

Trabajo Fin de Máster

Máster en Ingeniería Industrial

Análisis de una inversión en energías renovables con el análisis de opciones reales

Autor: Adrián Zazo Mayoral

Tutor: José Miguel León Blanco

**Dpto. Organización Industrial y Gestión de
Empresas I**

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Sevilla, 2021



Trabajo Fin de Máster
Máster en Ingeniería Industrial

Análisis de una inversión en energías renovables con el análisis de opciones reales

Autor:
Adrián Zazo Mayoral

Tutor:
José Miguel León Blanco
Profesor Contratado Doctor

Dpto. de Organización Industrial y Gestión de Empresas I
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2021

Trabajo Fin de Máster: Análisis de una inversión en energías renovables con el análisis de opciones reales

Autor: Adrián Zazo Mayoral

Tutor:

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal

A mi famili

Índice

Índice	ix
Índice de Tablas	xi
Índice de Figuras	xiii
1 Objeto del proyecto	11
2 Introducción	12
2.1. <i>Historia</i>	13
2.2. <i>Energía eólica</i>	13
3 Sector eléctrico en España	17
3.1. <i>Energía eólica en España</i>	20
4 Teoría de las opciones reales	23
4.1. <i>Red binomial</i>	26
5 Resolución	29
5.1. <i>Datos</i>	29
5.1.1 Horizonte temporal	29
5.1.2 Inversión inicial	29
5.1.3 Ingresos	30
5.1.4 Costes operacionales	43
5.1.5 Cuota de amortización	43
5.1.6 Tasa de actualización	44
5.2. <i>Técnicas clásicas de análisis de inversión</i>	44
5.3. <i>Red binomial</i>	47
6 Conclusiones	53
Referencias	54

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Incremento de potencia instalada de 2018 a 2019 (Elaboración propia, datos [7])	20
Tabla 2: Valor Actual Neto	23
Tabla 3: Tasa Interna de Retorno	24
Tabla 4: Periodo de recuperación	24
Tabla 5: Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario	32
Tabla 6: Precio de subasta medio actualizado	33
Tabla 7: Estimación de precios de subasta (elaboración propia)	34
Tabla 8: Estimación de precios de subasta con IPC (elaboración propia)	35
Tabla 9: Simulación potencia media generada	37
Tabla 10: Energía producida	42
Tabla 11: Ingresos anuales	42
Tabla 12: Inversión actualizada IPC	50
Tabla 13: Inversión actualizada IPC, prima	50

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1: Estructura de un aerogenerador (www.gecalsa.com)	14
Ilustración 2: Estructura generación eléctrica anual	17
Ilustración 3: Evolución anual fuentes renovables	18
Ilustración 4: Incremento de potencia instalada (Elaboración propia, datos Tabla 1)	21
Ilustración 5: Porcentaje de la demanda cubierta con energía eólica (Elaboración propia, datos [7])	21
Ilustración 6: Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario (fuente [16])	32
Ilustración 7: IPC España 2001-2020 (elaboración propia, datos [17])	35

1 OBJETO DEL PROYECTO

Este Trabajo Fin de Máster consiste en la aplicación de diferentes técnicas de análisis de proyectos. Para dicho estudio, se ha elegido como caso práctico estudiado la inversión en un parque eólico. El análisis consiste en una comparativa entre técnicas clásicas (Valor Actual Neto) y el estudio de las Opciones Reales.

Primero se plantea una presentación de los temas objeto de estudio, a continuación, un repaso por la historia de la generación de energía, centrándose en el estudio de la energía eólica y su situación en España. Del lado del estudio de las técnicas de análisis de inversión, se desarrolla la teoría que fundamenta ambas teorías. Por último, se muestra la aplicación de éstas en un caso práctico, comparando los resultados y analizando las posibilidades que ofrecen ambas técnicas.

La motivación de basar el caso práctico en la instalación de un parque eólico es la enorme repercusión que tienen hoy en día las energías renovables. Por un lado, este tipo de energías están teniendo un largo desarrollo tecnológico durante los últimos años. Por otro lado, las últimas novedades en los cambios legislativos de acuerdo con las emisiones a la atmósfera, potenciando la transición del mix de fuentes de energía empleadas en la generación a un modelo basado fundamentalmente en el empleo de fuentes renovables. Ambos aspectos son los que están consiguiendo un desarrollo exponencial del mercado eléctrico alrededor de este tipo de fuentes de energía.

Se hace un especial hincapié en el estado actual de desarrollo de las energías renovables en España. El país es rico en recursos que hacen posible una total implantación de esta forma de producir energía, destacando los recursos eólicos, solares e hidráulicos. La abundancia de estos posibilita un enorme abaratamiento de los costes de producción eléctricos. Estos factores han conseguido que gran parte de la energía producida en el país tengan como fuente de generación común las fuentes de energía renovables.

Desde el lado del análisis, se considera de enorme interés la comparación entre una técnica clásica de análisis de inversiones como es el cálculo VAN y el análisis de la inversión incorporando opciones de flexibilidad en el proyecto, analizando éste con la técnica de las Opciones Reales. Esto permite ampliar el abanico de posibilidades de análisis a la hora de decidir sobre la viabilidad de proyectos planteados.

El proyecto a analizar consiste en la instalación de un parque eólico, con una duración de explotación de 20 años. Se consideran unos ingresos que varían en función de los precios de subasta de la electricidad y unos costes fijos de explotación susceptibles de cambio con la inflación, así como la inversión inicial. Dentro de la flexibilidad contemplada, se permite la posibilidad de retrasar la inversión hasta 10 años después del inicio de estudio. En este último año, si las condiciones de mercado no son favorables existe la posibilidad de no invertir y abandonar por tanto el proyecto.

Una vez resuelto el análisis mediante ambas técnicas contempladas en este proyecto, se realiza una comparativa de los resultados y las decisiones tomadas a raíz de los datos derivados de ambas. En definitiva, se analiza cómo influye la introducción de la flexibilidad en el estudio y una alternativa al análisis clásico de inversiones.

2 INTRODUCCIÓN

La electricidad empleada diariamente es generada en las centrales eléctricas, luego es transportada a través de líneas de transmisión y finalmente se distribuye a cada uno de los destinos de demanda. Se obtiene electricidad utilizando diferentes fuentes como el agua, gas natural, carbón, petróleo, el calor del sol, entre muchas otras. La mayoría de las formas de obtención de energía eléctrica tienen un funcionamiento común cuyo objetivo es accionar una turbina que a su vez hará girar un generador que convertirá la energía del movimiento en electricidad.

- El agua de ríos y lagos que es almacenada en presas se utiliza en las centrales hidroeléctricas. Esta agua se hace fluir a través de una tubería que empuja las palas de la turbina, haciéndola girar. Esta forma de energía se conoce como energía hidroeléctrica.
- El viento es una destacada fuente utilizada para generar energía eléctrica. El aprovechamiento de su energía cinética posibilita el accionamiento de los aerogeneradores de los parques eólicos.
- Otra fuente de energía es el sol. Se puede utilizar la radiación solar para transformar la luz del sol en electricidad a través de las células fotoeléctricas. También es posible obtener energía eléctrica mediante la utilización del calor del sol, empleándose éste en evaporar agua que posteriormente moverá una turbina.
- Cerrando la clasificación de fuentes de energía, aparecen aquellas empleadas para generar energía térmica y conseguir vapor a alta presión. Entre estas fuentes destacan los combustibles fósiles como el gas natural, el carbón o el petróleo. También se puede obtener energía térmica a través de fuentes renovables como el calor de la tierra o la biomasa (también sería posible a partir del calor solar, mencionado en el punto anterior). Como última opción aparece la utilización de sustancias radiactivas, que desprenderán energía mediante su reacción. El vapor se consigue cuando se calienta agua a alta temperatura, accionando a continuación una turbina que será la encargada de la obtención de la electricidad.

Independientemente de cómo se haya generado, la energía eléctrica es transportada por cables desde los generadores hasta los transformadores, los cuales aumentan o disminuyen la tensión eléctrica. Estas líneas de conexión están conectadas con otras centrales eléctricas, creando una red llamada sistema interconectado. Antes de llegar al punto de consumo, la energía debe entrar en otros transformadores para disminuir el voltaje.

La producción de energía ha aumentado en las últimas décadas, incrementando consecuentemente la producción de energía desde fuentes renovables. En España, en el año 2010 la energía procedente de fuentes renovables cubrió el 35% de la demanda eléctrica, destacando la energía eólica como la que experimenta un mayor crecimiento [1]. Por tanto, la mayor parte del incremento de producción de energía todavía sigue siendo a través de energías de origen fósil y nuclear.

2.1. HISTORIA

El hombre siempre ha estado en constante búsqueda de nuevas formas de energía. Algo que se ha visto con cada cambio de modelo energético, es que en cada cambio ha aumentado el consumo de energía per cápita, y, por tanto, el consumo global.

Inicialmente el hombre recolectaba y cazaba su propio alimento, así como la obtención de leña para su cocción. La única fuente de energía era la tracción mecánica animal. Posteriormente se desarrolló la agricultura, abandonando en cierto modo la caza. Se incorporó el uso del viento en la navegación como fuente de energía y a continuación se incorpora el molino hidráulico como ayuda fundamental. Con la llegada de la revolución industrial se incrementó la productividad, al utilizar el carbón en la máquina de vapor. Este hecho propició un crecimiento exponencial de la producción de hierro. Décadas después, destacará el uso del petróleo como el método preferente para la obtención de energía para el automóvil. El uso del petróleo se mantendrá como la principal fuente empleada en la generación de electricidad [2].

Relacionado con el consumo de energía, se sabe que el hombre prehistórico consumía muy poca energía. Con la aparición de los primeros cazadores, aumentó su consumo de energía al poder comer grasas o proteínas de animales. Conforme fue avanzando el ser humano, cada vez se van adquiriendo más KW per cápita hasta que llega el hombre a la revolución industrial y se aumenta drásticamente el consumo. Actualmente, con el desarrollo tecnológico, hay un consumo eléctrico per cápita de 3'3 MWh. [3].

En la actualidad se ha encontrado la forma de obtener energía de forma limpia mediante fuentes de energías renovables. Entre este tipo de energía se encuentran la energía solar fotovoltaica, energía termosolar, energía mareomotriz, energía geotérmica, energía de la biomasa o energía eólica.

2.2. ENERGÍA EÓLICA

Esta introducción va a tratar más en profundidad la energía eólica. La energía eólica es la que se obtiene a partir del viento, es decir la transformación de la energía cinética de las masas de aire en energía eléctrica mediante la instalación de aerogeneradores. Es una de las energías renovables más antiguas de la historia. Hay que retroceder hasta el año 3000 a.C. para observar el primer uso generalizado del viento como fuente de energía., encontrada por ejemplo en los primeros barcos veleros del antiguo Egipto. En el año 1888 se produjo la primera utilización del viento para conseguir energía eléctrica mediante un molino. Este hecho fue desarrollado por Charles F. Brush, creador del molino de poste Brush. [4]. Fue en los años 70 cuando se produjo un aumento de interés por este tipo de energía, provocado por la primera crisis del petróleo. Éste es sólo un ejemplo de alternativa frente a las fuentes de energía tradicionales, demostrando su capacidad ilimitada y variedad de usos.

Para comprender mejor el funcionamiento de la energía eólica, hay que describir tanto físicamente los aerogeneradores como su funcionamiento. Para la construcción de un aerogenerador, primero hay que excavar el terreno tres metros de profundidad aproximadamente. Tras la excavación, es necesario

colocar el cableado que conectará el aerogenerador con la red eléctrica donde se dirigirá la energía. Estos cables se cubren con una capa de tierra, después con hormigón y se coloca una jaula de acero. Seguidamente, se añade de una red compuesta de este mismo material que será recubierta de hormigón posteriormente. A continuación de las bases, hay una torre troncónica de unos 55 metros de altura. De acuerdo con la Ilustración 1, después está la góndola en cuyo interior se encuentra todo lo necesario para generar la energía. En la punta de la góndola están las tres aspas fabricadas con fibra de vidrio o carbono. Cada pala mide más de 40 metros y giran de 13 a 20 revoluciones por minuto [5]. Los aerogeneradores llevan una veleta en la parte superior que le indican la dirección del viento. Esto les permite girar sobre la torre y orientarse automáticamente. Las palas también giran sobre su eje para ofrecer la máxima resistencia a la fuerza del viento, es decir, la energía cinética contenida en el movimiento de las corrientes de aire hace girar las palas que están diseñadas para captar el máximo de su energía. Pueden llegar a medir hasta 60 metros de longitud, están unidas a través de un buje, que a su vez está unido al eje lento. Éste se llama así porque gira a la misma velocidad de las palas, entre las 13 y 20 vueltas por minuto.

