

**FACULDADE DE ECONOMIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO**



**Elaboración de Herramientas Financieras para Evaluación de  
Proyectos de Inversión en Sistemas de Mini-generación  
Fotovoltaica**

**Alejandro Jesús Hernández Rivero**

**Disertación realizada para el *Mestrado em Economia e Gestão do Ambiente***

**Orientador: Prof. Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro**

**Setembro de 2011**

## **Biografía**

Alejandro Jesús Hernández Rivero nació un tres de Septiembre de 1985 en Las Palmas de Gran Canaria; dentro del seno de una familia de clase media y siendo el menor de dos hermanos.

La primera etapa de su infancia tuvo lugar en un barrio de la periferia de la ciudad gran canaria de Telde. Allí residió desde su nacimiento hasta que cumplió los cuatro años de edad. Ya desde ese momento daba muestras de su carácter afable y tranquilo, puesto que sus tutores sólo tenían palabras de elogio para ese niño que nunca daba problemas. Debido a motivos laborales del padre de Alejandro, la familia tuvo que mudarse a la localidad costera de Las Majoreras, en el municipio gran canario de Ingenio; en el año 1989. Instalándose en una casa dentro de la escuela pública donde su padre impartía clases.

Habitualmente, la familia pasaba las vacaciones haciendo acampadas en algún bosque de la cumbre de Gran Canaria. Estas salidas tenían como fin disfrutar de la naturaleza de un modo auténtico. Gracias a estas actividades, Alejandro empezó a tomar conciencia del rico patrimonio natural con el que cuentan las Islas Canarias.

En 1995, dado que el padre de Alejandro debe jubilarse, la familia tiene que abandonar su casa en la escuela. Los padres elegirían la localidad de medianías de Valsequillo como nuevo destino. Después de graduarse en el Instituto de Enseñanza Secundaria de Valsequillo en el año 2003, Alejandro decidió comenzar sus estudios de Licenciatura en Economía en la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria. Al poco de graduarse, Alejandro tomó la decisión de estudiar un Máster que le permitiese profundizar en sus conocimientos y aprender nuevos conceptos. Fue así como Alejandro llegó a Oporto a estudiar el Máster en Economía y Gestión del Medioambiente, en Septiembre de 2009.

La gran motivación de Alejandro le permitió aprender un idioma que apenas conocía, en un corto espacio de tiempo, asimilar la rica cultura portuguesa e integrarse en su sociedad como uno más.

## **Agradecimientos**

Me gustaría agradecer a todas aquellas personas que me ayudaron de alguna u otra forma en el desarrollo de este trabajo y también a todos aquellos que me acompañaron en mis estudios del *Mestrado em Economia e Gestão do Ambiente*:

- En especial al que fue orientador de este trabajo, el Profesor Doctor Cláudio Domingos Martins Monteiro que sin su apreciable y fundamental ayuda no podría haber sido posible terminarlo.
- Al grupo de ingenieros de Smartwatt: Jorge Oliveira, Paulo Saraiva y Rui Azevedo;
- A mi amigo y compañero Luis Tavares por su compañía, ayuda y amistad.
- Al alumno Raphael Nunes Freire por su colaboración;
- A los compañeros y profesores del *Mestrado em Economia e Gestão do Ambiente* por el excelente e impecable trato recibido, en especial a la Directora del Máster la Profesora Catedrática Isabel Soares;
- A mis amigos de la Residencia Universitaria de Paranhos;
- A mis amigos de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria;
- A Maria Monsarate Ferreira Gomes;

A todos aquellos que pasaron por mi vida durante mis dos años de estudios en Portugal, período lleno de emociones y vivencias que me han hecho crecer en lo personal, en lo académico y en el aprendizaje de un maravilloso idioma llamado portugués.

Y por encima de todas las cosas, a mi familia. A ellos simplemente les tengo que agradecer todo.

Simplemente, gracias.

