

# **Desarrollo de un modelo de determinación de cash-flows para un proyecto de energía eólica**

**Building up a model of cash-flow determination for a wind  
power project**

**Dra. Irene Clara Pisón Fernández**

Universidad de Vigo. Profesora Catedrática del Departamento de Economía  
Financiera y Contabilidad

**Dr. Félix Puime Guillén**

Profesor Asociado del Departamento de Economía Financiera y Contabilidad

**Dr. Miguel Ángel Crespo Cibrán**

Abanca. Profesor en el Máster de Finanzas de la Facultad de CC. Económicas  
y Empresariales

## **Resumen**

En este trabajo se analiza la problemática asociada a la producción de energía eléctrica de origen renovable, y se ofrece un modelo de definición de las variables en las que se apoya el plan de negocio de energía eólica. El plan de viabilidad muestra que los cash-flows para el accionista obtenidos en este tipo de proyectos permiten afrontar las inversiones futuras con una rentabilidad suficiente, que apunta al sector de energías renovables, y en particular al de energía eólica, como estratégico dentro de la economía española de las próximas décadas.

## **Abstract**

In this paper, the problems linked to renewable wind power energy production are analyzed and a model to define the variables in which the wind power business plan relies on is proposed. The viability plan shows that the shareholder's cash flows obtained in this kind of projects make it possible to face future investments with adequate returns, pointing to the renewable energy sector, in particular wind power as a strategic one within the Spanish economy over the coming decades.

*Palabras clave:* energía eólica, cash-flow, rentabilidad, wind power, cash-flow, profitability.

*JEL:* Q4; Q42; G31.

## 1. Introducción

Todos los agentes sociales (políticos, empresarios, sindicatos, y la ciudadanía en general) coinciden en que se hace imprescindible un cambio en el modelo de producción mundial que implique, entre otras cosas, un aprovechamiento de los recursos naturales mucho más respetuoso con el medioambiente. Esto es posible, únicamente, si se apoya en un modelo energético basado en el desarrollo de las energías renovables, como pueden ser las procedentes del sol, del viento, o la biomasa, fuentes inagotables de energía que, a la vez, son respetuosas con el entorno.

Por otra parte, el desarrollo de las energías renovables lleva asociado un impacto notable en la generación de riqueza y la creación de empleo. El bienestar social y económico en el siglo XXI estará asociado a la energía eléctrica producida por fuerzas de origen renovable, presentes en la naturaleza.

La energía es un recurso imprescindible en cualquier modelo económico y social, pero su utilidad entra en conflicto a menudo con el carácter contaminante de los actuales combustibles fósiles. Es por ello que, desde hace años, se está trabajando en el impulso y la utilización de otras fuentes de energía, de manera que, en apenas dos décadas, las energías renovables se han convertido en una realidad en beneficio del bienestar social.

Desde el punto de vista ambiental, las energías renovables, a diferencia de los combustibles fósiles, se renuevan de manera natural, por lo que su utilización es infinita, no producen gases de efecto invernadero y son, por lo tanto, una de las pocas vías disponibles para contrarrestar el aumento de la demanda de energía sin agravar el problema del cambio climático, y es que resulta fundamental vincular la energía a un contexto de sostenibilidad (Calvo y Doldán, 2006). Además, desde la perspectiva geopolítica estas energías no requieren la importación de recursos, ya que están disponibles en mayor o menor medida en todos los países.

La preocupación por el consumo excesivo de energía de origen fósil es relativamente reciente. Hasta principios de la década de los setenta, la opinión pública no tenía una idea definida sobre si la energía resultaba un recurso caro o barato, si en algún momento se podría producir una crisis de suministro e incluso si su producción y transporte conllevaba riesgos importantes desde la perspectiva medioambiental.

Desde entonces, ha habido varias crisis motivadas por sucesivos incrementos del precio del petróleo, múltiples incidentes de falta de suministro eléctrico ocasionados por una oferta insuficiente e innumerables incidentes en el transporte a través de la red<sup>1</sup>. Además,

---

<sup>1</sup> Como lo sucedido en noviembre de 2006 en Alemania. (Expansión, 2008)

durante ese periodo de tiempo se han producido y se siguen produciendo todavía hoy en día, impactos medioambientales muy relevantes<sup>2</sup>.

Todos estos incidentes, con el paso de los años, han provocado un cambio en la conciencia ecológica, que ha motivado actuaciones internacionales como el establecimiento del Protocolo de Kioto, a través del cual se pretende reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmosfera.

A esta idea ha ayudado la constatación de que las fuentes de energía tradicionales (combustibles fósiles) tienen una vida limitada. Se calcula que con el consumo de energía actual el petróleo se agotará en torno al año 2050, el gas natural en el año 2065 y el carbón en el año 2160 (Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, 2007).

Por tanto, para lograr un futuro estable en abastecimiento energético, es necesario desarrollar un modelo de producción de recursos sostenible, por lo que la estructura de generación de energía eléctrica cambiará positivamente a favor de las renovables (Doldán, 2008). De hecho, este tipo de modelo energético ha iniciado sobre todo en aquellos países que tienen mayor dependencia del exterior de los recursos energéticos, como es el caso de España, en donde cerca del 80% de estos recursos son importados. En el caso particular de Galicia, esta dependencia es un poco menor, alrededor de un 75%, aunque todavía sigue siendo muy elevada.

Pero sin duda alguna donde la implantación de este modelo ha empezado con más fuerza ha sido en el Norte de Europa y Alemania. Un ejemplo claro son las ciudades de Estocolmo y Hamburgo, nombradas “Capital Verde” de la UE para el 2010 y 2011, respectivamente. (Mashini, 2009). Según el artículo “Así se vive en la Capital Verde Europea” (El Mundo, 2009), la ciudad sueca de Estocolmo ha sabido adaptarse a la nueva conciencia medioambiental sin por ello renunciar a las características de una gran ciudad (tiene una población cercana a los 800.000 habitantes), teniendo como objetivo a largo plazo convertirse en una ciudad “fossil free” para el año 2050, es decir, en una ciudad libre de combustibles fósiles.

Un aspecto muy importante a la hora de entender el desarrollo de este tipo de tecnologías, es la evolución que ha tenido en los últimos años el precio del barril de petróleo, llegando casi a los 150\$ en el año 2007 (Agosti y otros, 2007). Esto ha obligado a muchos gobiernos a buscar alternativas a este tipo de energía inicialmente abundante y barata, y actualmente escasa y cara.

Por otra parte, en la última década se ha producido un desarrollo económico muy importante en países emergentes como China o India, con modelos de producción poco eficientes en materia energética, y grandes consumidores de combustibles fósiles, lo que ha

---

<sup>2</sup> Un ejemplo que afectó a Galicia fue el Prestige.

provocado una senda alcista en la cotización del crudo que incide en el problema de energía mencionado.

De este modo, la escasez de combustibles fósiles, está generando múltiples conflictos internacionales que desestabilizan el equilibrio geopolítico a nivel mundial. Las tensiones en el suministro de hidrocarburos son constantes y agravan el panorama internacional: las interrupciones de gas ruso en el año 2009 a Ucrania, país por el que atraviesan los gaseoductos que abastecen a la Unión Europea; o los conflictos armados en Oriente Medio o Nigeria (Rojas, 2006).

Por otro lado (Zubi y otros, 2009), la ligera ventaja económica de la energía nuclear en las próximas tres décadas no justificaría la vía nuclear y sus riesgos, especialmente en un país tan rico en recursos renovables como España.

Todo ello justifica la importancia de la producción de energía eléctrica de origen renovable, la cual puede proceder de la explotación de diversos fenómenos y recursos abundantes en la naturaleza.