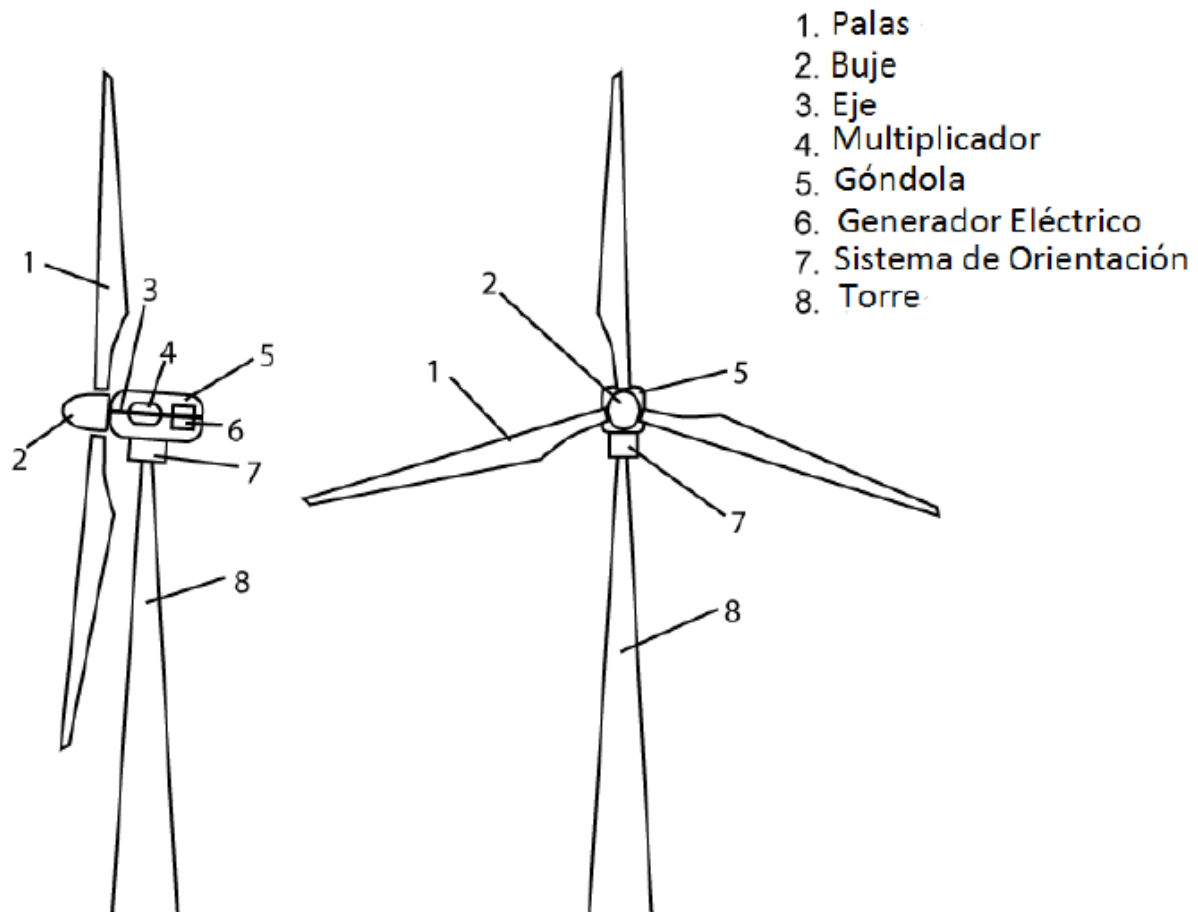


Ilustración 1: Estructura de un aerogenerador (www.gecalsa.com)

Para producir la electricidad es necesario aumentar la velocidad a la que gira el eje lento, lo que se consigue con el multiplicador que eleva dicha velocidad más de 100 veces y lo transmite al eje rápido. El eje rápido gira a más de 1500 revoluciones por minuto y éste está unido a un generador, que aprovecha la energía cinética del eje rápido para producir la electricidad. La electricidad producida por

el aerogenerador va como corriente continua, que es conducida por el interior de la torre hasta su base donde allí un convertidor la convierte en corriente alterna que es la que utilizamos normalmente. Posteriormente, un transformador eleva la tensión para transportarla por el interior del parque. Desde cada aerogenerador, la energía de corriente alterna es conducida por cables soterrados hasta la subestación. En ella se eleva nuevamente la tensión para poderla incorporar a la red y transportarla hasta los puntos de consumo.

El fundamento teórico de la obtención de potencia eléctrica en un aerogenerador a partir del viento se desarrolla a partir de las siguientes expresiones [6].

El viento motor de las hélices del aerogenerador contiene una energía cinética de expresión:

$$\frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} v^2$$

Siendo v la velocidad del viento y dm/dt el caudal másico, que a su vez se puede desarrollar como:

$$\frac{dm}{dt} = \rho \frac{dVol}{dt} = \rho A \frac{dx}{dt} = \rho A v$$

Por tanto, es igual al producto de la densidad del aire (ρ), el área barrida por las hélices (A) y la velocidad del viento (v).

$$\frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

La potencia eléctrica generada queda entonces:

$$P_{el} = \eta \frac{1}{2} \rho A v^3$$

El término η hace referencia a la eficiencia del aerogenerador.

Una vez conocido cómo y con qué se obtiene la energía eólica, hay que analizar las ventajas y desventajas de esta fuente de energía.

Como ventajas, pueden destacar:

- En primer lugar, hay que decir que es inagotable, esto significa que siempre se puede contar con la fuente original que la produce lo que garantiza su continua disponibilidad.
- Es una energía limpia. Ésta es quizá su principal ventaja cuando se compara con otros tipos de energía, la energía eólica no produce ningún tipo de residuos.
- Más allá de cuestiones medioambientales, es una energía autóctona. Esto permite la independencia energética de cada país que la utilice ya que, aunque hay países con mayor o

menor incidencia de viento, en todos los países podemos encontrar la fuente originaria de esta energía.

- Tiene poco impacto en el suelo, es decir, en su erosión. Esto se debe tanto a la ausencia de residuos medioambientales, como al cuidado que se tiene en su construcción.
- Es una energía muy barata, situándose en algunos casos al mismo nivel que el carbón e incluso la energía nuclear.
- Para finalizar, es compatible con otras actividades como la agricultura y la ganadería, lo que hace que no tenga un impacto negativo en la economía local, al no requerir una especialización laboral en la zona.

Por otro lado, los inconvenientes son:

- No siempre hay viento, por lo que se necesita el respaldo de otro tipo de energías para esos momentos.
- Existe gran dificultad en la planificación, debido a la imprevisibilidad del viento. Aun así, gracias a las predicciones meteorológicas, se ha ido mejorando mucho, pero sólo en la predicción a corto plazo, a largo plazo sigue siendo imprevisible.
- Otra de las desventajas que se pueden encontrar es que se trata de una energía que no se puede almacenar, sino que debe ser consumida de forma inmediata cuando se produce.
- La construcción de parques eólicos conlleva un impacto estético en la sociedad, pero cabe subrayar que éste es un espacio subjetivo, ya que habrá diferentes opiniones estéticas.

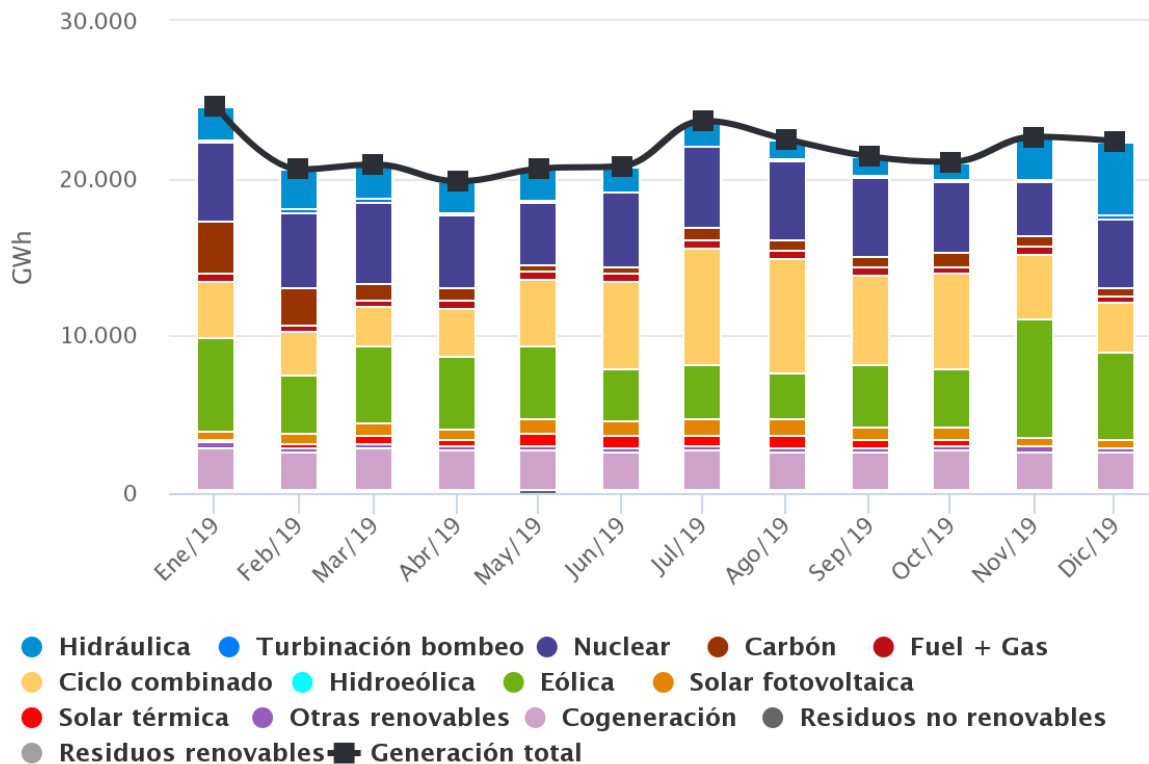
Existen multitud de fuentes de energía para emplear en la producción de electricidad, distinguiendo entre fuentes de energía renovables y no renovables. Mediante la generación de esta electricidad, se puede transportar a los diferentes puntos de demanda y ser empleada para generar riqueza en los territorios. La búsqueda de estas fuentes de energía ha sido una constante a lo largo de la historia del ser humano, mejorando las técnicas de obtención de energía y del mismo modo aumentando también la demanda de ésta. Una de las fuentes más antiguas y que más crecimiento está sufriendo es la energía eólica. Destaca de la energía eólica su condición de energía renovable, limpia, así como su bajo impacto y bajo coste de implantación. Una vez se ha hecho el recorrido por los procesos que hay que seguir para la obtención de energía, así como su historia, es necesario conocer el funcionamiento actual del mercado eléctrico. Se consigue así una visión global de todo el proceso, necesario para la correcta asimilación de conceptos.

3 SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

Una vez conocidas las generalidades sobre la generación de energía eléctrica y más concretamente sobre la energía eólica, se pasa a resumir el funcionamiento del sector eléctrico en España. Actualmente está dividido en cuatro grandes actividades:

- Generación eléctrica: donde se consigue la electricidad a través de diferentes fuentes.
- Transporte de electricidad o transmisión.
- Distribución.
- Comercialización.

La generación en el país es bastante diversa, tiene un mix energético bastante variado con prácticamente todas las tecnologías, como se detalla en la Ilustración 2. La energía nuclear, hidráulica, eólica y la obtenida mediante el empleo de carbón son las tecnologías que más aportan a la red. Igualmente, también hay centrales de fuel, de ciclo combinado, fotovoltaica y solar térmica. Es importante saber que España es un país que importa y exporta energía con Portugal y con Francia.



