Una vez ponderados todos los costes, se realizará una doble hipótesis a cada alternativa: con y sin financiación bancaria. Por ello, en caso de que el banco nos conceda un préstamo, las condiciones serán las siguientes:

- Inversión total: costes de inversión más gestión junto a la ocupación de terrenos, que llamaremos proyecto empresarial.
- Importe del préstamo: 80% del proyecto empresarial.
- Capital propio aportado: 20% del proyecto empresarial.
- Tasa de interés: 4%.
- Periodo de devolución: 15 años.

- Anualidad constante.

Se realizará una tabla para cada alternativa con todos los resultados y un gráfico en el que se verá la evolución de la amortización con los intereses cada año.

### 3.5.3.- INDICADORES ECONÓMICOS ESTUDIADOS

En las siguientes páginas se van a mostrar una serie de indicadores que representarán la rentabilidad del proyecto. Se calcularán anualmente para que se pueda observar su evolución a lo largo de la vida útil del proyecto. Los indicadores que se van a estudiar son:

- $B/C+I$  B=Beneficio; C=Coste; I=Inversión
- $B-C/I$  B=Beneficio; C=Coste; I=Inversión
- VAN Valor Anual Neto (Con tasa de actualización del 10%)
- TIR Tasa Interna de Retorno

A continuación se dará una breve descripción de cada uno:

#### $B/C+I$ y $B-C/I$ :

Ambos representan lo mismo a pesar de ser calculados de forma distinta. Es por ello que ambos alcanzan el valor de 1 el mismo año. Este valor en un año cualquiera indica que en ese mismo año los beneficios igualan la inversión realizada. La diferencia radica en el lugar que ocupa la inversión inicial.

El primer indicador agrupa los costes anualmente con la inversión en el denominador. Representa, para cada año, lo que ganamos dividido entre lo que hemos gastado acumulado hasta el momento.

El segundo indicador relaciona los beneficios año a año (ingresos menos gastos acumulados hasta un año concreto) respecto a la inversión inicial.

Tal y como se ha mencionado anteriormente, cuando el coeficiente llega a 1 quiere decir que se ha recuperado todo lo gastado hasta ese momento. En el segundo caso el numerador siempre crece (si se gana dinero) mientras que el denominador se mantiene fijo. Sin embargo, en el primer caso, cuando el número de años es muy alto, el efecto de la inversión se ve minimizado y resulta un indicador que relaciona los ingresos con los costes, acumulados año a año. Por ello tiende a un máximo.

En definitiva, el principal interés que se tiene en estos indicadores es el número de años necesarios para que alcancen el valor 1. Sin embargo, no tiene en cuenta la

depreciación del dinero con los años, aunque para ello ya tenemos otros indicadores.

Estos ratios se calcularán teniendo en cuenta ambas situaciones: situación global del proyecto y punto de vista del inversor (con préstamo).

#### VAN:

El valor anual neto es un procedimiento que te permite calcular el valor presente en un número determinado de flujos de caja futuros, originados por una inversión.

El procedimiento consiste en descontar al momento actual, actualizando mediante una tasa, todos los flujos de caja futuros. De esta manera, se determina la equivalencia en tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y compara dicha equivalencia con el desembolso inicial.

La tasa de actualización es el resultado del producto entre el coste medio ponderado de capital y la tasa de inflación del periodo. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces es recomendable que el proyecto sea aceptado.

En transacciones internacionales es necesaria la aplicación de una tasa de inflación particular, tanto para cobros como para gastos.

El VAN será calculado a partir del flujo de caja sin más que sumar, para un año futuro determinado, los flujos de caja de los años anteriores referidos, mediante la tasa de actualización, al primer año. Esto se consigue aplicando esa tasa de actualización tantas veces como años de diferencia haya entre el año de un valor del flujo de caja y el año cero.

Normalmente un proyecto se considera rentable si el valor obtenido en el flujo de caja es mayor a cero con una tasa de actualización prudente. En el caso de estudio se propondrá una tasa del 10% y si el VAN sale mayor a cero querrá decir que el proyecto arrojará beneficios con una rentabilidad mayor al 10%.