Se ha podido observar que en los últimos años ha tenido un importante desarrollo en España, y más concretamente en Galicia, la energía eólica, que utiliza la fuerza del viento. Al mismo tiempo, el desarrollo tecnológico de los últimos cinco años ha permitido aprovechar con alta eficiencia la energía del sol. Esta tecnología se ha aplicado en Galicia con gran éxito, pero su implantación es menor al resto de España, debido fundamentalmente a una menor radiación solar frente a otras zonas más meridionales. La Biomasa forestal, es la tercera y última forma de generación de energía eléctrica, de origen renovable, que se centra en el aprovechamiento de los residuos de las explotaciones forestales (claras, limpiezas de montes, cortas, etc.), residuos de las industrias (serrerías, fabricas de muebles...) y de los cultivos energéticos. En este caso, se utiliza la biomasa como combustible, para la generación de vapor dentro de una caldera, que a su vez acciona una turbina generadora de energía eléctrica.

El sector de las energías renovables en España ha generado 200.000 puestos de trabajo (Cinco días, 2008), de los cuales cerca de 32.000 corresponden a la Comunidad de Galicia. De una perspectiva autonómica, podemos decir que a la larga contribuirán de una manera decisiva en una reducción de los costes energéticos, aunque a corto plazo el coste de generación sea mayor, con la importancia que estas partidas tienen en las cuentas de resultados de la mayoría de las empresas.

Quizás su principal característica, y que la diferencia del resto de procesos productivos, es que, en esta actividad, la venta está garantizada legalmente a un precio previamente establecido. La justificación teórica para este tipo de ayudas está en el ahorro de pérdidas para el sistema, al ser posible la inyección de la energía generada en nudos más próximos a la demanda (Arcos y otros, 2009). En principio, esto lo hace muy atractivo frente a

los potenciales inversores, pero como desventaja se plantea una barrera de entrada en este negocio y es la obtención de financiación para este tipo de proyectos.

La puesta en marcha de las tecnologías que permitan aprovechar estas fuentes de energía supone un importante reto desde el punto de vista financiero (Morales, 2010). La implantación de procesos altamente tecnológicos para el aprovechamiento de las energías renovables requiere de importantes inversiones y, en muchos casos el retorno de éstas se realiza en largos períodos de tiempo.

En este trabajo se analiza la problemática asociada a la producción de energía eléctrica de origen renovable, y se ofrece un modelo de definición de las variables en las que se apoya el plan de negocio de energía eólica.

## **2. Viabilidad de las instalaciones generadoras electricas a traves de las energia eólica.**

### **2.1. Viabilidad de un proyecto: fundamentos.**

Todo proyecto de inversión compromete unos factores o recursos durante cierto tiempo, ya sean inversiones en inmovilizaciones técnicas o en las llamadas inmovilizaciones de ejercicio o capital circulante mínimo, necesario para el normal desarrollo de la producción (Duran Herrera, 1.992). En este sentido, toda inversión queda caracterizada desde un punto de vista financiero atendiendo a las corrientes de cobros y pagos que origina en la empresa (Schneider, 1970). En el proceso debemos tener en cuenta varios factores para asegurar un correcto análisis: el cálculo del coste de la inversión (Ruíz Martínez, 1994), la duración de la inversión o horizonte temporal, tiempo durante el cual la inversión generará flujos financieros en la empresa, cobros o pagos, (Duran Herrera, 1992), Pérez-Carballo y Vela Sastre, 1997); las salidas y las entradas de fondos derivadas del proyecto (Diez de Castro y López Pascual, 2001; Blanco y otros, 2008). Una vez calculados los cobros y pagos generados durante el proyecto de inversión, y realizando la diferencia entre los mismos, obtendremos los flujos de tesorería resultantes (Aguer Hortal, 2004) o lo que es lo mismo los fondos generados.

En los proyectos de inversión de energía eólica, la estimación de los cash-flows futuros es, si cabe, más incierta que en los pertenecientes a empresas de sectores menos sometidos a los cambios de regulación gubernamental. Se debe crear un modelo que permita estimar los resultados con un cierto grado de sensibilidad. Para ello hay que basar el proyecto en un plan de negocio cuya fidelidad esté íntimamente vinculada a la capacidad del modelo previo para recoger todas las variables participantes en el proceso de inversión y todos sus posibles escenarios.

La elaboración de un plan de negocio para una instalación generadoras de energía eléctrica de origen renovable conllevará la elaboración de los estados financiero-contables previsionales habituales (balance de situación, cuenta de resultados y estado de origen y aplicación de fondos ( EOAF)<sup>3</sup>), de los que obtendremos los cash-flow generados para un horizonte temporal coincidente con la vida útil de la inversión principal de cada industria (Cibrán y otros, 2008), a partir de la definición de un modelo previo de determinación de variables.

Las variables clave a la hora de estimar cada uno de los elementos que componen los estados financieros previsionales necesarios para la determinación de los cash flows, y por lo tanto la TIR estimada para los accionistas<sup>4</sup> son:

- a. Los gastos de constitución.
- b. La potencia instalada.
- c. Precio pagado por cada Kw instalado.
- d. Elementos de la instalación.
- e. La vida útil de los elementos.
- f. Porcentaje de financiación ajena sobre el Pasivo.
- g. Porcentaje de fondos propios sobre el Pasivo.
- h. Los Kwh generados.
- i. El régimen tarifario.
- j. Los tipos de interés.