Fuente: www.ree.es

Ilustración 2: Estructura generación eléctrica anual

La Ilustración 3 muestra cómo varía la cantidad de energía generada a lo largo del año, pudiéndose ver cómo la estacionalidad afecta al rendimiento de éstas. Destaca la producción de energía solar térmica y fotovoltaica debido a una mayor radiación solar en los meses estivales. De forma contraria ocurre con la energía hidráulica, destacando en el resto de los meses, ya que son aquellos donde las precipitaciones son mayores.

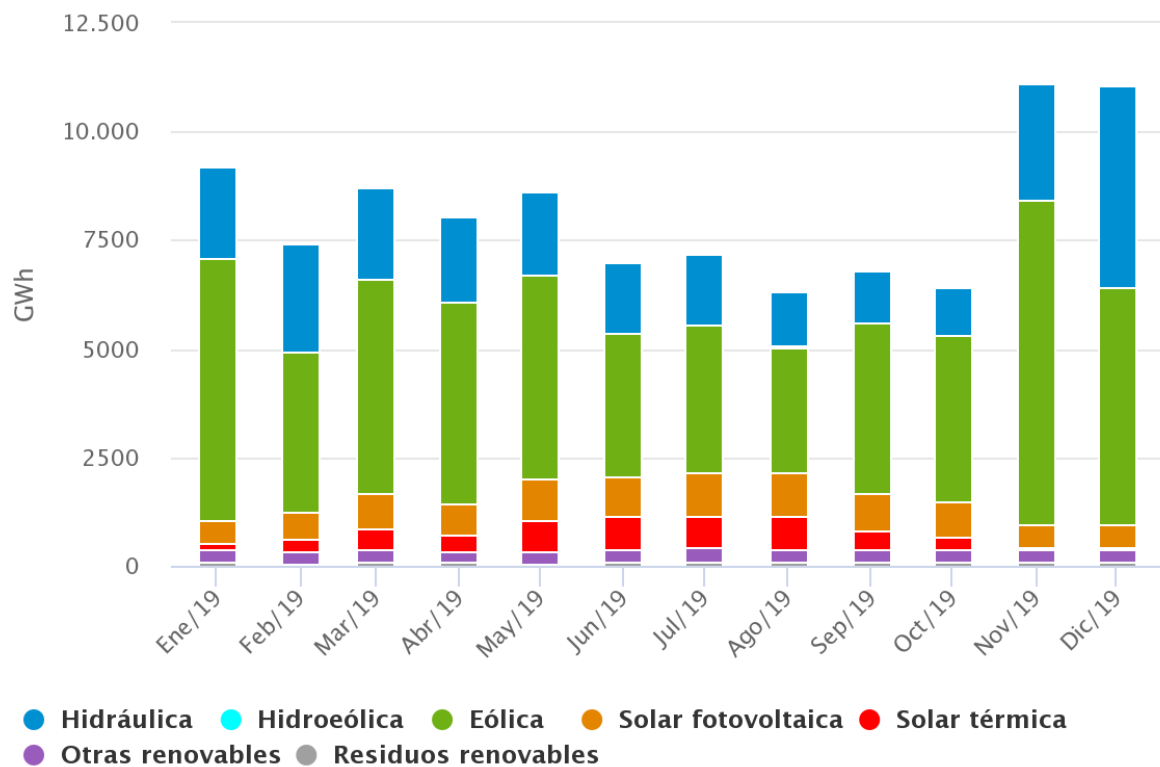


Ilustración 3: Evolución anual fuentes renovables

El transporte es una actividad regulada y controlada por un único operador del sistema que es Red Eléctrica de España, que es quien posee las redes de electricidad en el país. Los kilómetros de circuito de la red son 43664. Durante los últimos cinco años ha venido aumentando muy poco a poco, pero con ello se abastece prácticamente al cien por cien de la población en el país [7].

La distribución eléctrica es la etapa que está controlada por cinco grandes empresas, las cuales poseen las redes de electricidad de diversas zonas geográficas del país. Estas empresas son Endesa (del grupo Enel), Iberdrola, Gas Natural – Fenosa, EDP y Viesgo.

La última etapa, la comercialización, consiste en la compraventa de energía en los mercados que puede ser de dos tipos:

- PVPC (precio voluntario al pequeño consumidor). Es la modalidad a la que se pueden acoger las tarifas residenciales.
- Mercado libre.

El sistema eléctrico está sobredimensionado, es decir, si todas las centrales aportaran el máximo de energía posible a la red, serían capaces de abastecer más del doble del máximo de demanda registrado en los últimos años. Siempre es recomendable que el sector eléctrico esté sobredimensionado para abastecer cualquier pico que pudiera aparecer y para asegurar la demanda en cualquier momento. En

España la demanda estuvo creciendo hasta el año 2007, cuando por causas de la crisis, empieza a disminuir el consumo energético sobre todo por parte de grandes industrias, fábricas, etc. Así pues, ha habido unos cuantos años de subidas y bajadas, y tras finalizar el año 2014 ha vuelto a aumentar un poco el nivel de la demanda energética.

En cuanto a la actividad de transporte, como se ha comentado anteriormente, Red Eléctrica de España es el organismo encargado de asegurar el mantenimiento y el correcto uso de las redes eléctricas por todo el país. Se encargan del transporte en alta tensión desde las centrales de generación eléctrica hasta los puntos de conversión a media y baja tensión. España es un país que dispone de una red eléctrica diversificada por todo el territorio, siendo los principales puntos de máximo consumo las áreas de Madrid, Barcelona, País Vasco y Galicia. Red Eléctrica es un organismo que también es el encargado de controlar qué centrales intervienen en la generación eléctrica y se encarga del mantenimiento del correcto uso de estas líneas de transporte.

La distribución eléctrica es una etapa en la que estas cinco grandes empresas comentada, se encargan del uso, mantenimiento y buen funcionamiento de las redes eléctricas desde los puntos de conversión a media y baja tensión hasta el usuario final. Así pues, Endesa dispone de las áreas de Cataluña, Aragón, Andalucía, Islas Baleares e Islas Canarias. Iberdrola posee gran parte del centro y el este de España. Gas Natural – Fenosa dispone de una gran parte del centro y el oeste del país. Finalmente, EDP y Viesco se reparten casi de manera equitativa la zona del norte. Es importante tener en cuenta que estas cinco grandes empresas son las únicas que pueden ofrecer el PVPC que se comentará posteriormente. Son empresas que disponen de las redes en esas zonas por tanto tiene mucho poder dentro de la cadena del sector.

Finalmente, la etapa de comercialización es la etapa más interesante y significativa ya que comprende la actividad de compra y venta de paquetes de energía en los mercados OMIP y OMIE. El mercado OMIP es un mercado a futuros, donde para diversos periodos de tiempo aparece una cotización para el precio de la energía en esa etapa. El mercado OMIE es un mercado donde se estipula el precio horariamente que va a tener la electricidad. Este precio viene marcado por la casación de la curva de oferta y la curva de demanda. La curva de oferta es el cúmulo de toda la generación que puede dar el parque eléctrico y la demanda es la justificación que el agente comercializador muestra, de acuerdo con el número de clientes que tiene. De esta manera se estipula un precio para cada hora del siguiente día. Las dos modalidades que existen el mercado:

- PVPC, precio voluntario al pequeño consumidor. Es la modalidad a la que se pueden acoger todas las tarifas residenciales. Es un precio que está regulado por el Gobierno y las cinco grandes empresas que lo pueden ofrecer son las citadas anteriormente.
- Mercado libre. Es una opción que pueden acogerse todas las tarifas, incluso las residenciales. En el mercado libre, cada empresa compite por la mejor gestión posible de la compra de sus paquetes para satisfacer a su demanda, a los clientes que tiene. Así pues, se favorece la libre competitividad desde el año 1997. Debido a que hay empresas que tienen grandes centrales de generación, pueden hacer contratos bilaterales o pueden hacer acuerdos entre su parte generadora y su parte comercializadora para conseguir mejores precios. Esto hace que la competitividad no sea tan libre como se espera, sino que hay factores que influyen en los precios.

3.1. ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA

El gran crecimiento de la energía eólica ha hecho que los molinos de viento formen parte ya del paisaje. España, con cerca de 40000 MW en el máximo pico invernal [7], es uno de los países con mayor porcentaje de energía eólica del mundo. Según la OIE, es el cuarto país con mayor producción a nivel global y el quinto en cuanto a capacidad instalada. Dentro de la Unión Europea, España cuenta con un 15% de la potencia instalada. Del mismo modo, ocupa la primera posición en la ratio de producción potencia/año. Precisamente, la mayor instalación de Europa se encuentra en la ciudad de Andévalo (Huelva) con 383 MW de potencia instalada.

En lo que respecta al 2019, la energía eólica fue capaz de cubrir el 20,8% de la electricidad consumida. Esto supone un 1,8% más que el año anterior. Para el mismo año, la potencia instalada en el país aumentó respecto al año anterior en 2243MW, que discretizando este aumento por territorios quedan recogidos los datos en la Tabla 1.

Tabla 1: Incremento de potencia instalada de 2018 a 2019 (Elaboración propia, datos [7])

Comunidad Autónoma	Incremento de potencia (MW)
Aragón	1000
Castilla y León	461
Galicia	416
Andalucía	124
Navarra	85
Extremadura	39
Canarias	16

Para una mayor comprensión y visualización de dónde se ha concentrado el aumento, la Ilustración 4. En ella se puede apreciar cómo en Aragón es donde se ha producido un mayor crecimiento.

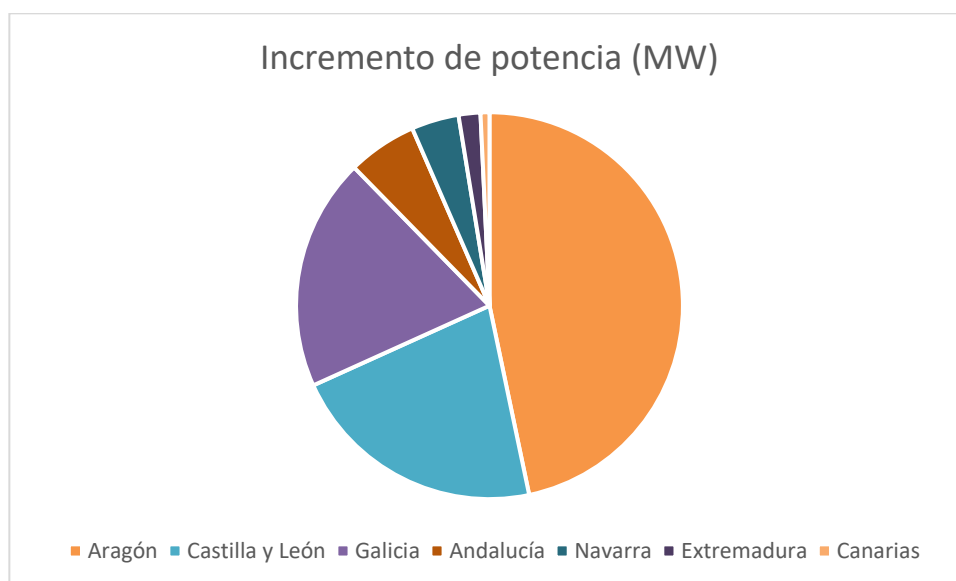


Ilustración 4: Incremento de potencia instalada (Elaboración propia, datos Tabla 1)

Referido también al 2019, el año acabó con una potencia instalada de 25704 MW. Hay un grupo de comunidades en las cuales ya se ha alcanzado a cubrir una parte muy significativa de la demanda de electricidad con la producida gracias a los parques eólicos instalados. Este grupo de territorios está recogido en la Ilustración 5, destacando Castilla y León que está a la cabeza.