#### TIR:

La TIR o tasa interna de retorno no es más que la tasa de actualización que se debe adoptar en el VAN para que este sea igual a cero, es decir, nos da información acerca de la rentabilidad del proyecto en un año dado.

De esta forma, el año para el cual el TIR es cero es aquel para el que el proyecto es rentable sin tener en cuenta la depreciación del dinero, es decir, con una tasa de actualización del VAN del 0%.

Se trata de un indicador muy importante ya que es invariable de la tasa adoptada pero tiene en cuenta la rentabilidad a largo plazo a diferencia de los ratios B-C-I. Por ello, este indicador tendrá mayor relevancia en el caso de que no nos financie el banco ya



que si se introduce un préstamo en el flujo de caja dicho indicador no es del todo fiable, teniendo que echar mano de los ratios B-C-I para el caso de financiación.

### 3.5.4.- CUENTA DE RESULTADOS PROVISIONALES Y FLUJOS DE CAJA

Ambas tablas se han obtenido bajo las siguientes condiciones:

- Préstamo que abarca el 80% de los gastos del proyecto empresarial con un interés del 4% en un periodo de 15 años con cuota fija.
- IVA = 21%.
- No habrá retribución del Estado en ningún caso.

La distribución anual de pagos y cobros será la siguiente:

CONCEPTO	
<b>PAGOS</b>	
Gastos establec. Promoción	Los 3 primeros años
Gastos primer establecimiento	Los 2 primeros años
Compensaciones urbanísticas	A partir del 3er año
IAE+Imp. Gen. E. eléctrica	A partir del 4º año
IBI	A partir del 2º año
Personal y mantenimiento	A partir del 4º año
Ocupación de terrenos	A partir del 3er año
Impuesto de sociedades	A partir del 3er año
Gastos financieros	Si hay préstamo a partir del 3er año
Amortización del préstamo	
Compra de máquinas y equipos	Se realiza el 3er año
<b>COBROS</b>	
Cobro préstamo	Si hay préstamo a partir del 3er año
Cobro facturas	A partir del 4º año con el parque construido
Retribución	No se considerarán retribuciones del Estado

Tabla 13. Duración de los pagos para el flujo de caja.

- Ingresos anuales: 45€/MW\*h producido.
- Cálculo del VAN con una tasa de actualización del 10%.
- Se considerará como gasto amortizable el PEM con una vida útil de 20 años por lo que se amortizará una cantidad anual del (PEM/20)€.

En definitiva, a no ser que una de las dos alternativas se destaque sobre la otra, obtendremos para cada una dos gráficos de cada punto que se expondrá a continuación:

- Cobros y pagos anuales del flujo de caja.
- Flujo de caja y beneficio financiero acumulados.
- VAN y TIR anuales.

- Comparación anual del TIR con y sin financiación (en este caso solo será un gráfico por alternativa).

Los resultados de las dos alternativas en cuanto a ESTRUCTURA DE COSTES E INGRESOS, AMORTIZACIÓN DEL PRÉSTAMO, CUENTA DE RESULTADOS PROVISIONAL Y FLUJO DE CAJA CON LOS INDICADORES ECONÓMICOS ESTUDIADOS se expondrán en el ANEJO II del trabajo.

### 3.6.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA VIABILIDAD DEL PROYECTO

Tal y como se mencionó en la memoria justificativa los elementos que van a ser objeto del análisis, para la alternativa que ha resultado ser la mejor en el estudio económico, serán los siguientes:

- INFLUENCIA DEL PRÉSTAMO
- INFLUENCIA DEL TIPO DE INTERÉS

La alternativa que mejores datos ha arrojado en el estudio técnico ha sido aquella formada por 10 aerogeneradores E-101 con préstamo bancario y los siguientes resultados de VAN y TIR además de un retorno de la inversión o pay-back de 5 años:

E-101 con préstamo bancario	
TIR	27%
VAN	6.343.137 €

Tabla 14. Resultados de los indicadores económicos correspondientes a la alternativa escogida.

A partir de este momento y con esta alternativa se analizarán los cambios producidos si modificamos los tres puntos destacados arriba.