## **2.2. Desarrollo de un modelo de determinación de cash-flows para un proyecto de energía eólica (mcf).**

### **2.2.1. Definición del modelo.**

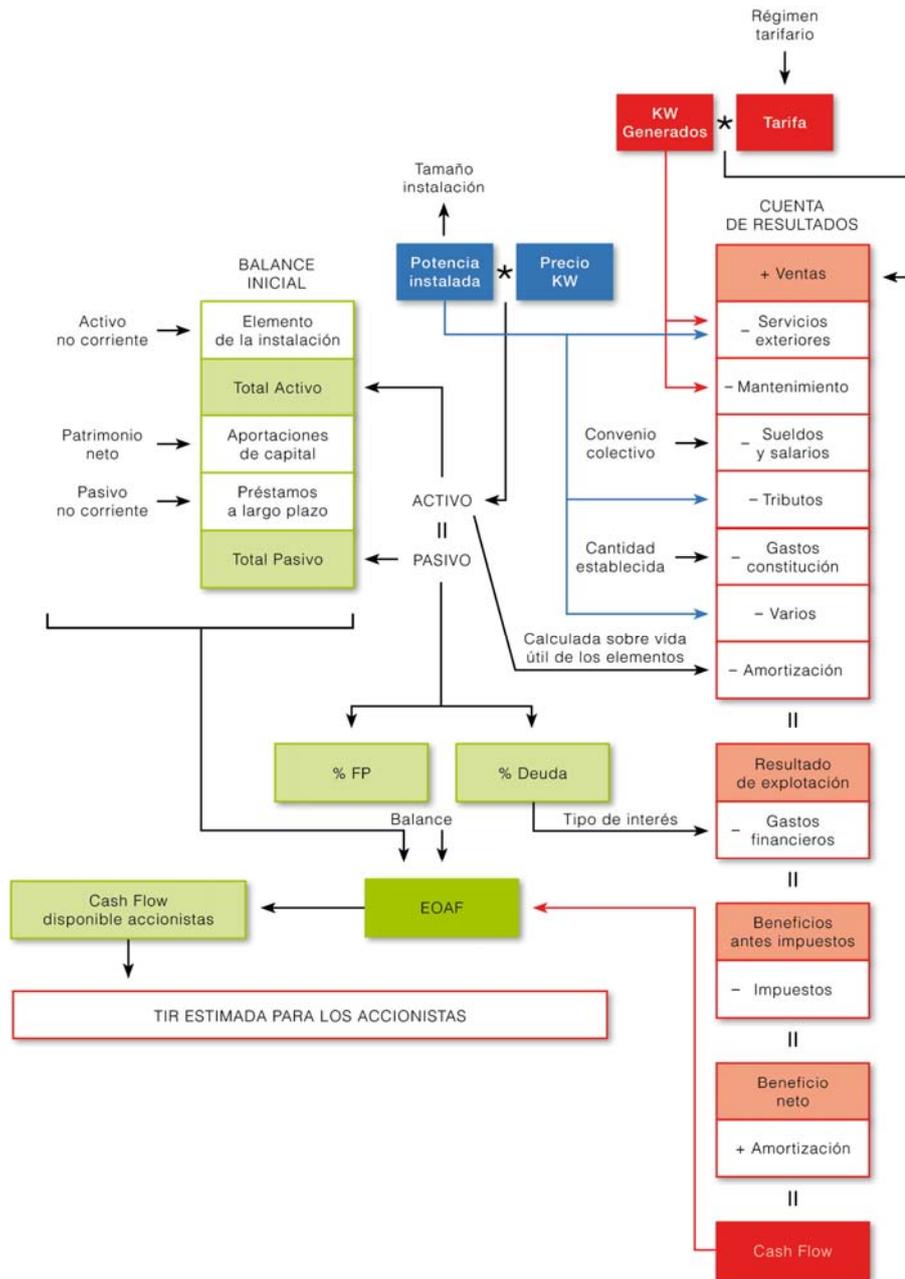
---

<sup>3</sup> EOAF es el flujo de caja que se ha originado en una empresa a lo largo de un ejercicio, el cuál se calcula , restando al balance de la empresa al final de cada ejercicio económico ,después del reparto de los resultados, el balance de la empresa al inicio del mismo ( Blanco, 2008). A la hora de elaborar el plan de negocio se ha decidido utilizar el EOAF y no el Estado de flujos de efectivo, ya que este, tan sólo, informa sobre el origen y la utilización de los activos monetarios representativos de efectivo y otros activos líquidos equivalentes (Cibrán y otros, 2008).

<sup>4</sup> Entendiendo el Cash flow disponible para los accionistas como el dinero que queda disponible en la empresa para los accionistas y la TIR estimada para los accionistas como una medida de la rentabilidad obtenida por los accionistas.

En el esquema adjunto se define el conjunto de variables esenciales en la puesta en marcha y desarrollo de un proyecto de energía eólica. En este modelo, se definen las variables clave y su relación con los estados financieros.

Gráfico 1: Desarrollo de un modelo de determinación de cash-flows para un proyecto de energía eólica (MCFe). Fuente: Elaboración propia.



### Composición de estados financiero-contables.

A partir de las variables clave descritas en el modelo anterior, se elaboran los estados contables habituales:

#### a. Balance de situación.

Tabla 1: Balance de Situación. Fuente: Elaboración propia a partir del Plan General Contable y del Modelo MCFe.

ESTRUCTURA DE UN BALANCE DE SITUACIÓN	
<b>ACTIVO INICIAL</b>	
	Terrenos y bienes naturales
	Instalaciones técnicas
	Otras instalaciones
	Maquinaria
	Otro inmovilizado material
	Amortización Acumulada
	<b>Total Activo No Corriente</b>
	Clientes
	Tesorería
	<b>Total Activo Corriente</b>
	<b>TOTAL ACTIVO</b>
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>	
	Aportaciones Capital
	<b>Total Patrimonio Neto</b>
	Préstamo
	<b>Total Pasivo No Corriente</b>
	Proveedores
	<b>Total Pasivo Corriente</b>
	<b>TOTAL PASIVO</b>

Donde cada elemento responde a la siguiente descripción:

1. **Activo No corriente:** a partir de la potencia instalada en KW , el precio pagado por cada KW, la naturaleza de los elementos que forman parte de cada instalación y la participación de estos en términos porcentuales sobre el coste total de la instalación, se puede confeccionar el activo no corriente por partidas , asignándole a cada una su importe.
2. **Activo corriente:** como la suma del saldo medio de clientes y el saldo medio de tesorería. Conocida la cifra de ventas, cuya estimación explicaremos a continuación al determinar la cuenta de resultados, y el periodo medio de cobro habitual en el sector, podemos obtener el saldo medio de clientes (Santandreu, 2001). Por otro lado, es posible estimar un saldo medio de tesorería. Para ello, se han de tener en cuenta los pagos financieros mensuales, calculados a partir del porcentaje de la financiación ajena de la inversión, la nomina mensual estimada en función del número de trabajadores y lo pagos mensuales a proveedores calculados a partir de las partidas de

gastos cuya estimación explicaremos a continuación al determinar la Cuenta de resultados.

De la suma del Activo no corriente y el Activo corriente obtenemos el Activo Total , por lo tanto , el Pasivo Total , cuyos componentes calculamos de la siguiente manera:

1. **Pasivo Corriente:** en este proyecto será el saldo medio de proveedores, calculado a partir de las partidas de gastos cuya estimación explicaremos a continuación al determinar la cuenta de resultados y del periodo medio de pago.
2. **Pasivo No corriente:** se calcula a partir del porcentaje de financiación ajena sobre el total de la inversión.
3. **Patrimonio Neto:** se obtiene mediante la diferencia de los anteriores elementos patrimoniales del Pasivo con el Pasivo Total.

Para la estimación de los balances de situación previsionales para el resto de los ejercicios vamos a tener en cuenta las amortizaciones de las inversiones, que los beneficios son llevados a reservas en su totalidad, la amortización de la deuda y los incrementos en los saldos de Clientes, Proveedores y Nóminas<sup>5</sup>.

#### b. Cuenta de Resultados.

Tabla 2. Cuenta de resultados. Fuente: Elaboración propia a partir del Plan General Contable y del Modelo MCFe.

CONFIGURACIÓN DE UNA CUENTA DE RESULTADOS
Ingresos de explotación
KWh Generados
Prima
Costes de Mantenimiento
Servicios exteriores
Prima de seguros
Canon ayuntamiento
Canon terrenos
Coste Agente Vendedor
Coste del sistema de predicción de la energía
Sueldos y salarios
Tributos
Gastos Constitución y Primer Establecimiento
Varios
Dotación para amortizaciones
Resultado Explotación
Gastos Financieros
Resultado antes Impuestos
Impuestos
Beneficio Neto

<sup>5</sup> Con un incremento de un 2% anual.

Donde los Ingresos y los Gastos se estiman de la siguiente manera:

1. **Los ingresos o cifra de ventas:** como el producto de los Kilovatios/hora (Kwh) generados al año, dato que se obtiene a partir de la potencia instalada y de las condiciones del entorno en lo relativo a horas anuales de viento, horas de luz y recursos de madera disponibles según se trate de eólica, fotovoltaica o Biomasa forestal, por el precio de venta de KW generado según la prima reconocida en el régimen tarifario aplicable.
2. **Los costes de mantenimiento:** como una cantidad estimada por cada KWh generado al año por la instalación.
3. **Los servicios exteriores:** se estiman como un importe en función de la potencia instalada para las primas de seguros y los tributos, y como una cantidad en función de la cifra de ventas en el caso del canon del ayuntamiento, el alquiler de terrenos, los costes de mantenimiento y las comisiones del agente vendedor de la energía.
4. **Los sueldos y salarios:** se calculan en función del convenio colectivo del sector.
5. **Los tributos:** se estima un importe en función de la potencia instalada.
6. **Los gastos de constitución y primer establecimiento:** se establece una cantidad fija.
7. **Varios:** se estima una cifra en función de la potencia instalada.
8. **Las amortizaciones:** se estiman a partir de la vida útil de cada uno de los equipos e instalaciones que forman parte de la instalación, y de los coeficientes permitidos por la Agencia tributaria.