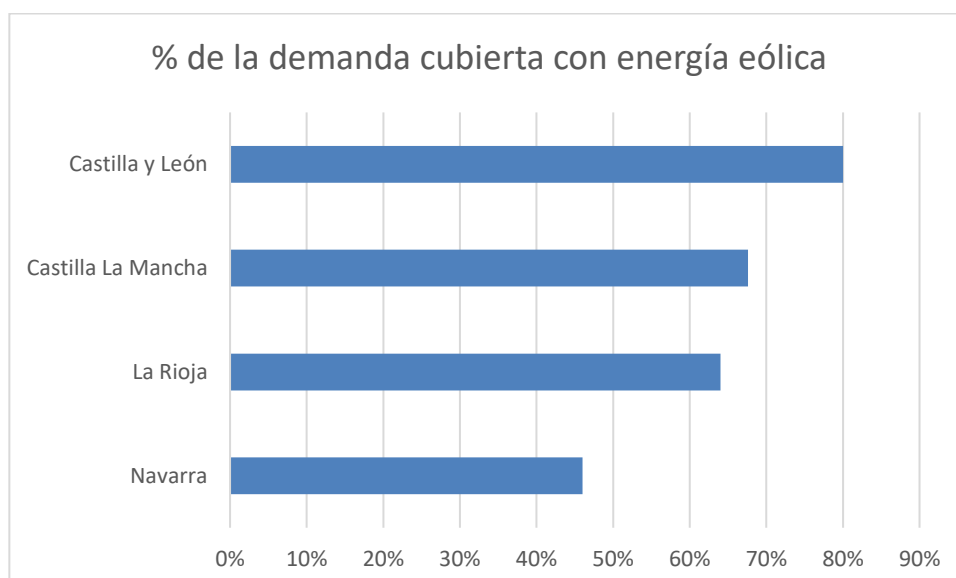


Ilustración 5: Porcentaje de la demanda cubierta con energía eólica (Elaboración propia, datos [7])

España es un país que cuenta con un mix eléctrico muy variado, combinando las opciones renovables y no renovables. Si hay un grupo de energías que están experimentando un crecimiento notorio, éste es el formado por las energías renovables. Entre ellas, destaca la energía eólica, que está ganando terreno en los diferentes territorios del país. Este crecimiento podría ser mayor si en el análisis de los proyectos de nuevos parques eólicos se empleasen técnicas como la propuesta en el siguiente capítulo.

4 TEORÍA DE LAS OPCIONES REALES

Las metodologías más empleadas para el análisis de inversiones han sido históricamente el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) o el periodo de recuperación (PB, por su nombre en inglés *pay back*). La base común de estos criterios es su origen en la teoría de los flujos de caja. Si algo hay que suponer para poder emplear estos criterios es que el modelo de inversión no cambia, es decir, las condiciones se mantienen constantes.

Tabla 2: Valor Actual Neto

Criterio	Valor Actual Neto (VAN)
Definición	Sumatorio de los flujos de caja actuales que se han generado en el proyecto.
Fórmula	$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - Inversión\ inicial$
Criterio de decisión válido	$VAN > 0$
Ventajas	
• Facilidad de cálculo. • Permite introducir variables que afecten a la inversión.	
Desventajas	
• Dificultad de establecer la tasa de descuento. • No recomendable cuando el proyecto cuenta con variables de riesgo.	

Tabla 3: Tasa Interna de Retorno

Criterio	Tasa Interna de Retorno (TIR)
Definición	Tasa de descuento con la cual el VAN del proyecto es igual a cero.
Fórmula	$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} - Inversión\ inicial$
Criterio de decisión válido	$TIR > k$
Ventajas	
• Facilidad de cálculo. • Información constante de la rentabilidad del proyecto.	
Desventajas	
• Supone que los flujos de caja positivos son reinvertidos y los negativos refinanciados, ambos con un coste igual al TIR.	

Tabla 4: Periodo de recuperación

Criterio	Periodo de recuperación (payback, PB)
Definición	Evalúa el tiempo en el que se recuperará la inversión inicial mediante el ingreso de los flujos de caja.
Fórmula	$PB = \frac{Inversión\ inicial}{Promedio\ de\ los\ flujos\ de\ caja}$
Ventajas	
• Facilidad de cálculo. • Información sobre la liquidez del proyecto y riesgo.	
Desventajas	
• No recomendado para proyectos de larga duración. • No tiene en cuenta cómo evolucionan los flujos de cada para cada periodo.	

En los últimos años se ha visto un notorio incremento de los proyectos de inversión relacionados con la energía eólica. Estos proyectos pueden ver incrementado su valor mediante el empleo de técnicas de planificación y diseño. Si se utilizan las técnicas tradicionales para el análisis de inversiones en este tipo de proyectos, se estaría obviando un factor importante y decisivo, el mercado. Una forma de contemplar este factor en el análisis deseado es el empleo de la teoría de las opciones reales. Por tanto, se incluirán en el análisis de la inversión dos fuentes de variabilidad, el comportamiento estocástico del viento y la incertidumbre sobre el precio de la energía eléctrica producida.

La teoría de las opciones reales fue iniciada por Myers [8]. Explicaba cómo el valor de una compañía no depende únicamente de su valor actual, sino que hay que tener en cuenta las posibles actuaciones futuras que involucren cambios en la misma. Se incorpora por tanto el valor de la flexibilidad. Esta flexibilidad consecuencia de la incorporación de opciones en la consecución del proyecto (adelanto, retraso, abandono, etc.) proporciona una disminución de los riesgos. Posteriormente Black y Scholes sientan las bases conceptuales sobre las cuales se desarrolla esta teoría [9]. Definen el término de opción, siendo un instrumento que posibilita el derecho (no obligación) de la compraventa de activos. Ya que es un derecho, no tomará valores negativos, sino que en el peor de los casos tendrá un valor nulo. Si se opta por comprar esta opción tendrá valor positivo si el precio del activo subyacente es superior al precio del ejercicio. Por otro lado, al optar por vender tendrá valor positivo en caso contrario, es decir, el precio del ejercicio es mayor al del activo subyacente.

Existen diferentes técnicas disponibles de opciones reales, en función de del nivel de complejidad de estas. Se pueden distinguir tres grupos:

- Ecuaciones diferenciales (ecuaciones de Black-Scholes). Mediante la resolución con estas ecuaciones se permite una evaluación rápida, pero como inconveniente presenta la dificultad de formularlas.
- Árboles y procesos de celosía (red binomial). Con el empleo de los árboles es posible resolver problemas más complejos. Si el resultado deseado tiene que ser preciso, puede ser necesario la formulación de árboles muy complejos, con el consiguiente aumento del tiempo computacional.
- Técnicas de simulación (simulación Monte Carlo). Las técnicas de simulación pueden manejar procesos estocásticos. No establece cuál es la decisión que tomar, es decir, reproduce una aproximación para unas condiciones iniciales dadas.

4.1. RED BINOMIAL

El fundamento teórico de esta técnica y el modelo más utilizado es el desarrollado por Cox, Ross y Rubinstein [10]. Este modelo establece que el activo estudiado tiene un valor que puede experimentar un movimiento de subida o bajada.

- Subida:

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta T}}$$

- Bajada:

$$d = e^{-\sigma\sqrt{\Delta T}}$$

Donde:

- σ : desviación estándar anual del activo.
- ΔT : periodos discretos a estudiar.

Una vez definidos los dos posibles movimientos del valor del activo, es necesario detallar las probabilidades de que ocurran ambos escenarios.

- Probabilidad de ascenso:

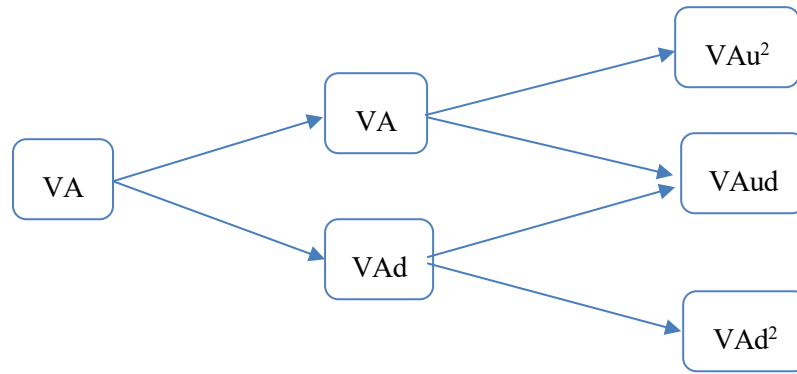
$$p = \frac{(1 + r_f) - d}{u - d}$$

- Probabilidad de descenso:

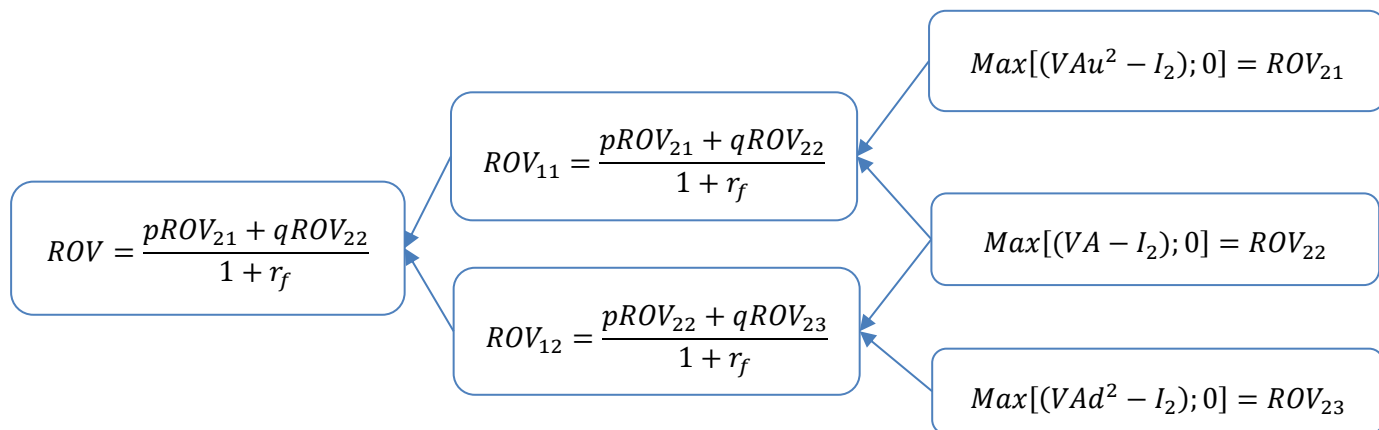
$$q = 1 - p$$

Siendo r_f el interés libre de riesgo.

En un primer paso se determina cómo varía el valor actual de la inversión (VA) con los ascensos y descensos.



A continuación, se calcula (de final a principio) el valor de la opción de aplazar la inversión (OA), haciendo una comparación entre el valor calculado anteriormente con el coste de la inversión. Se realiza también un ajuste con las probabilidades de subida y bajada.



Después de haber obtenido el valor de las opciones, se puede construir un árbol de decisión que contenga:

- Evolución del activo subyacente: evolución del valor actual (VA) del proyecto.
- Valor del VAN del proyecto contemplando la opción de aplazar la inversión hasta el año 10 (VAN_OA): toma valor positivo cuando existe probabilidad de rentabilidad del proyecto, en caso contrario su valor es nulo.
- VAN básico del proyecto (VAN_b): valor obtenido como la diferencia entre el valor del activo subyacente y el coste de inversión.

Una vez calculados los anteriores parámetros, comenzará el escenario de decisión entre las diferentes opciones contempladas:

- Opción de aplazar: se paraliza el comienzo del proyecto hasta que las condiciones del mercado mejores. Las condiciones futuras de mercado son más favorables, por tanto, es conveniente esperar para realizar la inversión. El valor de VAN_{OA} es mayor que la de VAN_b .
- Opción de invertir: comienzo del proyecto. El valor del VAN_b para ese año es mayor que el VAN contemplando la opción de retrasar el comienzo de la inversión (VAN_{OA}).
- Opción de no invertir: llegado al último periodo, si VAN_{OA} sigue siendo teniendo valor nulo, se opta por abandonar la inversión.

5 RESOLUCIÓN

La resolución del caso práctico consiste en el análisis de la inversión propuesta mediante la utilización de la técnica clásica del cálculo del VAN y el análisis equivalente mediante el empleo de la red binomial. Primero se calculan los datos necesarios para obtener el valor de las variables de ambos métodos. Mediante el VAN se analiza la inversión durante toda la vida del proyecto. En el caso de las Opciones Reales se van a estudiar los 10 primeros años. En ellos se contemplan las opciones de invertir, aplazar la inversión, o por el contrario, no invertir.

5.1. DATOS

El análisis económico del caso práctico propuesto requiere el cálculo de los flujos de caja durante el periodo temporal contemplado.

Para el cálculo de los flujos de caja será necesario conocer:

- Horizonte temporal.
- Inversión inicial.
- Ingresos de cada periodo (producción y precio de venta).
- Costes operacionales (mano de obra y mantenimiento).
- Tasa de actualización

5.1.1 Horizonte temporal

El activo de la inversión que determinará el horizonte temporal del proyecto a estudiar será el aerogenerador. Actualmente el ciclo de vida de los parques eólicos se está estableciendo en 20 años [11]. Según esto se calcularán los flujos de caja para los 20 años de vida útil, así como la inversión inicial para el año 0.