#### 3.6.1.- INFLUENCIA DEL PRÉSTAMO

Los cálculos con financiación descritos en el anejo II, han sido realizados con un préstamo bancario que abarca el 80% del proyecto empresarial, dado que es el valor más típico pero no por ello debe ser siempre ese.

Además este préstamo tiene gran influencia en su primer año junto al desembolso inicial por lo que se ha visto con buenos ojos su análisis para optimizar el rendimiento

económico del proyecto.

Veamos lo que pasa si se modifica el grado de apalancamiento un +/-10% a lo que se había considerado en un principio:

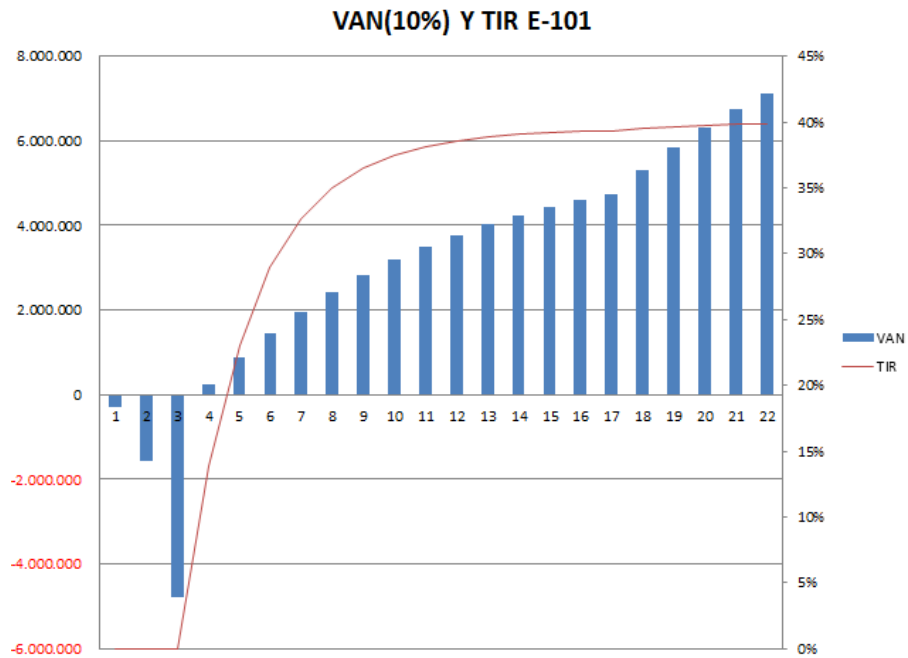


Figura 22. VAN y TIR con un préstamo que asciende al 90% del proyecto empresarial.

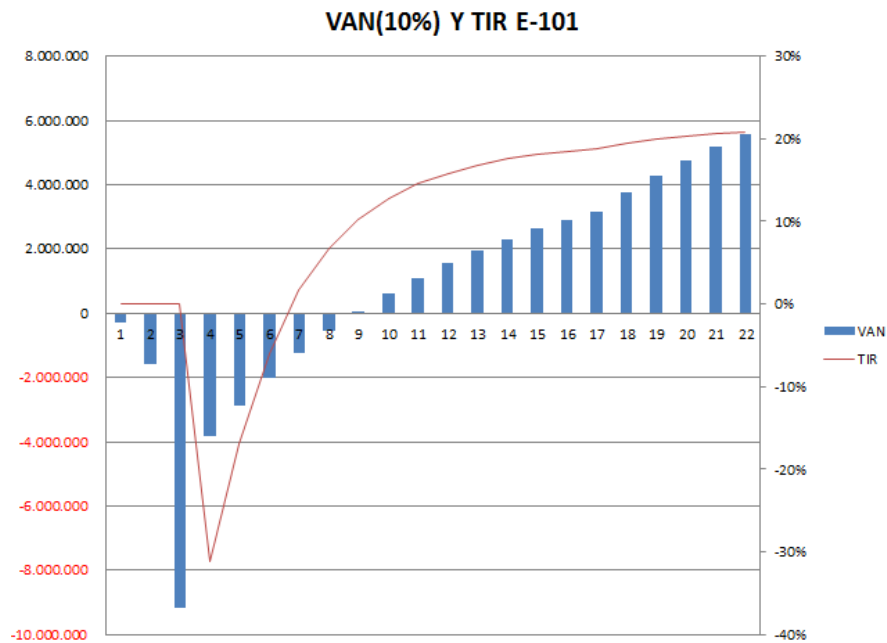


Figura 23. VAN y TIR con un préstamo que desciende al 70% del proyecto empresarial.