Con ello se obtiene el *resultado de explotación* como diferencia de los ingresos y gastos calculados hasta este momento.

Para obtener el *resultado antes de impuestos* se resta al *resultado de explotación* los gastos financieros, aplicando al importe de financiación ajena el tipo de interés vigente para este tipo de proyectos.

Si a su vez al *resultado antes de impuestos* se le restan los impuestos calculados sobre el mismo aplicando la tarifa del impuesto sobre sociedades<sup>6</sup>, se obtiene el *beneficio neto* a partir del cual y sumándole las amortizaciones se podrán estimar los flujos de tesorería generados.

---

<sup>6</sup> Hemos aplicado un 25% de tipo impositivo y un IPC del 2%

A partir de la información obtenida de los Balances de situación, de las Cuentas de resultados y del Cash Flow estimado, es posible elaborar el Estado de origen y aplicación de fondos para los distintos ejercicios, tal como se representa en la tabla 3, que va a permitir obtener el *Cash flow disponible para los accionistas*.

### c. Estado de origen y aplicación de fondos.

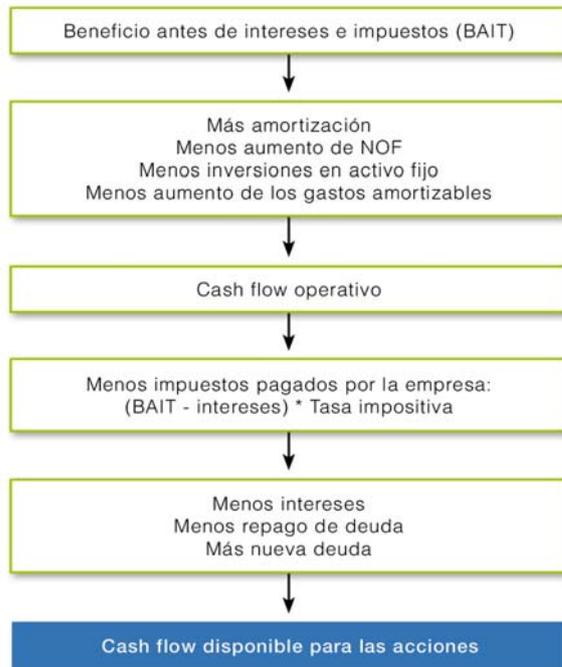
Tabla 3. Estado de origen y aplicación de fondos. Fuente: Elaboración propia a partir del Plan General Contable y del Modelo MCFe.

ESTRUCTURA DE UN ESTADO DE ORIGEN Y APLICACIÓN DE FONDOS			
	Final 1º año	Final 2º año	Final 3º año
<b>ORÍGENES</b>			
Préstamo			
Capital Socios			
Nuevas aportaciones			
Proveedores			
Cash Flow generado			
Dotación reserva legal (10%)			
<b>APLICACIONES</b>			
Compra inmovilizados			
Terrenos y bienes naturales			
Instalaciones técnicas			
Otras instalaciones			
Maquinaria			
Otro inmovilizado material			
Tesorería			
Clientes			
Dotación reserva legal			
Devolución préstamo			
<b>Cash Flow disponible para los accionistas</b>			

Considerado el *Cash flow disponible para los accionistas* como el dinero que queda disponible en la empresa para los accionistas después de impuestos, después de haber cubierto las necesidades de inversión en activos y el aumento de las necesidades operativas de fondos, de haber abonado las cargas financieras, de devolver el principal de la deuda, y de haber recibido nueva deuda (Fernández, 2001), tal como se recoge en el gráfico 3, o como la cantidad de dinero diferencial que genera para el accionista el proyecto o decisión que se está analizando, en el caso de que la empresa no tuviese deuda.

Es decir, la cantidad que se podría repartir en dividendos si no hubiese deuda (López, 2.000).

Gráfico 2: Cash flow disponible para los accionistas. Fuente: Elaboración propia a partir de (Fernández, 2001, p. 183)



Una vez conocido el importe de la inversión inicial y los flujos de tesorería es posible calcular la rentabilidad del proyecto de energía eólica, a través de la tasa interna de rentabilidad económica (Pérez –Carballo, 2001).

Pero el objetivo final es estudiar la rentabilidad obtenida por los accionistas que participan en un proyecto de inversión generadores de energía eléctrica de origen renovable. Por ello, se calcula la TIR para el caso concreto de los accionistas a partir de los desembolsos de capital realizados por los socios al inicio de la inversión, del *Cash flow disponible para los accionistas* generados a lo largo de la vida útil y del valor de liquidación de la empresa, entendido éste como el valor del Patrimonio Neto en el último año de la instalación menos los gastos de liquidación del negocio (Fernández, 2001). Se denominará *TIR estimada para los accionistas*, cuya expresión matemática es:

$$TIR_{Rea} = \sum_{n=1}^{vida\ útil} \frac{CF\ accionistas}{(1 + TIR)^n} + \frac{Valor\ liquidación}{(1 + TIR)^{vida\ útil}} - Aportaciones\ de\ capital\ (I)$$

### 2.2.2. Aplicación del modelo.

Para la cuantificación del plan de negocio de una instalación eólica, es preciso partir de una hipótesis que permita concretar datos relativos a las variables propias del sector que delimitan la viabilidad y la rentabilidad de la actividad.

Centramos el estudio en un parque eólico genérico situado en Galicia, partiendo de la información obtenida en una serie de entrevistas con la consultoría de ingeniería Resolve Enerxía S.L.<sup>7</sup>, con amplia experiencia en el sector. Por tanto, vamos a considerar la primera variable esencial del modelo, horas de viento: se calculan para este caso expuesto 2.700 horas de viento aprovechables estimadas y una potencia de 2,5 MW, con una vida útil de 20 años, cuya instalación y puesta en marcha se realiza a lo largo del ejercicio 2010 e inscrito en el registro de preasignación de retribución al amparo de la disposición transitoria cuarta del Real Decreto 6/2009. Este parque se ubicará en un monte alquilado a sus propietarios y estará formado por dos aerogeneradores de tipo OL+1P de 1.255Kw cada uno.

#### 2.2.2.1. Inversión inicial.

Los parques eólicos se suelen construir en zonas de viento (Regueiro y Doldan, 2010). Esta es una variable fundamental para el desarrollo eólico en un territorio, caracterizadas en la mayoría de los casos por la inexistencia de infraestructuras. Esto supone en la práctica la necesidad de adecuar el terreno, crear accesos para el transporte de la maquinaria, y construir todo tipo de canalizaciones y señalizaciones.

Por otro lado la energía producida hay que transportarla a puntos generalmente distantes de la explotación lo que obliga a la instalación de redes de transporte eléctrico y sistemas de conexión a la red principal. Además, es necesario disponer de sistemas de comunicación que permitan el telecontrol del parque por parte de Red Eléctrica Española.

La maquinaria suele ser encargada con unas características propias determinadas por el entorno y constituye, la partida más importante de la inversión.

La energía producida por los aerogeneradores debe ser transformada antes de su vertido a la red, pero esta inyección de energía se debe realizar con todas las garantías ante una posible alteración del buen funcionamiento de la red, por eso es necesaria la instalación de sistemas de protección.