5.1.2 Inversión inicial

En el apartado 3.1 se detalla que al final del año 2019, España acabó el año con una potencia instalada

de 25.704 MW. Para el referido año, el país contaba con con más 1200 parquesólicos instalados [12]. Con estos datos se obtiene una potencia media instalada por parqueólico de 20 MW. Esta potencia instalada es la que se tomará para el caso práctico propuesto.

Según se detalla en el estudio publicado por la Agencia Internacional de la Energía Eólica [13], el coste unitario de la potencia instalada en España es de 1250 €/kW.

Con ambos datos se puede calcular cuánto supone la inversión inicial para la instalación del parqueólico. El cálculo se hará mediante la siguiente fórmula:

$$I_0 = C \times P$$

Donde:

- C: coste unitario por potencia instalada.
- P: potencia instalada.

$$I_0 = \left(1250 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times \frac{1000 \text{ kW}}{1 \text{ MW}} \right) \times 20 \text{ MW} = 25\,000\,000 \text{ €}$$

5.1.3 Ingresos

La legislación española recoge el régimen económico al que están acogidos actualmente los parquesólicos. Dichas condiciones están recogidas en el Real Decreto ley 23/2020, de 23 de junio [14].

Como punto destacado del real decreto hay que tener en cuenta que las retribuciones que reciben los productores de energía se realizan mediante la asignación por subasta de la potencia de la instalación, energía eléctrica o combinación de éstas y aparece como variable ofertada el precio por unidad de energía eléctrica.

Todas las instalaciones de generación de energía eólica que se encuentran acogidas al Régimen Económico de Energías Renovables y que además forman parte activa del mercado, pueden ofertar la energía producida en sus instalaciones. Esta energía recibe el nombre de energía de subasta. Las instalaciones tienen que comprometerse al plazo máximo de entrega, buscando con esto que no se supere la energía máxima de subasta.

Haciendo una distinción entre subasta de energía y de potencia:

- Subasta de energía: entra en subasta una cantidad fijada.
- Subasta de potencia: se fija una banda de energía, siendo los valores máximos y mínimos calculados a través del número mínimo y máximo de horas de funcionamiento anual.

El precio resultante de la subasta por cada unidad de energía vendida se calcula mediante la siguiente expresión [15]:

$$\begin{aligned}
 & \text{Precio percibido en Mercado Diario} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) \\
 &= \text{Precio de adjudicación} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) \\
 &+ \text{Porcentaje de ajuste de mercado} \\
 &\times \left(\text{Precio del Mercado Diario} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) - \text{Precio de adjudicación} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) \right)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \text{Precio percibido en Mercado Intradiario} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) \\
 &= \text{Precio de adjudicación} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) \\
 &+ \text{Porcentaje de ajuste de mercado} \\
 &\times \left(\text{Precio del Mercado Diario} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) - \text{Precio de adjudicación} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) \right)
 \end{aligned}$$

Siendo:

- Precio de adjudicación: precio de mercado.
- Porcentaje de ajuste de mercado: parte de la energía que es remunerada a precio de mercado, mientras que el resto de remunera a precio de adjudicación. Se expresa en tanto por uno. Este valor varía entre 0 y 0,5. El valor del porcentaje se fijará en la subasta, si no hay indicaciones se toma como 0.

Debido a la reciente modificación de la legislación que regula el precio de venta de la energía eléctrica producida, no existe un conjunto de datos históricos para poder estimar el comportamiento de éste para el horizonte temporal planteado. En su lugar, se tomará como base para el cálculo del precio de subasta, el precio medio de casación del mercado diario desde 1998 hasta el 2020. La evolución de este precio, así como del precio mínimo y máximo se puede contemplar en Ilustración 6. Ilustración 6: Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario

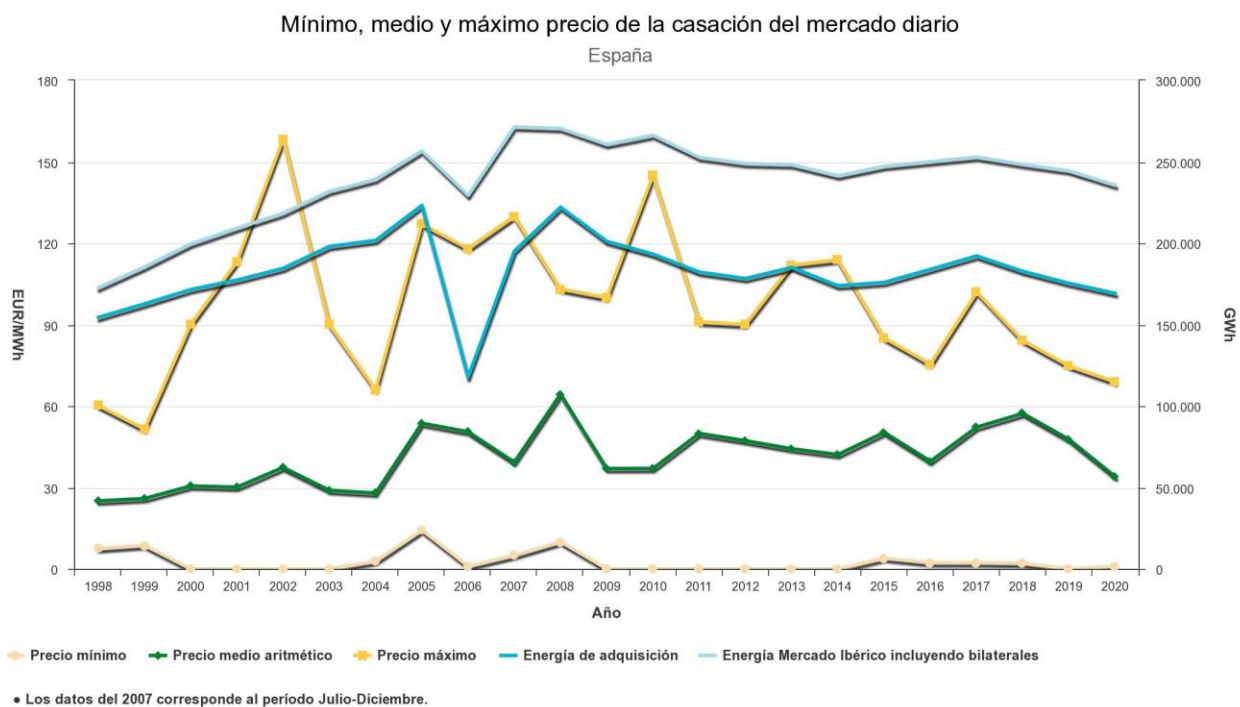


Ilustración 6: Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario (fuente [16])

Los datos plasmados en la anterior gráfica se han recogido en la Tabla 5.

Tabla 5: Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario

Año	Precio mínimo	Precio medio	Precio máximo
1.998	7,51	25,06	60,22
1.999	8,71	25,94	51,54
2.000	0,01	30,57	90,15
2.001	0	30,13	113,25
2.002	0	37,40	158,41
2.003	0	28,96	90,07
2.004	2,87	27,94	66,08
2.005	14,31	53,68	127,04
2.006	1,00	50,53	118,02
2.007	5,00	39,35	130,00
2.008	10,00	64,43	103,15
2.009	0	36,96	100,00
2.010	0	37,01	145,00
2.011	0	49,93	91,01
2.012	0	47,23	90,13
2.013	0	44,26	112,00
2.014	0	42,13	113,92

2.015	4,00	50,32	85,05
2.016	2,30	39,67	75,50
2.017	2,30	52,24	101,99
2.018	2,06	57,29	84,13
2.019	0,03	47,68	74,74
2.020	1,02	33,96	68,90

Estos datos son los que se van a emplear para realizar la simulación del precio de subasta durante los 20 años de horizonte temporal del proyecto. Antes de emplearlos en el cálculo de la media y la desviación, se ha realizado una actualización de precios mediante el IPC de los referidos años [17], esto ayudará a que los precios sean comparables a los del presente año.

Tabla 6: Precio de subasta medio actualizado

Año	Precio medio	Inflación	Precio medio actualizado
1.998	25,06	1,84%	39,35
1.999	25,94	2,31%	40,00
2.000	30,57	3,43%	46,07
2.001	30,13	3,59%	43,91
2.002	37,40	3,06%	52,61
2.003	28,96	3,04%	39,53
2.004	27,94	3,04%	37,01
2.005	53,68	3,37%	69,01
2.006	50,53	3,52%	62,84
2.007	39,35	2,78%	47,27
2.008	64,43	4,09%	75,31
2.009	36,96	-0,28%	41,50
2.010	37,01	1,80%	41,68
2.011	49,93	3,20%	55,23
2.012	47,23	2,44%	50,63
2.013	44,26	1,42%	46,31
2.014	42,13	-0,15%	43,47
2.015	50,32	-0,50%	51,99
2.016	39,67	-0,20%	41,20
2.017	52,24	1,96%	54,36
2.018	57,29	1,67%	58,47
2.019	47,68	0,70%	47,86
2.020	33,96	-0,32%	33,85

Mediante el cálculo de la media y la desviación típica se podrá simular la distribución de precios con una normal.

$$\bar{X} = \frac{\sum X_i}{n}$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (X_i - \bar{X})^2}{n - 1}}$$

Utilizando las expresiones anteriores se obtienen una media y desviación típica de 48,67 y 10,33 respectivamente.

$$\bar{X} = 48,67$$

$$\sigma = 10,33$$

Mediante la media y desviación típica obtenidas, se pueden estimar precios obtenidos para los 20 años de horizonte temporal. Estos precios obtenidos tendrán que ser corregidos con la correspondiente inflación estimada. La primera estimación de precios (en euros) es:

Tabla 7: Estimación de precios de subasta (elaboración propia)

Año	Precio subasta
1	47,81
2	34,42
3	38,88
4	45,60
5	21,83
6	36,49
7	21,71
8	38,29
9	60,63
10	10,88
11	47,30
12	43,06
13	36,84
14	28,54
15	45,22
16	52,62
17	29,54
18	34,01
19	44,14
20	26,14

Para corregir los precios con la inflación, primero es necesario conocer el histórico del IPC durante un periodo similar al de la inversión. Estos datos están recogidos en la Ilustración 7.

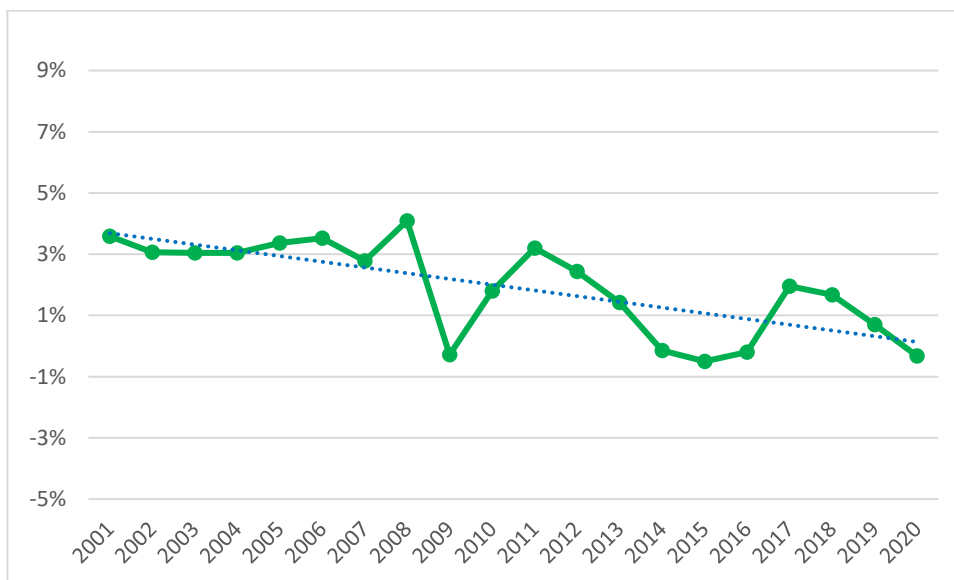


Ilustración 7: IPC España 2001-2020 (elaboración propia, datos [17])

Con estos datos, se puede estimar una inflación media del 2% y, por tanto, los precios estimados de subasta (en euros) serán:

Tabla 8: Estimación de precios de subasta con IPC (elaboración propia)

Año	Precio subasta
1	60,42
2	38,20
3	39,01
4	52,62
5	35,51
6	39,27
7	47,55
8	42,42
9	54,75
10	32,85
11	61,09
12	58,00
13	55,38

14	43,37
15	50,00
16	57,70
17	48,17
18	42,12
19	40,61
20	56,94

Una vez conocido el precio de subasta de la energía eléctrica generada, es necesario obtener la potencia generada cada año. Aunque se considere una potencia instalada de 20 MW, la energía generada varía en función de la velocidad del viento. Los aerogeneradores están funcionando si la velocidad del viento oscila entre 3 y 25 m/s (condiciones de funcionamiento para el modelo Acciona AW-3000/125).