## Resumen

Las grandes estrategias del Gobierno Portugués en materia energética son la reducción de la dependencia energética, aumentar la eficiencia energética y reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>. En apoyo a estas estrategias se apuesta por la industria solar fotovoltaica con la creación de un nuevo marco regulatorio en 2011 para la mini-generación a través de energía renovable que complementa al régimen de micro-producción. Son sistemas de pequeña y media potencia para ser implementados en locales de instalaciones de grandes complejos de edificios que tienen el beneficio de adaptarse fácilmente a la infraestructura del local, contribuye al cumplimiento de medidas de eficiencia energética y reduce los costes energéticos.

El estudio de las particularidades y aspectos de financiación de esta ley son de especial interés para las entidades que estén interesadas en realizar un proyecto de estas características. El objetivo de este trabajo es desarrollar un modelo financiero en la plataforma Excel capaz de calcular los indicadores económicos VAN, TIR, TIRC, PRC, PRCA e IR para estudiar la viabilidad económica de un proyecto de inversión de mini-generación fotovoltaica. Como complemento, una parte del modelo estima los costes de un sistema.

La metodología desarrollada para la estimación de costes del sistema está compuesta por tablas de precios de varios componentes, una previsión de precios para los módulos fotovoltaicos y una simulación de costes para costes de estructura y de mano de obra. El modelo financiero presenta la metodología del método de los flujos de caja descontados, con fundamentación en la teoría financiera, donde se calculan los *cash-flows* del proyecto y los indicadores financieros.

Como aplicación del modelo se realizó la evaluación financiera de un caso de estudio y se presentan los resultados así como realización de un análisis de sensibilidad para una serie de variables.

## Resumo

As grandes estratégias do Governo Português em matéria energética são a redução da dependência energética, o aumento da eficiência energética e a redução das emissões de CO<sub>2</sub>. Como apoio a estas estratégias aposta-se pela indústria solar fotovoltaica com a criação de um novo marco regulatório em 2011 para a mini-geração através de energias renováveis que complementa ao regime de micro-produção. São sistemas de pequena e média potência para ser implementados em instalações de grandes complexos de edifícios; têm o benefício de adaptar-se com facilidade à infraestrutura do local, contribui ao cumprimento das medidas de eficiência energética e reduz os custos energéticos.

O estudo das particularidades e aspectos de financiamento desta lei são de especial interesse para as entidades que estejam interessadas em realizar um projecto destas características. O objectivo deste trabalho é desenvolver um modelo financeiro na plataforma Excel capaz de calcular os indicadores económicos VAL, TIR, TIR Global, PRC, PRCA e IR para estudar a viabilidade económica de um projecto de investimento de mini-geração fotovoltaica. Como complemento, uma parte do modelo estima os custos do sistema.

A metodologia desenvolvida para a estimação de custos do sistema está composta por tabelas de preços para vários componentes, uma previsão de preços para os módulos fotovoltaicos e uma simulação dos custos para estrutura e mão-de-obra. O modelo financeiro apresenta a metodologia do método dos *cash-flows* descontados, com fundamentação na teoria financeira, aonde calculam-se os *cash-flows* do projecto e os indicadores financeiros.

Como aplicação do modelo realizou-se a avaliação financeira de um caso de estudo e se apresentam os resultados junto com uma análise de sensibilidade para uma série de variáveis.

## **Abstract**

The three major strategies of Portuguese Government on energy matters are the reduction of energy dependence, increasing energy efficiency and reduction of CO<sub>2</sub> emissions. In support of these strategies, the Portuguese Authorities pledge for the solar photovoltaic industry with the creation of a new regulatory framework in 2011 for mini-generation through renewable energy, which complements the micro-generation regulation. They are systems of small and medium power to be installed in big buildings or facilities composed by a complex of buildings; with the benefit to be easily adapted to the local infrastructure, contributing to achieve energy efficiency measures and reducing energy costs.

It is particularly interesting for companies interested in investing in a project with these characteristics the study of financial features of the new law. The main objective of this paper is to develop a financial model in Excel software capable of calculating the economic indicators Net Present Value, Internal Rate of Return, Modified Internal Rate of Return, Payback Period, Adjusted Payback and Profitability Index to analyze the economic viability of an investment project of photovoltaic mini-generation. As complement, one part of the model estimates the system costs.