Por tanto, el coste de la inversión inicial, incluye (Blanco ,2009):

- a. El coste de la turbina (su producción, palas, transformador, transporte al lugar de emplazamiento del parque e instalación).

---

<sup>7</sup> Pagina web : <http://www.resolve-en.es/es/ingenieria/detalle.php> y domicilio postal : Calle Astorga 8, Bajo - 15707 - Santiago de Compostela, A Coruña.

- b. El coste de la conexión a la red (cables, subestación, sistemas de evacuación de la energía)
- c. El coste de la obra civil (cimentaciones, construcción de viales y edificios).
- d. Otros costes incorporables a la inversión.

En la tabla 4 se detalla la inversión necesaria para el parque eólico mencionado a partir de la información facilitada por la consultoría de ingeniería Resolve Enerxía S.L.

Tabla 4: Detalle de inversión de un parque eólico. Fuente: Elaboración propia, a partir de la información obtenida de la consultoría de ingeniería Resolve Enerxía S.L.

DETALLE DE INVERSIÓN DE UN PARQUE EÓLICO DE 2,5 MW Y 2.700 h (2010)						
ACTIVO INICIAL						
Terrenos y bienes naturales	282.798 €	→	<b>CONCEPTO</b>	<b>PRECIO</b>		
			Contrucción accesos al parque eólico	25.791,96 €		
			Movimiento de tierras para los viales	86.316,42 €		
			Movimiento de tierras para las zapatas	19.483,20 €		
			Movimiento de tierras para las plataformas	37.562,28 €		
			Restitución de terrenos	18.080,00 €		
			Cimentación y soleras	87.227,60 €		
			Drenaje, canalizaciones y señalización	8.336,75 €		
Instalaciones técnicas	95.718,52 €	→	<b>CONCEPTO</b>	<b>PRECIO</b>		
			Red de media tension	9.694,34 €		
			Red puesta a tierra	4.839,40 €		
			Red de comunicación	4.336,50 €		
			Centro de interconexión	74.517,28 €		
			Unidad de medicion de tension	2.331,00 €		
Otras instalaciones	77.112,27 €	→	<b>CONCEPTO</b>	<b>PRECIO</b>		
			Centro de transformación Aero tipo OL +1L+1P	39.823,32 €		
			Centro de Transformación Aero tipo OL +1P	37.288,95 €		
Maquinaria	3.006.000,00 €	→	<b>CONCEPTO</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>PRECIO</b>	<b>TOTAL</b>
			Aerogenerador de 1255 Kw	2	1.503.000,00 €	3.006.000,00 €
Otro inmovilizado material	13.500,00 €	→	<b>CONCEPTO</b>	<b>PRECIO</b>		
			Proteccion individuales y colectivas	13.500,00 €		

#### 2.2.2.2. Necesidades de circulante.

Para el cálculo del activo corriente del primer año de funcionamiento, vamos a tener en cuenta básicamente las cuentas de clientes, tesorería y variación de tesorería.

El saldo de clientes se obtiene de las ventas de la energía eléctrica generada, que suelen ser cobradas a los 30 días de la emisión de la factura correspondiente.

Para el cálculo de la tesorería se consideran las necesidades mensuales de pago, que en este caso son: los gastos financieros, la nomina de personal, y los pagos a proveedores mensuales.

La variación de tesorería<sup>8</sup> se obtiene del Estado de origen y aplicación de fondos.

Tabla 5. Activo Corriente de un parque eólico. Fuente: Elaboración propia.

<b>ACTIVO CORRIENTE DE UN PARQUE EÓLICO DE 2,5 MW Y 2.700 h (2010)</b>				
Clientes	52.204,75 €	→	Nºdías cobro	30
			Ventas totales	538.269,30 €
Tesorería	34.158 €	→	Gastos Financieros 1 mes	18.849,51 €
			Nomina 1 mes	3.000,00 €
			Proveedores 1 mes	12.308,70 €
Variación de tesorería	90.418 €			
<b>Total Activo Corriente</b>	<b>176.781,13 €</b>			

El pasivo corriente de esta explotación está formado fundamentalmente por el saldo de proveedores. (Tabla 6)

En este tipo de actividad se consideran proveedores habituales: Los propietarios de los terrenos (nos cobran un alquiler), las compañías de seguros, las empresas de mantenimiento, los agentes vendedores de energía, etc.

El saldo de proveedores se obtiene, por tanto, de las partidas de gastos arriba indicadas y estimadas en la cuenta de resultados provisional, que suelen ser pagadas a los 90 días posteriores a la prestación del servicio.

Tabla 6: Pasivo Corriente de un parque eólico de 2,5 MW y 2.700 h. Fuente: Elaboración propia.

<b>PASIVO CORRIENTE DE UN PARQUE EÓLICO DE 2,5 MW (2010)</b>				
Proveedores	42.976 €	→	Nºdías pago	90
			Total Gasto año	147.704 €
<b>Total Pasivo Corriente</b>	<b>42.976 €</b>			

<sup>8</sup> La variación de tesorería, es el flujo de tesorería de los accionistas acumulado, que podía ser dedicado a dividendos o reservas.

### 2.2.2.3. Financiación.

#### 2.2.2.3.1. Aportación de los socios.

La práctica en estas instalaciones es que el 20% de la inversión total, 3.475.129 €, sea financiada por los socios vía capital social, coincidiendo al inicio con el Patrimonio Neto. (Tabla 7).

Tabla 7. Fuente: Elaboración propia. Total Patrimonio Neto de un parque eólico.

TOTAL PATRIMONIO NETO DE UN PARQUE EÓLICO DE 2,5 MW Y 2.700 h (2010)	
Aportaciones Capital	695.026 €
Total Patrimonio Neto	695.026 €

#### 2.2.2.3.2. Financiación ajena a largo plazo.

Lo habitual en el mercado financiero, en diciembre de 2010, para un proyecto de estas características, era obtener una financiación del 80% de la inversión a un plazo máximo de 15 años y con un tipo de interés calculado en base al Euribor a un año (1,35 %), más un diferencial de 1,25 %.<sup>9</sup> (Tabla 8)

Un problema que se nos plantea al tratarse de préstamos a tipo de interés variable es el de predecir el Euribor a aplicar a cada uno de los años de la duración del préstamo. Para ello se ha utilizado la información suministrada por el Banco Central Europeo<sup>10</sup>, ya que hemos observado que en la mayoría de los plazos, si se toma el valor de la rentabilidad de la curva de deuda pública del área euro<sup>11</sup> y, a este, se le suma un diferencial del 0,25 %, por término medio, el tipo obtenido se aproxima al Euribor de contado para esa fecha determinada.

Conocidos los tipos de interés al contado, se pueden obtener los tipos implícitos o forward para períodos de tiempo que comienzan en un futuro. Estos tipos de interés se forman por la combinación de los tipos de interés al contado.

Suponiendo un horizonte temporal  $(0, t_2)$ , el tipo de interés en el momento  $t_1$  será -tipo forward- el que esté en vigor a partir de ese momento  $(t_1)$  y por un período  $(t_2 - t_1)$ . El cálculo de este tipo forward se efectúa a partir de los datos al contado (Pisón, 2001, pg. 207), es decir, siendo “s” tipo spot, y “F” tipo forward, en los periodos “1” y “2”:

<sup>9</sup> Diferencial habitual de las operaciones financieras para empresas del sector en el año 2010.

<sup>10</sup> Ver <http://www.ecb.europa.eu/stats/money/yc/html/index.en.html> a fecha 31 de Diciembre de 2010.