Como se desarrolló en el apartado 2.2, la fórmula de obtención de la potencia eléctrica en un aerogenerador a partir de la velocidad del viento es:

$$P_{el} = \eta \frac{1}{2} \rho A v^3$$

Definiendo x como:

$$x = \frac{v_{real}}{v_{max}}$$

Siendo:

- v_{real} : velocidad media del viento para cada año.
- v_{max} : velocidad máxima a la que se produce la máxima potencia. En este caso 25 m/s.

Por tanto, la expresión en la cual se ve la influencia de la variabilidad del aire en la potencia generada queda:

$$P_{el} = \eta \frac{1}{2} \rho A x^3 v_{max}^3$$

Para calcular la potencia eléctrica generada se ha utilizado el histórico de velocidades del viento desde el año 2001 al 2020, siendo estos 20 periodos los que se utilizarán en el estudio del caso práctico. Con los datos recopilados se ha calculado la potencia media anual para cada periodo, detallado en la Tabla 9.

Tabla 9: Simulación potencia media generada

Año	Mes	Velocidad media	Potencia	Potencia media anual (MW)
Año 1	Enero	26,19	1,67	11,93
	Febrero	22,09	1,15	
	Marzo	25,61	1,67	
	Abril	25,00	1,67	
	Mayo	19,59	0,80	
	Junio	16,66	0,49	
	Julio	19,66	0,81	
	Agosto	15,62	0,41	
	Septiembre	21,62	1,08	
	Octubre	19,66	0,81	
	Noviembre	21,62	1,08	
	Diciembre	14,13	0,30	
Año 2	Enero	20,15	0,87	10,29
	Febrero	25,11	1,67	
	Marzo	20,19	0,88	
	Abril	18,12	0,63	
	Mayo	23,69	1,42	
	Junio	20,86	0,97	
	Julio	17,28	0,55	
	Agosto	16,16	0,45	
	Septiembre	12,86	0,23	
	Octubre	16,95	0,52	
	Noviembre	20,80	0,96	
	Diciembre	22,03	1,14	
Año 3	Enero	22,70	1,25	11,54
	Febrero	18,09	0,63	
	Marzo	15,10	0,37	
	Abril	26,30	1,67	
	Mayo	26,71	1,67	
	Junio	18,36	0,66	
	Julio	20,83	0,96	
	Agosto	15,50	0,40	
	Septiembre	16,32	0,46	
	Octubre	18,66	0,69	
	Noviembre	23,38	1,36	
	Diciembre	23,69	1,42	
Año 4	Enero	27,87	1,67	17,86
	Febrero	27,46	1,67	
	Marzo	27,95	1,67	
	Abril	34,46	1,67	
	Mayo	25,66	1,67	
	Junio	23,40	1,37	
	Julio	22,66	1,24	
	Agosto	26,34	1,67	
	Septiembre	21,36	1,04	
	Octubre	29,19	1,67	
	Noviembre	22,80	1,26	
	Diciembre	22,88	1,28	
Año 5	Enero	25,66	1,67	17,13
	Febrero	27,96	1,67	

	Marzo	24,46	1,56	
	Abril	29,56	1,67	
	Mayo	25,57	1,67	
	Junio	23,26	1,34	
	Julio	26,03	1,67	
	Agosto	21,91	1,12	
	Septiembre	21,04	0,99	
	Octubre	20,17	0,87	
	Noviembre	25,18	1,67	
	Diciembre	22,63	1,24	
Año 6	Enero	16,49	0,48	
	Febrero	24,94	1,66	
	Marzo	29,86	1,67	
	Abril	26,50	1,67	
	Mayo	25,20	1,67	
	Junio	17,60	0,58	13,68
	Julio	17,09	0,53	
	Agosto	27,15	1,67	
	Septiembre	17,10	0,53	
	Octubre	19,32	0,77	
	Noviembre	21,56	1,07	
	Diciembre	23,55	1,39	
Año 7	Enero	21,66	1,08	
	Febrero	29,01	1,67	
	Marzo	32,01	1,67	
	Abril	20,74	0,95	
	Mayo	27,54	1,67	
	Junio	24,80	1,63	13,06
	Julio	21,23	1,02	
	Agosto	24,25	1,52	
	Septiembre	20,98	0,99	
	Octubre	13,37	0,26	
	Noviembre	13,12	0,24	
	Diciembre	15,21	0,38	
Año 8	Enero	24,85	1,64	
	Febrero	17,19	0,54	
	Marzo	34,57	1,67	
	Abril	27,28	1,67	
	Mayo	22,86	1,27	
	Junio	28,42	1,67	17,09
	Julio	27,31	1,67	
	Agosto	23,25	1,34	
	Septiembre	23,08	1,31	
	Octubre	20,98	0,99	
	Noviembre	27,26	1,67	
	Diciembre	26,46	1,67	
Año 9	Enero	27,99	1,67	
	Febrero	24,21	1,51	
	Marzo	26,52	1,67	
	Abril	24,58	1,58	17,79
	Mayo	23,88	1,45	
	Junio	24,88	1,64	
	Julio	23,65	1,41	

	Agosto	22,61	1,23	
	Septiembre	23,36	1,36	
	Octubre	20,55	0,93	
	Noviembre	31,10	1,67	
	Diciembre	26,34	1,67	
Año 10	Enero	26,83	1,67	19,00
	Febrero	30,43	1,67	
	Marzo	31,41	1,67	
	Abril	22,90	1,28	
	Mayo	24,99	1,66	
	Junio	26,54	1,67	
	Julio	27,33	1,67	
	Agosto	25,65	1,67	
	Septiembre	21,50	1,06	
	Octubre	26,94	1,67	
	Noviembre	26,76	1,67	
	Diciembre	24,97	1,66	
Año 11	Enero	26,67	1,67	11,18
	Febrero	25,37	1,67	
	Marzo	23,44	1,37	
	Abril	20,02	0,86	
	Mayo	28,30	1,67	
	Junio	28,20	1,67	
	Julio	13,05	0,24	
	Agosto	11,23	0,15	
	Septiembre	17,34	0,56	
	Octubre	16,14	0,45	
	Noviembre	18,76	0,70	
	Diciembre	12,02	0,19	
Año 12	Enero	13,66	0,27	13,20
	Febrero	23,19	1,33	
	Marzo	18,04	0,63	
	Abril	28,46	1,67	
	Mayo	22,28	1,18	
	Junio	24,04	1,48	
	Julio	20,30	0,89	
	Agosto	22,26	1,18	
	Septiembre	21,56	1,07	
	Octubre	18,14	0,64	
	Noviembre	22,42	1,20	
	Diciembre	25,26	1,67	
Año 13	Enero	22,70	1,25	14,34
	Febrero	21,99	1,13	
	Marzo	22,05	1,14	
	Abril	29,36	1,67	
	Mayo	24,93	1,65	
	Junio	22,88	1,28	
	Julio	15,91	0,43	
	Agosto	21,43	1,05	
	Septiembre	16,84	0,51	
	Octubre	21,25	1,02	
	Noviembre	27,70	1,67	
	Diciembre	24,33	1,54	

Año 14	Enero	29,54	1,67	13,94
	Febrero	32,87	1,67	
	Marzo	24,60	1,59	
	Abril	23,78	1,43	
	Mayo	22,49	1,21	
	Junio	22,48	1,21	
	Julio	22,76	1,26	
	Agosto	20,63	0,94	
	Septiembre	16,40	0,47	
	Octubre	16,86	0,51	
	Noviembre	23,42	1,37	
	Diciembre	17,94	0,62	
Año 15	Enero	20,32	0,90	13,48
	Febrero	27,32	1,67	
	Marzo	25,22	1,67	
	Abril	19,74	0,82	
	Mayo	27,41	1,67	
	Junio	22,90	1,28	
	Julio	21,45	1,05	
	Agosto	19,22	0,76	
	Septiembre	20,52	0,92	
	Octubre	19,74	0,82	
	Noviembre	16,60	0,49	
	Diciembre	23,83	1,44	
Año 16	Enero	27,50	1,67	11,98
	Febrero	29,48	1,67	
	Marzo	26,86	1,67	
	Abril	22,64	1,24	
	Mayo	19,63	0,81	
	Junio	20,10	0,87	
	Julio	23,75	1,43	
	Agosto	18,75	0,70	
	Septiembre	16,54	0,48	
	Octubre	14,59	0,33	
	Noviembre	19,06	0,74	
	Diciembre	15,33	0,38	
Año 17	Enero	16,43	0,47	11,11
	Febrero	24,73	1,61	
	Marzo	23,83	1,44	
	Abril	23,16	1,33	
	Mayo	18,46	0,67	
	Junio	20,08	0,86	
	Julio	21,10	1,00	
	Agosto	21,06	1,00	
	Septiembre	18,14	0,64	
	Octubre	16,97	0,52	
	Noviembre	15,08	0,37	
	Diciembre	22,39	1,20	
Año 18	Enero	23,69	1,42	12,64
	Febrero	24,24	1,52	
	Marzo	29,26	1,67	
	Abril	23,78	1,43	
	Mayo	21,91	1,12	

	Junio	17,52	0,57	
	Julio	18,60	0,69	
	Agosto	16,92	0,52	
	Septiembre	16,70	0,50	
	Octubre	22,59	1,23	
	Noviembre	21,02	0,99	
	Diciembre	21,00	0,99	
Año 19	Enero	22,97	1,29	14,08
	Febrero	18,13	0,64	
	Marzo	24,02	1,48	
	Abril	22,54	1,22	
	Mayo	24,87	1,64	
	Junio	19,92	0,84	
	Julio	20,65	0,94	
	Agosto	20,81	0,96	
	Septiembre	23,42	1,37	
	Octubre	17,54	0,58	
	Noviembre	31,12	1,67	
	Diciembre	23,90	1,46	
Año 20	Enero	37,06	1,67	14,05
	Febrero	22,57	1,23	
	Marzo	27,48	1,67	
	Abril	18,84	0,71	
	Mayo	22,03	1,14	
	Junio	22,08	1,15	
	Julio	23,69	1,42	
	Agosto	19,76	0,82	
	Septiembre	17,52	0,57	
	Octubre	23,03	1,30	
	Noviembre	18,72	0,70	
	Diciembre	29,85	1,67	

Una vez conocida la potencia media anual, se puede calcular la energía eléctrica producida. Para ello se va a suponer un total de 2500 h de funcionamiento anuales [15].

El cálculo de la energía eléctrica producida se detalla en la Tabla 10. Se ha obtenido a través de la siguiente fórmula:

$$E_{el} = P_{el} \times \text{Horas anuales}$$

Tabla 10: Energía producida

Año	Energía producida (MWh)
Año 1	29.826,13
Año 2	25.712,73
Año 3	28.846,40
Año 4	44.640,42
Año 5	42.825,01
Año 6	34.198,37
Año 7	32.653,19
Año 8	42.723,72
Año 9	44.477,10
Año 10	47.496,74
Año 11	27.944,98
Año 12	32.999,71
Año 13	35.839,91
Año 14	34.858,38
Año 15	33.697,43
Año 16	29.949,13
Año 17	27.771,89
Año 18	31.600,91
Año 19	35.204,50
Año 20	35.115,25

Una vez conocidos la energía anual producida y el precio de subasta, se puede obtener los ingresos que se obtienen anualmente mediante la venta de energía eléctrica producida.