En el primer caso se puede ver que la rentabilidad del proyecto es altísima dado que los ingresos son mucho mayores a la anualidad del crédito, empezando a ver ganancias desde el año posterior a la compra de máquinas (3 años antes respecto al que hemos seleccionado para el estudio económico). El VAN y el TIR aumentan de forma considerable, situándose en valores de 7.125.788€ y 40% respectivamente.

En cambio, en el segundo caso cuando reducimos el préstamo al 70% la rentabilidad es menor. Con unos valores de VAN y TIR que se sitúan en el orden de 5.560.487€ y 21% respectivamente con un retorno de la inversión de 9 años. Se está de acuerdo en que la variación es muy grande, sin embargo este supuesto también sería rentable, lo cual da al inversor un amplio abanico de posibilidades con el préstamo.

### 3.6.2.- INFLUENCIA DE LOS TIPOS DE INTERÉS

Durante estos últimos años la crisis económica ha obligado a los bancos a reducir sus tipos de intereses. Sin embargo, dado que la economía es transitoria y se espera que en años próximos vuelvan a subir, y por ello no se considerará un interés menor al que se ha fijado en el apartado anterior.

A continuación veremos cómo varían indicadores económicos frente a una subida del tipo de interés del 1% y 2%:

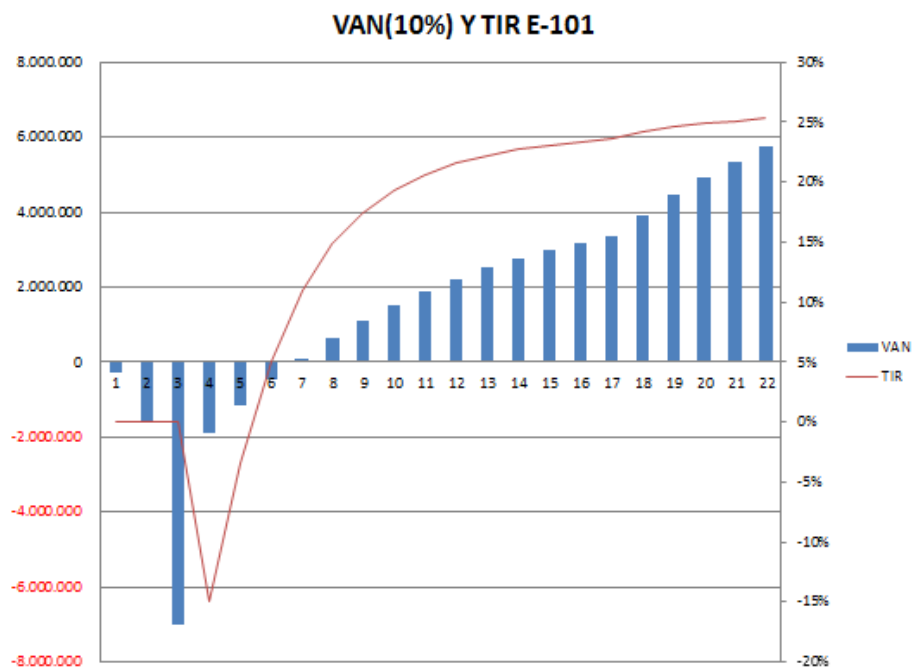


Figura 24. VAN y TIR con un tasa de interés en el préstamo del 5%.