<sup>11</sup> En base a la deuda pública del área euro, independientemente de su calificación crediticia.



A continuación en la tabla 9 se recoge el detalle de la inversión y su financiación, al final del primer año.

Tabla 9 Fuente: Elaboración propia. Detalle de inversión-financiación de un parque eólico.

DETALLE DE INVERSIÓN-FINANCIACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO DE 2,5 MW Y 2.700 h (2010)						
ACTIVO INICIAL						
Terrenos y bienes naturales	282.798 €	→	<b>CONCEPTO</b>	<b>PRECIO</b>		
			Contrucción accesos al parque eólico	25.791,96 €		
			Movimiento de tierras para los viales	86.316,42 €		
			Movimiento de tierras para las zapatas	19.483,20 €		
			Movimiento de tierras para las plataformas	37.562,28 €		
			Restitución de terrenos	18.080,00 €		
			Cimentación y soleras	87.227,60 €		
			Drenaje, canalizaciones y señalización	8.336,75 €		
Instalaciones técnicas	95.718,52 €	→	<b>CONCEPTO</b>	<b>PRECIO</b>		
			Red de media tension	9.694,34 €		
			Red puesta a tierra	4.839,40 €		
			Red de comunicación	4.336,50 €		
			Centro de interconexión	74.517,28 €		
			Unidad de medicion de tension	2.331,00 €		
Otras instalaciones	77.112,27 €	→	<b>CONCEPTO</b>	<b>PRECIO</b>		
			Centro de transformación Aero tipo OL +1L+1P	39.823,32 €		
			Centro de Transformación Aero tipo OL +1P	37.288,95 €		
Maquinaria	3.006.000,00 €	→	<b>CONCEPTO</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>PRECIO</b>	<b>TOTAL</b>
			Aerogenerador de 1255 Kw	2	1.503.000,00 €	3.006.000,00 €
Otro inmovilizado material	13.500,00 €	→	<b>CONCEPTO</b>	<b>PRECIO</b>		
			Proteccion individuales y colectivas	13.500,00 €		
Amortizacion Acumulada	157.471,86 €					
<b>Total Activo No Corriente</b>	<b>3.317.657 €</b>					
Clientes	52.204,75 €	→	Nºdías cobro	30		
			Ventas totales	538.269,30 €		
Tesorería	34.158 €	→	Gastos Financieros 1 mes	18.849,51 €		
			Nomina 1 mes	3.000,00 €		
			Proveedores 1 mes	12.308,70 €		
Variacion de tesoreria	90.418 €					
<b>Total Activo Corriente</b>	<b>176.781,13 €</b>					
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>3.494.438 €</b>					
PATRIMONIO NETO Y PASIVO						
		Porcentaje Financiación				
Aportaciones Capital	695.026 €		19,9%	Activo total		
Nuevas aportaciones	43.387 €					
Reserva legal	8.686 €					
Remanente de los socios	78.172 €					
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>825.271 €</b>					
Préstamo	2.626.192 €		75,2%	Activo Total		
<b>Total Pasivo No Corriente</b>	<b>2.626.192 €</b>					
Proveedores	42.976 €	→	Nº dias pago	90		
			Total Gasto año	147.704 €		
<b>Total Pasivo Corriente</b>	<b>42.976 €</b>					
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>3.494.438 €</b>					

#### 2.2.2.4. Balance al año de funcionamiento.

Después de un año de funcionamiento surgen las partidas de circulante y los resultados (Tabla 10).

Tabla 10: Balance al año de funcionamiento de un parque eólico. Fuente: Elaboración propia.

<b>BALANCE AL AÑO DE FUNCIONAMIENTO DE UN PARQUE EÓLICO DE 2,5 MW Y 2.700 h (2010)</b>			
<b>RESUMEN INVERSIÓN INICIAL</b>			
Activo No Corriente	3.317.657 €	Patrimonio Neto	825.271 €
Activo Corriente	176.781,13 €	Pasivo No Corriente	2.626.192 €
		Pasivo Corriente	42.976 €
<b>Total Activo</b>	<b>3.494.438 €</b>	<b>Total Pasivo</b>	<b>3.494.438 €</b>

### 2.2.2.5. Viabilidad del negocio.

#### 2.2.2.5.1. Fijación de precios por parte de la administración.

La retribución del subgrupo b.2.1 (instalaciones eólicas en tierra acogidas al régimen especial) eran según la Orden ITC/ 3801/2008, a principios del año 2011.

- 1) Para los primeros 20 años:
  - a. Precio tarifa regulada: 7,8183 céntimos de €/ Kwh.
  - b. Precio a mercado: precio pool + prima de 3,1273 céntimos de €/ Kwh., con un límite inferior de 7,6098 céntimos de €/ Kwh. y un límite superior de 9,0692 céntimos de €/ Kwh.
- 2) A partir de los 20 años:
  - a. Precio tarifa regulada: 6,5341 céntimos de €/ Kwh.

Las tarifas se actualizarán anualmente en base al IPC menos 25 puntos básicos hasta 31/12/2012 y en base al IPC menos 50 puntos básicos a partir de entonces (según RD 661/2007).

### 2.2.2.6. Cuenta de resultados: proyección a cinco años<sup>12</sup>.

Aplicada la tarifa a los Kwh generados obtenemos los ingresos.

<sup>12</sup> Se ha considerado apropiado recoger, tan solo, la proyección a cinco años. El resto del horizonte temporal se puede incorporar actualizando el valor residual o estimando las proyecciones.

Nos queda, por tanto, conocer las partidas más importantes de gasto para la elaboración de la cuenta de resultados.

Algunas se estimarán en función de la potencia instalada e importe de inversión como es el caso de la prima de seguros, y otras en función de los ingresos obtenidos, tal es el caso del alquiler de los terrenos sobre los que se asienta la planta eólica (Olmos y otros, 2000).

Para ello, recurrimos a la información facilitada por la consultoría de ingeniería Resolve Enerxía S.L al respecto. (Tabla 11)

Tabla 11: Partidas de gasto de un parque eólico. Fuente: elaboración propia.

<b>PARTIDA DE GASTO DE UN PARQUE EÓLICO DE 2,5 MW Y 2.700 h (2010)</b>	
Prima de seguro	0,5% s/inversión
Agente vendedor	0,3 € por MW
Canon ayuntamiento	1,5% s/ingresos
Canon terrenos	2,5% s/ingresos
Coste de O. y M.	12 € por MW
Coste del sistema de predicción de la energía	1.800 €
Sueldos y Salarios	36.000 €
Tributos	1,64 € por KW instalado
Varios	7,11 € por KW instalado
Gastos 1º Establecimiento y Constitución	9.000 €

Sobre las partidas de gasto fijas, vamos aplicar un incremento medio anual de un 2%<sup>13</sup>, tasa media de IPC esperada para la vida útil de la instalación.

También es muy importante conocer las depreciaciones anuales de las diferentes partidas que forman parte de la inversión. (Tabla 12).

<sup>13</sup> Este porcentaje es el que se utiliza habitualmente en este tipo de estudios.

Tabla 12: Tabla de amortizaciones de un parque eólico. Fuente: elaboración propia.

TABLA DE AMORTIZACIONES DE UN PARQUE EÓLICO DE 2,5 MW Y 2.700 h (2010)		
	Coeficiente	Año 1
Red de media tensión	5%	485 €
Red puesta a tierra	5%	242 €
Red de comunicación	5%	217 €
Centro de interconexión	4%	2.981 €
Unidad de medición de tensión	7%	163 €
Centro de Transformación Aero tipo OL + 1L + 1P	4%	1.593 €
Centro de Transformación Aero tipo OL + 1P	4%	1.492 €
Aerogenerador de 1255 kW	5%	150.300 €
<b>TOTAL</b>		<b>157.473 €</b>

Conocidas las partidas de ingresos y gastos procedemos a la elaboración de las cuentas de resultados (Tabla 13).