Tabla 11: Ingresos anuales

Año	Energía producida (MWh)	Precio subasta (€/MWh)	Ingresos (€)
Año 1	29.826,13	60,42	1.802.018,64
Año 2	25.712,73	38,20	982.273,17
Año 3	28.846,40	39,01	1.125.405,86
Año 4	44.640,42	52,62	2.348.896,43
Año 5	42.825,01	35,51	1.520.896,80
Año 6	34.198,37	39,27	1.342.838,58
Año 7	32.653,19	47,55	1.552.542,31
Año 8	42.723,72	42,42	1.812.349,50
Año 9	44.477,10	54,75	2.434.903,12
Año 10	47.496,74	32,85	1.560.390,06
Año 11	27.944,98	61,09	1.707.199,31
Año 12	32.999,71	58,00	1.913.847,63
Año 13	35.839,91	55,38	1.984.830,13
Año 14	34.858,38	43,37	1.511.856,78
Año 15	33.697,43	50,00	1.684.758,47
Año 16	29.949,13	57,70	1.728.101,24
Año 17	27.771,89	48,17	1.337.654,81
Año 18	31.600,91	42,12	1.330.923,74
Año 19	35.204,50	40,61	1.429.794,53
Año 20	35.115,25	56,94	1.999.304,00

5.1.4 Costes operacionales

Los costes operacionales comprenden los costes de mantenimiento, mano de obra y administrativos. Estos costes tienen un valor de 20 €/MWh según [13] en España.

Año	Energía producida (MWh)	Coste (€/MWh)	Coste anual (€)
Año 1	29.826,13	20	596.522,60
Año 2	25.712,73	20	514.254,60
Año 3	28.846,40	20	576.928,00
Año 4	44.640,42	20	892.808,40
Año 5	42.825,01	20	856.500,20
Año 6	34.198,37	20	683.967,40
Año 7	32.653,19	20	653.063,80
Año 8	42.723,72	20	854.474,40
Año 9	44.477,10	20	889.542,00
Año 10	47.496,74	20	949.934,80
Año 11	27.944,98	20	558.899,60
Año 12	32.999,71	20	659.994,20
Año 13	35.839,91	20	716.798,20
Año 14	34.858,38	20	697.167,60
Año 15	33.697,43	20	673.948,60
Año 16	29.949,13	20	598.982,60
Año 17	27.771,89	20	555.437,80
Año 18	31.600,91	20	632.018,20
Año 19	35.204,50	20	704.090,00
Año 20	35.115,25	20	702.305,00

5.1.5 Cuota de amortización

La cuota de amortización va a ser similar durante todo el horizonte temporal contemplado. Mediante la fórmula de amortización anual se establece el valor para cada año:

$$Amortización = \frac{I_0}{n} = \frac{25\,000\,000\,€}{20\,años} = 1\,250\,000\, \frac{€}{año}$$

Siendo I_0 la inversión inicial y n el periodo de años.

5.1.6 Tasa de actualización

Como tasa de actualización se tomará el valor del WACC estimado por la Agencia Internacional para inversiones en parque eólicos [13].

$$WACC = 5,9\%$$

5.2. TÉCNICAS CLÁSICAS DE ANÁLISIS DE INVERSIÓN

Este apartado recoge el análisis de la posible inversión mediante el empleo del Valor Actual Neto (VAN). El valor favorable de la rentabilidad y, por tanto, la idoneidad de la ejecución del proyecto estará reflejado con un valor de VAN positivo.

El primer paso para el cálculo del VAN es obtener los flujos de caja para los años comprendidos en el horizonte temporal del análisis. Su formulación es la siguiente:

$$FC_t = \text{Ingresos} - \text{Costes fijos} - \text{Costes variables} - \text{Impuestos} - \text{Inversiones}$$

En la siguiente tabla se pueden ver los diferentes elementos que participan en el cálculo de los flujos de caja expresados en miles de €. Entre ellos están:

- Ingresos: obtenidos del apartado 5.1.3.
- Costes de operación y mantenimiento: obtenidos del apartado 5.1.4.
- Margen bruto: diferencia entre los ingresos y los costes.
- Amortizaciones: obtenidos del apartado 5.1.5. Este dato sólo se utiliza para el cálculo de los impuestos.
- Beneficio antes de impuestos (BAI): diferencia entre el margen bruto y la cuota de amortización.
- Impuestos y crédito fiscal: los impuestos representan el 30% del BAI si éste es positivo. Si el BAI es negativo, la cuota de impuestos es 0 y se acumula el 30% como crédito fiscal.
- BDI: es la diferencia entre el BAI y los impuestos.
- Inversiones: obtenidos del apartado 5.1.2.
- Flujos de caja (CF): diferencia entre el BDI y la inversión.

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos		1.802,02	982,27	1.125,41	2.348,90	1.520,90
CO&M		596,52	514,25	576,93	892,81	856,50
Margen bruto		1.205,50	468,02	548,48	1.456,09	664,40
Amortizaciones		1.250,00	1.250,00	1.250,00	1.250,00	1.250,00
BAI		-44,50	-781,98	-701,52	206,09	-585,60
Impuestos		0,00	0,00	0,00	148,63	0,00
Crédito fiscal		13,35	234,59	210,46	0,00	175,68
BDI		1.205,50	468,02	548,48	1.604,72	664,40
Inversiones	25.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CF	-25.000,00	1.205,50	468,02	548,48	1.604,72	664,40

6	7	8	9	10
1.342,84	1.552,54	1.812,35	2.434,90	1.560,39
683,97	653,06	854,47	889,54	949,93
658,87	899,48	957,88	1.545,36	610,46
1.250,00	1.250,00	1.250,00	1.250,00	1.250,00
-591,13	-350,52	-292,12	295,36	-639,54
0,00	0,00	0,00	-0,97	0,00
177,34	105,16	87,64	0,00	191,86
658,87	899,48	957,88	1.544,39	610,46
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
658,87	899,48	957,88	1.544,39	610,46

11	12	13	14	15
1.707,20	1.913,85	1.984,83	1.511,86	1.684,76
558,90	659,99	716,80	697,17	673,95
1.148,30	1.253,85	1.268,03	814,69	1.010,81
1.250,00	1.250,00	1.250,00	1.250,00	1.250,00
-101,70	3,85	18,03	-435,31	-239,19
0,00	29,35	-5,41	0,00	0,00
30,51	0,00	0,00	130,59	71,76
1.148,30	1.283,21	1.262,62	814,69	1.010,81
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.148,30	1.283,21	1.262,62	814,69	1.010,81

16	17	18	19	20
1.728,10	1.337,65	1.330,92	1.429,79	1.999,30
598,98	555,44	632,02	704,09	702,31
1.129,12	782,22	698,91	725,70	1.297,00
1.250,00	1.250,00	1.250,00	1.250,00	1.250,00

-120,88	-467,78	-551,09	-524,30	47,00
0,00	0,00	0,00	0,00	143,19
36,26	140,33	165,33	157,29	0,00
1.129,12	782,22	698,91	725,70	1.440,19
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.129,12	782,22	698,91	725,70	1.440,19

Una vez calculados los campos necesarios para el cómputo de los flujos de caja, se puede proceder a calcular del VAN mediante la fórmula (obtenida del apartado 4):

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - Inversión\ inicial$$

Obteniendo un valor de:

$$VAN = -13.921.272,80 \text{ €}$$

Con este resultado menor que 0, la inversión sería descartada.

5.3. RED BINOMIAL

Una vez analizada la inversión mediante una técnica clásico como el VAN, se va a realizar el proceso análogo mediante el empleo de la red binomial para la resolución de las opciones reales planteadas.

Las opciones objeto de estudio, como se detalló en el apartado 4.1, son:

- Opción de aplazar: se paraliza el comienzo del proyecto hasta que las condiciones del mercado mejores.
- Opción de invertir: comienzo del proyecto.
- Opción de no invertir: no se inicia el proyecto.

Las fórmulas matemáticas necesarias para la resolución de la red, fueron explicadas en el apartado 4.1:

- Subida:

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta T}} = e^{0,26\sqrt{1}} = 1,30$$

Teniendo en cuenta que σ está expresado como el cociente entre la desviación y la media, expresado en tanto por uno.

- Descenso:

$$d = e^{-\sigma\sqrt{\Delta T}} = e^{-0,26\sqrt{1}} = 0,77$$

- Probabilidad de ascenso:

$$p = \frac{(1 + r_f) - d}{u - d} = \frac{(1 + 0,059) - 0,77}{1,30 - 0,77} = 0,55$$

- Probabilidad de descenso:

$$q = 1 - p = 1 - 0,55 = 0,45$$

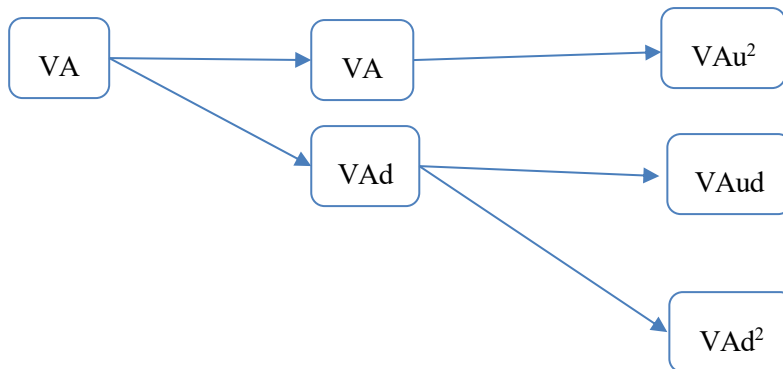
Como último paso previo para montar la red binomial, es necesario calcular el valor actual del proyecto.

	Año	Total (€)	Total (k€)
Ingresos	1.802.018,64	36.040.372,83	36.040,37
CO&M	596.522,60	11.930.452,00	11.930,45
Margen bruto		24.109.920,83	24.109,92
Impuestos		7.232.976,25	7.232,98
BDI		16.876.944,58	16.876,94
Inversiones		25.000.000,00	25.000,00
VAN		-8.123.055,42	-8.123,06

Resultando un valor actual (VA) de 16876 k€.

La red (expresada en miles de €) va a ser construida en diferentes pasos hasta reflejar la información necesaria para tomar las decisiones en función de la evolución de los datos:

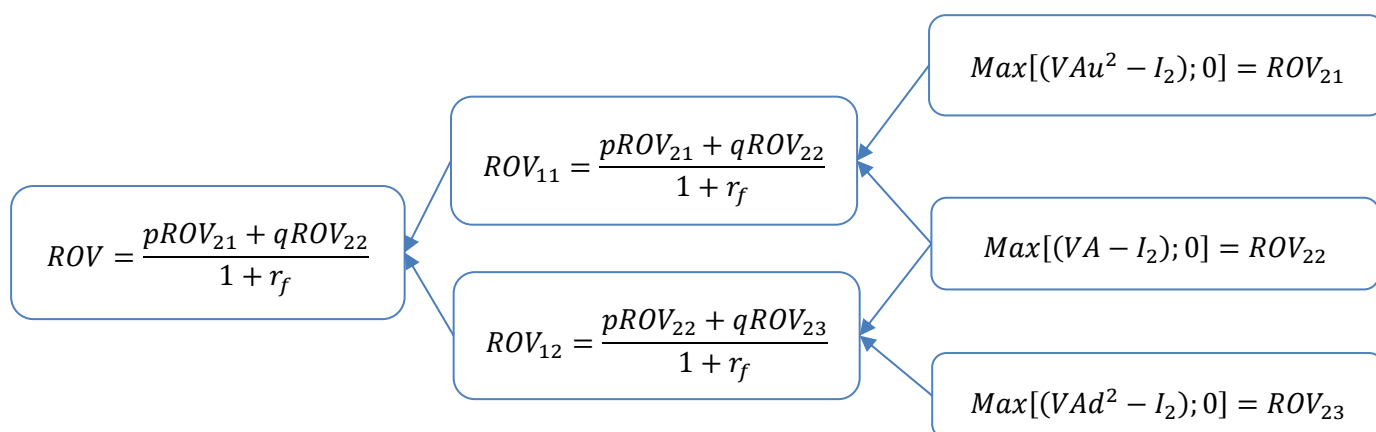
1. Calcular el avance de AV con los ascensos y descensos. Para ello se irá realizando lo siguiente:



En los desplazamientos en horizontal se multiplicará por u y en los en diagonal por d .