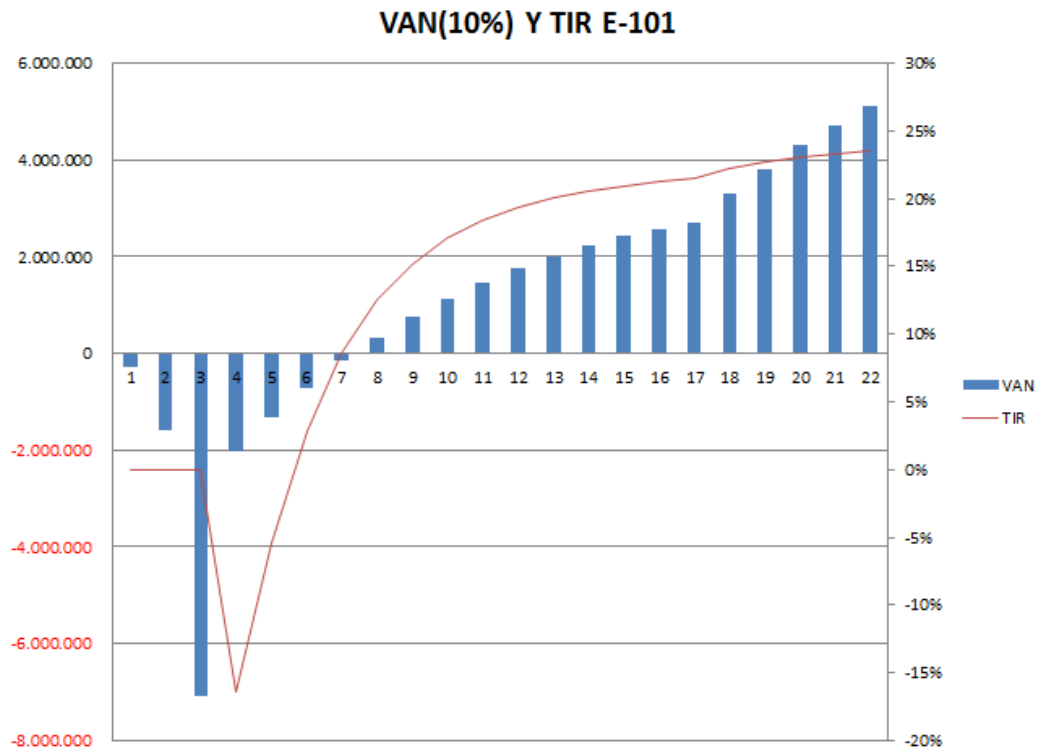


Figura 25. VAN y TIR con un tasa de interés en el préstamo del 6%.

Observamos que el TIR sufre una bajada del 2% al subir el interés al 5% y un 3% al subirlo al 6% sufriendo además el retraso de un año en el retorno de la inversión. En cuanto al VAN también se producen bajadas situándose entre 500.000 y 1 millón de euros.

### 3.6.3.- VARIACIÓN DEL PRÉSTAMO EN FUNCIÓN DE LA ECONOMÍA DEL INVERSOR

Una vez vistas las variaciones que sufren nuestros indicadores económicos al variar las condiciones del préstamo se van a establecer unas condiciones en la negociación del mismo que sigan arrojando resultados a nuestro favor.

#### Caso 1:

Una posibilidad para entablar negociaciones, en el caso de que el inversor pueda asumir una inversión mayor en el momento de contratación, que lleguen a buen puerto sería proponerle las siguientes condiciones de préstamo:

- Un grado de apalancamiento de un 75% de la inversión inicial.
- Una tasa de interés del 3.5%.

Es decir, reducimos el grado de apalancamiento un 5% y, como prima, el banco te reduce los intereses un 0.5%.

Así quedarían los resultados:

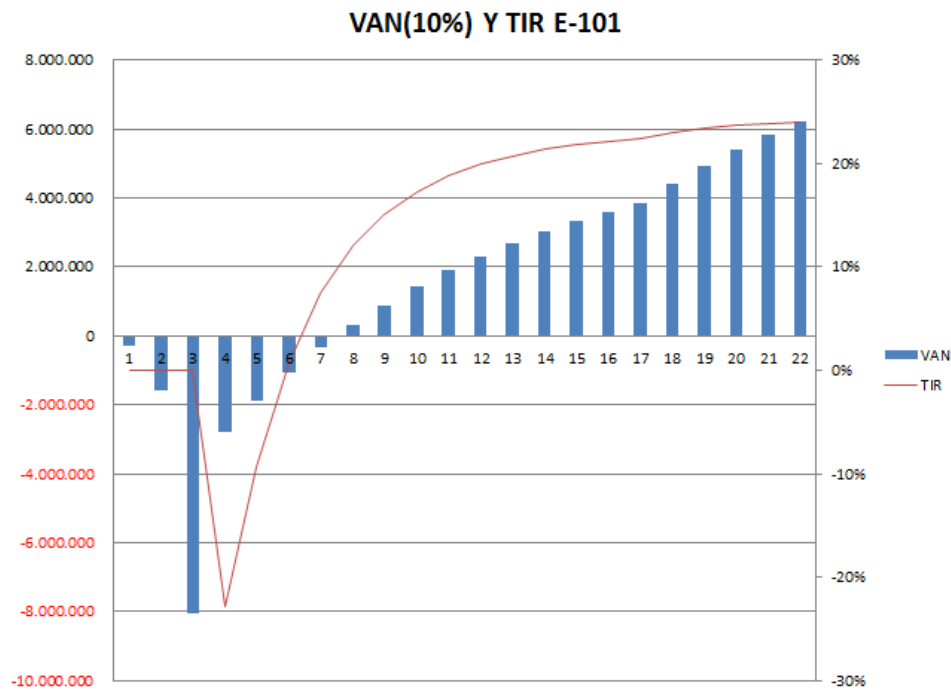


Figura26. VAN y TIR de la solución adoptada con las modificaciones financieras 1

Con una TIR del 24% y un VAN de 6.226.782€ el cliente sacrificaría un 3% de rentabilidad, unas ganancias netas de no llega a 100.000€ respecto al caso acordado en el estudio económico siendo el periodo de retorno de la inversión prácticamente el mismo. Sin embargo, el cliente se ahorraría en intereses del préstamo una cantidad total de 1.664.818€.

En definitiva, esta vía no sería una idea equivocada dado que algunos años pueden producirse anomalías en la producción haciendo que el inversor llegue más justo a fin a de año. De esta manera, el inversor podría cubrirse un poco las espaldas teniendo menos gastos al año.

### Caso 2:

En este caso vamos a pensar justo lo contrario, es decir, el inversor no dispone de capital suficiente como para asumir el 20% de la inversión. Ahora el banco podría ofrecerle las siguientes condiciones:

- Un grado de apalancamiento de un 85% de la inversión inicial.

- Una tasa de interés del 6%.

Entonces el inversor asumiría un 5% menos de la inversión total pero el banco le penalizaría con un interés anual del 2% adicional.

De esta forma veríamos los siguientes resultados:

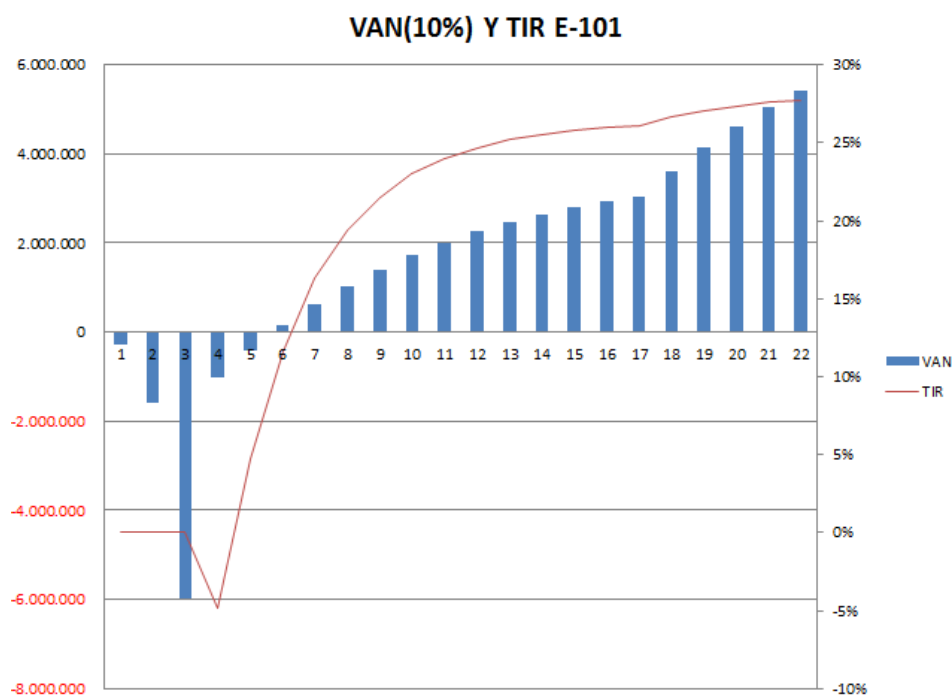


Figura26. VAN y TIR de la solución adoptada con las modificaciones financieras 1

Ahora mismo el inversor obtendría una rentabilidad cercana al 27% con unas ganancias netas finales de 5.422.583€ y el un periodo de retorno de la inversión de (6 años), de esta manera, el cliente perdería ganancias debido a que no puede asumir tanta inversión inicial como propia. Sin embargo, este asumiría un riesgo mayor dado que debería pagar unos intereses totales de 14.671.863€, una cantidad a tener en cuenta ya que si surge algún imprevisto con la producción el inversor podría tener problemas financieros en los 6 primeros años de proyecto.

Tras las situaciones descritas, se puede asegurar que el proyecto es muy rentable pudiendo abarcar un amplio abanico de posibilidades para cualquier tipo de inversor ya que, la subida de interés no afecta demasiado y con grados de apalancamiento del 70% todavía se tendría una rentabilidad del 20%.

## 4.- CONCLUSIONES

El estudio dio comienzo con la selección de una zona con unas características interesantes para ubicar el parque: unas velocidades medias anuales grandes, una situación que permitía ubicar los aparatos sin demasiadas complicaciones y, a su vez, cercana a una línea eléctrica para realizar la conexión a la red.

Acto seguido, se caracterizaron una serie de modelos del fabricante alemán ENERCON, uno de los principales fabricantes en el sector eólico a nivel mundial. Durante la realización del estudio técnico se observó que dándole una mayor altura a los aparatos se aprovechaba mucho mejor el potencial eólico de la zona. Por ello, se intentó que cada alternativa se colocara a la mayor altura posible.

Por su parte, en el estudio económico se han desglosado los componentes físicos, medios técnicos y recursos humanos necesarios para la instalación y el desarrollo. Se ha analizado el peso económico de todas y cada una de las partes que componen el proyecto dándose cuenta de la importancia que tiene esta parte en el proyecto, ya no solo de un parque eólico sino de cualquier tipo, dadas las cifras tan grandes que se manejan y el cierto riesgo que asumen los inversores.

Es decir, la parte técnica se basa en elegir una buena altura que te permita exprimir el recurso al máximo para alcanzar la mayor producción posible y, en la parte económica, minimizar en la medida de lo posible los costes de inversión, gestión y funcionamiento, además de negociar unas buenas condiciones de préstamo con las entidades financieras desde el punto de vista del inversor y sus posibilidades.

Por ello, en el análisis de sensibilidad se ha querido poner más interés en esa persona y sus posibilidades económicas. Nadie discute que es importante tener capital, pero más importante todavía es saber utilizarlo.

Por tanto, si se tiene, el inversor puede asumir mayor parte de la inversión negociándole un interés menor al banco. Esta situación puede reducirle un poco la rentabilidad y las ganancias, pero el inversor se cubre en caso de que sucedan imprevistos que le hagan perder producción.

En el segundo caso, el banco ha sido el que más dinero ha puesto sobre la mesa, penalizando de esta manera al posible inversor con un aumento de la tasa de interés. De esta manera, el inversor apenas computaría pérdidas respecto a la conclusión llegada en el estudio económico, pero cierto es que asumiría un riesgo mucho mayor que en el caso anterior dado el aumento excesivo de los intereses.



## 5.- REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Para la consecución del trabajo se han consultado las siguientes fuentes:

- <http://www.ammonit.com/es/informacion-eolica/energia-eolica>, historia de la energía eólica.
- Informe anual del sistema eléctrico español del año 2013.
- Global Wind Report Annual Market Update, 2014.
- Apuntes de la asignatura Sistemas Energéticos y Aprovechamientos Hidroeléctricos.
- Master ejecutivo: Gestor de proyectos e instalaciones energéticas, módulo energía eólica, Salvador Cucó Pardillos, 2010.