Tabla 13: Cuenta de resultados del año 1 al 5 de un parque eólico. Fuente: elaboración propia.

CUENTA DE RESULTADOS DEL AÑO 1 AL 5 DE UN PARQUE EÓLICO DE 2,5 MW Y 2.700 h (2010)					
	Resumen Cuenta Resultados				
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ingresos	538.269,30 €	549.034,69 €	560.015,38 €	571.215,69 €	582.640,00 €
Costes de Operación y Mantenimiento (Variable)	82.620,00 €	82.620,00 €	82.620,00 €	82.620,00 €	82.620,00 €
Servicios exteriores	42.771,92 €	82.620,00 €	43.714,48 €	44.199,95 €	44.695,12 €
Sueldos y salarios	36.000,00 €	36.720,00 €	37.454,40 €	38.203,49 €	38.967,56 €
Tributos	4.182,00 €	4.265,64 €	4.350,95 €	4.437,97 €	4.526,73 €
Dotación para amortizaciones	157.471,86 €	157.471,86 €	157.471,86 €	157.471,86 €	157.471,86 €
Gastos Constitución y Primer Establecimiento	9.000,00 €				
<b>Resultado Explotación</b>	<b>188.093,02 €</b>	<b>206.225,54 €</b>	<b>215.540,71 €</b>	<b>225.042,18 €</b>	<b>234.733,69 €</b>
Gastos Financieros	72.282,68 €	84.957,08 €	111.975,30 €	123.029,01 €	127.786,59 €
<b>Resultado antes Impuestos</b>	<b>115.810,34 €</b>	<b>121.268,46 €</b>	<b>103.565,41 €</b>	<b>102.013,18 €</b>	<b>106.947,10 €</b>
Impuestos	28.952,58 €	30.317,11 €	25.891,35 €	25.503,29 €	26.736,78 €
<b>Beneficio Neto</b>	<b>86.857,75 €</b>	<b>90.951,34 €</b>	<b>77.674,05 €</b>	<b>76.509,88 €</b>	<b>80.210,33 €</b>
<b>Cash Flow</b>	<b>244.329,62 €</b>	<b>248.423,21 €</b>	<b>235.145,92 €</b>	<b>233.981,75 €</b>	<b>237.682,19 €</b>

### 2.2.2.7. Estado de origen y aplicación de fondos: proyección a cinco años.

En una primera fase se realizan las inversiones y su financiación. (Tabla 14)

Tabla: 14 Fuente: Elaboración propia. Estado de origen y aplicación de fondos en el momento de la inversión.

ESTADO DE ORIGEN Y APLICACIÓN DE FONDOS EN EL MOMENTO DE LA INVERSIÓN DE UN PARQUE EÓLICO DE 2,5 MW Y 2.700 h (2010)			
Momento inicial		Final 1º ciclo circulante	
<b>ORÍGENES</b>	<b>3.475.129,00 €</b>	<b>ORÍGENES</b>	<b>86.362,96 €</b>
Préstamo	2.780.103 €	Préstamo	0 €
Proveedores	0 €	Proveedores	42.976 €
<b>Capital Socios</b>	<b>695.025,80 €</b>	<b>Nuevas aportaciones</b>	<b>43.387,05 €</b>
<b>APLICACIONES</b>	<b>3.475.129,00 €</b>	<b>APLICACIONES</b>	<b>86.362,96 €</b>
Compra inmovilizados	3.475.129,00 €	Compra inmovilizados	0 €
Terrenos y bienes naturales	282.798,21 €	Terrenos y bienes naturales	0 €
Instalaciones técnicas	95.718,52 €	Instalaciones técnicas	0 €
Otras instalaciones	77.112,27 €	Otras instalaciones	0 €
Maquinaria	3.006.000,00 €	Maquinaria	0 €
Otro inmovilizado material	13.500,00 €	Otro inmovilizado material	0 €
Tesorería	- €	Tesorería	34.158 €
		Cientes	52.204,75 €

Posteriormente, tras el inicio de la actividad, aparecen las operaciones de circulante, y como resultado de las operaciones, surgen variaciones en la tesorería, flujos monetarios destinados a la amortización de los préstamos, y a la dotación de reservas. Como resultado obtenemos los *Cash flow disponible para los accionistas*<sup>14</sup>. (Tabla 15).

<sup>14</sup> Este cash flow disponible para los accionistas acumulado, dará lugar a la variación de tesorería en el Balance, y será, como hipótesis, destinado íntegramente a reservas.

Tabla: 15 Fuente: Elaboración propia. Estado de origen y aplicación de fondos, proyección a cinco años de un parque eólico.

<b>ESTADO DE ORIGEN Y APLICACIÓN DE FONDOS, PROYECCIÓN A CINCO AÑOS DE UN PARQUE EÓLICO DE 2,5 MW Y 2.700 h (2010)</b>					
	Final 1º año	Final 2º año	Final 3º año	Final 4º año	Final 5º año
<b>ORÍGENES</b>	253.015,39 €	257.784 €	243.184,24 €	241.909,07 €	245.985,09 €
Préstamo					
Capital Socios					
Nuevas aportaciones					
Proveedores		265,61 €	270,92 €	276,34 €	281,86 €
Cash Flow generado	244.329,62 €	248.423,21 €	235.145,92 €	233.981,75 €	237.682,19 €
Dotación reserva legal (10%)	8.685,78 €	9.095,13 €	7.767,41 €	7.650,99 €	8.021,03 €
<b>APLICACIONES</b>	253.015,39 €	257.783,95 €	243.184,24 €	241.909,07 €	245.985,09 €
Compra inmovilizados					
Terrenos y bienes naturales					
Instalaciones técnicas					
Otras instalaciones					
Maquinaria					
Otro inmovilizado material					
Tesorería		972,14 €	1.784,85 €	1.070,60 €	805,22 €
Clientes		1.044,09 €	1.064,98 €	1.086,28 €	1.108,00 €
Dotación reserva legal	8.685,78 €	9.095,13 €	7.767,41 €	7.650,99 €	8.021,03 €
Devolución préstamo	153.911,44 €	151.269,91 €	144.004,41 €	144.099,13 €	147.271,41 €
<b>Cash Flow disponible para los accionistas</b>	<b>90.418,2 €</b>	<b>95.402,7 €</b>	<b>88.562,6 €</b>	<b>88.002,1 €</b>	<b>88.779,4 €</b>

### 2.2.3. Decisiones de inversión.

Partiendo de los *Cash flow disponible para los accionistas* se procede a calcular la *TIR estimada para los accionistas* (Tabla 16), mediante la fórmula (I) descrita anteriormente.

Tabla 16: Cálculo de la TIR estimada para los accionistas de un parque eólico. Fuente: elaboración propia.

<b>CALCULO DE LA TIR ESTIMADA PARA LOS ACCIONISTAS DE UN PARQUE EÓLICO DE 2,5 MW Y 2.700 h (2010)</b>						
<b>FLUJOS DE CAJA</b>	<b>Año 0</b>	<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>	<b>Año 5</b>
Cash Flow disponible Accionistas	-695.026 €	90.418 €	95.403 €	88.563 €	88.002 €	88.779 €
<b>TASA INTERNA RTO (TIR)</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
TIR accionista	18,58%					
	-695.026 €	90.418 €	95.403 €	88.563 €	88.002 €	88.779 €

El resultado obtenido para la *TIR estimada para los accionistas*, calculada utilizando los Cash flows de los accionistas de los 20 años de vida útil, nos da una medida de la rentabilidad teórica obtenida por aquellos que invierten en este tipo de instalaciones.