The methodology developed for the system costs estimation is composed by table prices of various components, a price forecast for PV modules and a simulation for structure and installation costs. The financial model presents the discounted cash-flow method, based on financial theory, which calculates the cash-flows of the project and economic indicators.

The model was used with one real case study and financial viability was also made. The results were presented and a sensibility analysis was made for some variables.

## Abreviaturas y símbolos

**Lista de abreviaturas por orden alfabético (y terminología inglesa cuando corresponda)**

€/kWh	Euro por kilovatio hora
AC	Corriente alterna
BiPVs	Fotovoltaico Integrado en Edificios ( <i>Building-integrated photovoltaics</i> )
CAPM	Modelo de Evaluación de Activos Financieros ( <i>Capital Asset Pricing Model</i> )
CFE	<i>Cash-flow</i> de Exploración
CFG	<i>Cash-flow</i> Global
DC	Corriente continua
IR	Índice de Rentabilidad ( <i>Profitability Index</i> )
IRC	Impuesto sobre Rendimientos
kW	Kilovatio ( <i>kilowatt</i> )
kWh	Kilovatio hora
kWp	Kilovatio pico ( <i>kilowatt peak</i> )
MW	Megavatio ( <i>megawatt</i> )
MWh	Megavatio/hora
PRC	Período de Recuperación del Capital ( <i>Payback Period</i> )
PRCA	Período de Recuperación del Capital Corregido ( <i>Adjusted Payback</i> )
PV	Fotovoltaico

TIR	Tasa Interna de Rentabilidad ( <i>Internal Rate of Return</i> )
TIRC	Tasa Interna de Rentabilidad Corregida ( <i>Modified Internal Rate of Return</i> )
VPN	Valor Actual Neto ( <i>Net Present Value</i> )
W	Vatio ( <i>watt</i> )
WACC	Coste Medio Ponderado del Capital ( <i>Weighted Average Cost of Capital</i> )
Wp	Vatio pico ( <i>watt peak</i> )

# Índice

<b>Biografía .....</b>	<b>ii</b>
<b>Agradecimientos.....</b>	<b>iii</b>
<b>Resumen.....</b>	<b>iv</b>
<b>Resumo.....</b>	<b>v</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>vi</b>
<b>Abreviaturas y símbolos .....</b>	<b>vii</b>
<b>Índice.....</b>	<b>ix</b>
<b>Índice de ilustraciones, gráficos y tablas .....</b>	<b>xi</b>
<b>Capítulo I - Introducción .....</b>	<b>1</b>
1.1. Contexto de la disertación .....	1
1.1.1. Acceso, remuneración y venta.....	2
1.2. Motivación de la disertación .....	3
1.3. Objetivos .....	4
1.4. Información usada.....	4
1.5. Estructura .....	4
<b>Capítulo II - Estado del arte de herramientas de análisis financiero de proyectos fotovoltaicos .....</b>	<b>6</b>
2.1. Introducción .....	6
2.2. Estudios similares.....	6
2.3. Descripción de las herramientas.....	12
2.4. Comparación de la funcionalidad de las herramientas.....	15
<b>Capítulo III - Metodología .....</b>	<b>18</b>
3.1. Introducción .....	18
3.2. Sistema fotovoltaico.....	18
3.2.1. Componentes de un sistema fotovoltaico .....	18

3.2.2. Costes de un sistema fotovoltaico .....	21
3.2.3. Incertidumbre y riesgos de un sistema fotovoltaico .....	21
3.3. Modelo de análisis financiero para proyectos de mini-generación fotovoltaica..	21
3.3.1. Costes de inversión.....	23
3.3.1.1. Módulos fotovoltaicos .....	24
3.3.1.2. Inversores .....	25
3.3.1.3. Resto de componentes .....	25
3.3.1.4. Costes de estructura.....	26
3.3.1.5. Costes de montaje.....	27
3.3.1.6. Costes de registro e inspección.....	28
3.3.2. Análisis financiero.....	28
<b>Capítulo IV - Caso de estudio .....</b>	<b>35</b>
4.1. Introducción .....	35
4.2. Análisis financiero .....	36
4.3. Análisis de sensibilidad.....	40
4.4. Comentario de los resultados .....	44
<b>Capítulo V - Conclusiones.....</b>	<b>47</b>
<b>Bibliografía.....</b>	<b>51</b>
<b>Anexo: Tablas de precios de componentes .....</b>	<b>55</b>