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
VA	16.876,94	21.888,22	28.387,49	36.816,59	47.748,54	61.926,52	80.314,36	104.162,11	135.090,98	175.203,55
		13.012,99	16.876,94	21.888,22	28.387,49	36.816,59	47.748,54	61.926,52	80.314,36	104.162,11
			10.033,69	13.012,99	16.876,94	21.888,22	28.387,49	36.816,59	47.748,54	61.926,52
				7.736,49	10.033,69	13.012,99	16.876,94	21.888,22	28.387,49	36.816,59
					5.965,24	7.736,49	10.033,69	13.012,99	16.876,94	21.888,22
						4.599,50	5.965,24	7.736,49	10.033,69	13.012,99
							3.546,45	4.599,50	5.965,24	7.736,49
								2.734,50	3.546,45	4.599,50
									2.108,44	2.734,50
										1.625,72

2. Calcular el VAN del proyecto contemplando la opción de aplazar (VAN_OA). Se procederá de la forma detallada en el apartado 4.1, realizando los cálculos de final a principio.



En el último año hay que restar el coste de la inversión. Este valor se ha actualizado cada año con el valor de la inflación propuesto en el apartado 5.1.3. Los costes de inversión están recogidos en la Tabla 12.

Tabla 12: Inversión actualizada IPC

Año	Inversión (€)
1	25.000
2	25.500
3	26.010
4	26.530
5	27.061
6	27.602
7	28.154
8	28.717
9	29.291
10	29.877

Por otro lado, el retrasar la inversión conlleva una penalización en el proyecto. Esta penalización es debida al mantenimiento de la opción de invertir durante el periodo estudiado. La prima es inicialmente un 1% incrementable un 0,5% anual. Esta prima incrementará el valor de la inversión, sumándose la tasa a la del IPC. De esta forma, la inversión supone para cada año los valores recogidos en la Tabla 13. El valor del año 10 será el que se reste en el último año de estudio.

Tabla 13: Inversión actualizada IPC, prima

Año	Inversión
1	25.000
2	25.750
3	26.651
4	27.717
5	28.965
6	30.413
7	32.086
8	34.011
9	36.221
10	38.757

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
VA	16.876,94	21.888,22	28.387,49	36.816,59	47.748,54	61.926,52	80.314,36	104.162,11	135.090,98	175.203,55
VAN_OA	3.149,20	5.168,16	8.367,53	13.336,94	20.874,10	31.986,31	47.832,42	69.603,50	98.493,41	136.446,73
		13.012,99	16.876,94	21.888,22	28.387,49	36.816,59	47.748,54	61.926,52	80.314,36	104.162,11
		1.116,47	1.970,16	3.444,58	5.954,47	10.147,90	16.980,11	27.722,06	43.716,79	65.405,29
			10.033,69	13.012,99	16.876,94	21.888,22	28.387,49	36.816,59	47.748,54	61.926,52
			228,90	442,71	856,22	1.655,97	3.202,73	6.194,22	11.979,91	23.169,69
				7.736,49	10.033,69	13.012,99	16.876,94	21.888,22	28.387,49	36.816,59
				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
					5.965,24	7.736,49	10.033,69	13.012,99	16.876,94	21.888,22
					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						4.599,50	5.965,24	7.736,49	10.033,69	13.012,99
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
							3.546,45	4.599,50	5.965,24	7.736,49
							0,00	0,00	0,00	0,00
								2.734,50	3.546,45	4.599,50
								0,00	0,00	0,00
									2.108,44	2.734,50
									0,00	0,00
										1.625,72
										0,00

3. Con la adición del VAN_b anual, se tienen todos los datos para evaluar qué acción tomar en cada nodo y, por tanto, en cada posible situación de decisión.

Para el cálculo del VAN_b se ha restado al valor del activo (VA) el coste de inversión recogido en la Tabla 13. Penalizando menos la prima si se invierte en los primeros años.

Una vez calculados todos los valores, se pueden establecer las acciones a tomar en cada nodo de decisión:

- Opción de aplazar: el valor de VAN_OA es mayor que la de VAN_b.
- Opción de invertir: e valor del VAN_b para ese año es mayor que el VAN contemplando la opción de retrasar el comienzo de la inversión (VAN_OA).
- Opción de no invertir: llegado al último periodo, si VAN_OA sigue siendo teniendo valor nulo, se opta por abandonar la inversión.

Quedando la red binomial:

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
VA	16.876,94	21.888,22	28.387,49	36.816,59	47.748,54	61.926,52	80.314,36	104.162,11	135.090,98	175.203,55
VAN_OA	3.149,20	5.168,16	8.367,53	13.336,94	20.874,10	31.986,31	47.832,42	69.603,50	98.493,41	136.446,73
VAN_b	-8.123,06	-3.861,78	1.736,24	9.099,29	18.783,96	31.513,71	48.228,85	70.151,47	98.869,64	136.446,73
ACCIÓN	ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	INVERTIR	INVERTIR	INVERTIR	INVERTIR
		13.012,99	16.876,94	21.888,22	28.387,49	36.816,59	47.748,54	61.926,52	80.314,36	104.162,11
		1.116,47	1.970,16	3.444,58	5.954,47	10.147,90	16.980,11	27.722,06	43.716,79	65.405,29
		-12.737,01	-9.774,31	-5.829,08	-577,09	6.403,78	15.663,03	27.915,87	44.093,03	65.405,29
		ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	INVERTIR	INVERTIR	INVERTIR
			10.033,69	13.012,99	16.876,94	21.888,22	28.387,49	36.816,59	47.748,54	61.926,52
			228,90	442,71	856,22	1.655,97	3.202,73	6.194,22	11.979,91	23.169,69
			-16.617,56	-14.704,31	-12.087,63	-8.524,59	-3.698,02	2.805,94	11.527,20	23.169,69
			ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	INVERTIR
				7.736,49	10.033,69	13.012,99	16.876,94	21.888,22	28.387,49	36.816,59
				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
				-19.980,81	-18.930,89	-17.399,81	-15.208,57	-12.122,43	-7.833,85	-1.940,24
				ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	NO INVERTIR
					5.965,24	7.736,49	10.033,69	13.012,99	16.876,94	21.888,22
					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
					-22.999,34	-22.676,31	-22.051,82	-20.997,65	-19.344,39	-16.868,61
					ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	NO INVERTIR
						4.599,50	5.965,24	7.736,49	10.033,69	13.012,99
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						-25.813,30	-26.120,28	-26.274,15	-26.187,64	-25.743,83
						ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	NO INVERTIR
							3.546,45	4.599,50	5.965,24	7.736,49
							0,00	0,00	0,00	0,00
							-28.539,06	-29.411,14	-30.256,10	-31.020,33
							ESPERAR	ESPERAR	ESPERAR	NO INVERTIR
								2.734,50	3.546,45	4.599,50
								0,00	0,00	0,00
								-31.276,14	-32.674,88	-34.157,32
								ESPERAR	ESPERAR	NO INVERTIR
									2.108,44	2.734,50
									0,00	0,00
									-34.112,89	-36.022,33
									ESPERAR	NO INVERTIR
										1.625,72
										0,00
										-37.131,11
										NO INVERTIR

Con este resultado se podrán tomar las siguientes decisiones en función del avance:

- Esperar durante los seis primeros años, la red muestra que existen condiciones más favorables si se inicia el proyecto años después.
- Invertir en el séptimo año si las condiciones son más favorables.
- Si llegado al último año las condiciones siguen siendo desfavorables, la opción óptima es abandonar el proyecto. En este caso no se obtendrían beneficios, pero tampoco pérdidas.

6 CONCLUSIONES

Este Trabajo Fin de Máster ha consistido en el desarrollo del análisis de una inversión en un parque eólico. Para realizar el análisis se ha establecido una comparativa empleando técnicas clásicas, como es el estudio del VAN, y la aplicación de las Opciones Reales.

El caso práctico de estudio ha consistido en la instalación de un parque eólico y la explotación del mismo durante 20 años. Para el análisis se han estimado los ingresos del periodo mediante datos históricos y la inflación estimada. En el lado de los costes se han contemplado los gastos de mano de obra y mantenimiento. La inversión inicial ha sido hallada gracias a los estudios publicados sobre los costes de la instalación de energías renovables en Europa. Por último, se ha establecido una prima de penalización computable a los años en los que se decide retrasar el comienzo de la inversión.

Históricamente, las inversiones han sido analizadas con técnicas como el VAN. Mediante el empleo de esta técnica, se analiza el proyecto a través de una imagen estática que describe los años en los que se desarrolla el proyecto. Con el empleo de esta técnica, se obtiene un VAN negativo, por tanto, la decisión resultante es la negativa a invertir en el proyecto.

Una vez que se introducen opciones de flexibilidad en el proyecto, se puede analizar éste a través de las Opciones Reales. Las opciones contempladas han sido las de invertir, retrasar el comienzo del proyecto hasta el año 10 y no invertir una vez llegado el último año de estudio. Con estas opciones de flexibilidad y los datos de volatilidad se construye la red binomial. Esta red capacita al inversor a ver cómo varía el valor del proyecto en función de la evolución del mercado. Este método no devuelve un valor fijo que sea la solución del análisis, sino que ofrece la posibilidad de ir adaptando las decisiones de inversión en función de la evolución de los precios de subasta para el caso estudiado.

Comparando ambas técnicas, se aprecian los aspectos favorables que proporciona el introducir la flexibilidad en el proyecto. Mediante la técnica de las Opciones Reales, se aprecia cómo las condiciones del mercado sí posibilitan una inversión rentable. Si por algo destaca la adecuación del empleo de las Opciones Reales en el análisis de proyectos de energías renovables, es porque abarcan la variabilidad de los precios, adaptándose a los cambios constantes de las condiciones estudiadas.

El objeto de este proyecto es mostrar alternativas al análisis clásico de inversiones. De la misma forma, recalcar la mejora de la rentabilidad de los proyectos cuando la flexibilidad de inversión es introducida en éste.

REFERENCIAS

- [1] Á. Cámara Sánchez, M. Flores García y P. D. Fuentes Saguar, «Análisis económico y medioambiental del sector eléctrico en España,» de *Estudios de Economía Aplicada*, 2011, pp. 493-514.
- [2] J. C. Velázquez Elizarraras, «El nuevo derecho internacional de la energía a través del estudio de sus fuentes y el ordenamiento del mercado mundial del petróleo en un contexto geopolítico-especulativo,» *Anuario mexicano de derecho internacional*, vol. 9, 2009.
- [3] «International Energy Agency,» [En línea]. Available: <https://www.iea.org/>.
- [4] J. Oviedo-Salazar, M. Badii, A. Guillen y O. Lugo Serrato, *Historia y Uso de Energías Renovables*, San Nicolás de los Garza, N.L., México: UANL.
- [5] «Acciona,» [En línea]. Available: www.acciona.com.
- [6] A. Arroyo Gutiérrez, M. Mañana Canteli, R. Martínez Torres, J. Mirapeix Serrano y C. Capellán Villacián, «Tema 6.4. Energías renovables (IV). Energía eólica,» de *Energía(y) Telecomunicaciones*, Universidad de Cantabria, 2017.
- [7] Red Eléctrica de España, «Principales indicadores de negocio. Red de transporte,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/conocenos/principales-indicadores/red-de-transporte-circuito>. [Último acceso: 21 10 2020].
- [8] S. C. Myers, «Determinant of corporate borrowing,» de *Journal of Financial Economics*, vol. 5, 1977, pp. 147-175.
- [9] F. Black y M. Scholes, «The pricing of options and corporate liabilities,» de *Journal of Political Economy*, vol. 81, 1973, pp. 637-654.
- [10] J. Cox, S. Ross y M. Rubinstein, «Option pricing: A simplified approach,» *Journal of Financial Economics*, 1979, pp. 229-263.
- [11] E. Martínez Cámara, *Análisis del ciclo de vida y aportaciones a la metodología del ACV para sistemas de generación eólica*, Universidad de La Rioja, 2009.
- [12] «Asociación Empresarial Eólica,» [En línea]. Available: <https://www.aeeolica.org/>.
- [13] M. Hand, «IEA Wind Task 26: Cost of Wind Energy,» IEA Wind, 2011.
- [14] Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, Boletín Oficial del Estado.
- [15] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, «Memoria del análisis del impacto normativo del real decreto por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción eléctrica,» 2020.

[16] «OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español),» [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es>.

[17] «Worldwide Inflation Data,» [En línea]. Available: <https://www.inflation.eu/>.