### 3. Conclusiones

La crisis actual ha llevado a una revisión en profundidad de los modelos de competitividad empresarial. En esta estrategia de optimización del crecimiento, se hace necesario replantear el modelo actual de producción.

Las partidas de gastos de las empresas gallegas indican que los costes energéticos son muy elevados, y esto se debe fundamentalmente a la dependencia del exterior en lo referente a los recursos energéticos, por lo que las energías renovables se contemplan como una gran oportunidad, tanto en la estrategia de reducción de costes como en la más universal de cuidado del medioambiente.

El planteamiento de un modelo de determinación de variables para el proyecto de un parque eólico, permite desarrollar el estudio de viabilidad del mismo, al disponer de los factores específicos que inciden en los resultados y en la sensibilidad del proyecto.

El resultado obtenido para la *TIR estimada para los accionistas*, a partir de los Cash flows de los accionistas proporciona una medida de la rentabilidad teórica obtenida para los inversores de la energía eólica. La obtención de este resultado pretende poner de manifiesto que, a pesar de las especificidades del sector, y los inconvenientes que, a primera vista, pudieran retraer a los inversores frente a este tipo de inversiones, las rentabilidades finales, unidas a los objetivos medioambientales, deben prevalecer.

Con carácter general, se debe fomentar la participación de los grandes grupos empresariales dedicados a la energía eólica en la generación fotovoltaica, aportándole mayor profesionalidad a la gestión de este tipo de instalaciones y contribuyendo a su desarrollo, amparado por un marco normativo definitivo que dé estabilidad al sector.

Las empresas deben realizar mayores esfuerzos al fomento de la innovación, sobre todo en el caso concreto de la energía fotovoltaica. La innovación constante permitirá que sean competitivas y que puedan anticiparse a las evoluciones de los mercados.

Se debe prestar una atención preferente al capital humano que conforma la empresa, sobre todo para el caso de la energía fotovoltaica. La formación en finanzas y los conocimientos técnicos han contribuido, sin duda, a que las empresas españolas dedicadas a la energía eólica estén bien posicionadas a nivel mundial.

Se debe promover actividades relacionadas con la responsabilidad social y la obtención de certificados de carácter medioambiental, ya que además de mejorar las condiciones de trabajo de los empleados y preservar el medioambiente, finalmente redundan en la competitividad de las empresas.

Se debe continuar con la internacionalización de las empresas dedicadas a la energía eólica y la fotovoltaica, ya que esto mejorará la balanza de pagos de Galicia con el resto del mundo, permitirá potenciar las capacidades y contribuirá a la salida de la crisis.

## Bibliografía

### Libros y artículos en revistas

1. Aguer Hortal, M. ( 2004). *Decisiones de inversión en la empresa, un enfoque práctico*. Madrid: Pirámide.
2. Blanco, M.I.( 2009): “The economics of wind energy”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Nº13, pp.1372-1382.
3. Blanco Ramos F, Ferrando Bolado M, y Martínez Lobato M. (2008) .*Dirección Financiera I*. Madrid: Pirámide.
4. Calero, P. (2000): “Regulación en el sector eléctrico: evolución reciente y pautas para el futuro”, *Revista Boletín Económico de ICE*, Nº.2669, pp.29-36.
5. Calvo Silvosa, A. y Doldán García, X. (2006): “Diagnóstico enerxético: bases para un debate de futuro”, *Criterios: Revista de pensamiento político y social* , Nº 7. Diciembre 2006.
6. Calvo Silvosa, A. (2010): “Comportamiento energético de Galicia durante el período 2001-2006 a partir de sus balances energéticos” *Revista galega de economía*, Vol 19, Número 1 .pp.1-21.
7. Cener (2005). *Situación actual de la energía eólica: recursos, tecnología, aspectos medioambientales y normativa*. Pamplona: Cener.
8. Cibrán P, Villanueva M, y Fernández M.T. (2008). *Planificación financiera, teoría y casos prácticos*. Santiago de Compostela: Tórculo Edicións.
9. Díez de Castro, L. y López Pascual, J. (2001). *Análisis y evaluación de proyectos de inversión*. Madrid: Prentice Hall.
10. Doldán García, X. (2008): “A situación enerxética galega no contexto europeo”, *Revista galega de economía*, Vol.17, Número Extraordinario, pp. 241-262.
11. Durán Herrera. (1992) .*Economía y dirección financiera de la empresa*. Madrid: Pirámide.
12. Fernández, P. (2001) *Valoración de empresas*. Barcelona. Ediciones Gestión 2.000; S.A.
13. Fernández Álvarez A. (1994). *Introducción a las finanzas*. Madrid: Civitas.
14. Kirby, B y Milligan, M. (2008): “ Facilitating wind development : The importance of electric industry structure”, *The Electricity Journal*, Vol 21 núm. 3 pp. 40-54.
15. López Lubián, F. (2000). *Dirección de negocios y creación del valor: una guía práctica*. Barcelona: Cisspraxis.
16. López Sako, M.J. (2008). *Regulación y autorización de los parques eólicos*, 1ª edición. Pamplona: Aranzadi, SA.

17. Nicolasi, M. (2010): "Wind power integration and power system flexibility-An empirical analysis of extreme events in Germany under the new negative price regime", *Energy Policy*, Vol 38 núm. 11 pp. 7257-7268.
18. Olmos García, V., Romero Zamora, J. y Benavides González-Camino, B. (2000): "Análisis económico de un parque eólico", *Energía: ingeniería energética y medioambiental*, Nº 26 Número Extraordinario 1, pp. 41-52.
19. Pérez-Carballo A y J, Vela Sastre, E. (1997). *Principios de gestión financiera de la empresa*. Madrid: Alianza Universidad Textos.
20. Pérez-Carballo, J. (2001). *Del valor de la empresa a la creación del valor*. Madrid: Civitas Ediciones; S. L.
21. Pisón Fernández, I. (2001) *.Dirección y gestión financiera de la empresa*. Madrid: Pirámide.
22. Regueiro Ferreira, R. y Doldán García, X.R. (2010): "Política sectorial da enerxía eólica en Galicia: participación social e comparación internacional", *Revista Galega de Economía*, Vol. 19, núm. 1 pp. 129-156.
23. Rodríguez Vilariño, M.L. (1995): "Predicción de la solvencia empresarial por medio del análisis logit", *Análisis Financiero*, núm. 65, p.72.
24. Ruíz Martínez, R. J. (1994). *La viabilidad financiera de la empresa*. Barcelona: Editorial Hispano Europea.
25. Santandreu, E. (2001) *Manual de gestión del circulante*. Barcelona: Gestión 2.000.
26. Santesmases Mestre, M. (1991).*Marketing. Conceptos y Estrategias*. Madrid .Pirámide.
27. Schneider, E. (1970) *.Teoría de la inversión*. Buenos Aires: El Ateneo.
28. Zubi, G., Bernal-Agustín, J. y Fandos, A. (2009): "Wind energy (30%) in the spanish power-mix –technically feasible and economically reasonable", *Energy Policy*, Vol 37 num. 8 pp. 3221-3226.

### **Informes y comunicaciones**

1. AEE (2009): *Observatorio eólico 2009*. Madrid. p.3.
2. Consultoría de ingeniería Resolve Enerxía; S.L (2.010). *Aspectos técnicos de una instalación de energía eólica*. Sin publicar.