## Índice de ilustraciones, gráficos y tablas

### Ilustraciones y gráficos

Ilustración 1: Sistema fotovoltaico conectado a la red .....	19
Ilustración 2: Costes desagregados de un sistema fotovoltaico instalado en 2010.....	20
Ilustración 3: Diagrama de flujos sobre la metodología utilizada .....	22
Ilustración 4: Previsión de precios de los paneles (€/Wp).....	24
Gráfico 1: VAN y TIR en función de la tarifa de venta. ....	40
Gráfico 2: VAN y TIR en función del coste por Watt pico instalado. ....	41
Gráfico 3: VAN y TIR en función de la variación de la producción.....	42
Gráfico 4: VAN en función de la tasa de descuento utilizando tres tarifas.....	42
Gráfico 5: VAN en función de la tasa de rentabilidad de inversiones sin riesgo .....	43
Gráfico 6: VAN en función del tipo de interés .....	43
Gráfico 7: VAN y TIR en función del porcentaje de financiamiento de capital ajeno...	44

### Tablas

Tabla 1: Características técnicas y económicas del caso base.....	37
Tabla 2: Parámetros del coste medio ponderado del capital.....	38
Tabla 3: Resultados de la evaluación financiera del proyecto (caso base).....	39

## Capítulo I. Introducción

### 1.1. Contexto de la disertación

La reducción de la dependencia energética, reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y aumentar la eficiencia energética son las grandes estrategias a seguir en el sector energético. Para conseguir estos objetivos el Gobierno Portugués desarrolló la “*Estratégia Nacional para a Energia*” (ENE 2020) que promociona las energías renovables y apuesta por la eficiencia energética. También cumple con los objetivos de asegurar abastecimiento energético y la sostenibilidad económica y ambiental.

Entre el tipo de energías promocionadas se encuentra la energía solar fotovoltaica, en un principio creando un programa de micro-generación con instalaciones de hasta 3,6 kW de capacidad y ahora con la introducción de un nuevo programa que regula la mini-generación, siendo éste último el marco jurídico en el que se basa esta disertación. Así pues, en el desarrollo del ENE 2020 estaba previsto un nuevo marco jurídico para la actividad de mini-producción<sup>1</sup> a través de energía renovable. El nuevo régimen de mini-producción está regulado por el Decreto Ley n.º 34/2011 y complementa al régimen jurídico de micro-producción que está regulado por el Decreto Ley n.º 363/2007, actualizado después por el Decreto Ley n.º 118-A/2010.

El Decreto Ley n.º 34/2011 regula la producción y venta de electricidad a través de instalaciones de pequeña y media potencia (mini-generación), de hasta 250 kW, orientada para aplicaciones en edificios públicos e instalaciones compuestas por grandes complejos de edificios. El enfoque de este trabajo está dirigido al estudio de las particularidades de esta nueva ley con especial interés en las condiciones económicas que se ofrecen para la creación de un modelo económico para el estudio de la viabilidad financiera de instalaciones de mini-generación.

Más concretamente, en lo que respecta a esta disertación, es de interés conocer las características de venta y remuneración de ofrece esta nueva ley que veremos en el siguiente apartado (1.1.1).

---

<sup>1</sup> Mini-producción es una instalación basada en una única tecnología de producción, con potencia máxima de 250 kW de conexión a la red pública. Las tecnologías son: solar fotovoltaica, eólica, hídrica, biogás, biomasa y baterías de combustible con base en hidrógeno.

### **1.1.1. Acceso, remuneración y venta**

Esta ley permite al productor consumir la electricidad producida, pero también permite inyectar a la red pública toda la electricidad generada en locales donde exista un consumo efectivo de energía eléctrica, con la condición de que la potencia no exceda el 50% de la potencia contratada para consumo con el comercializador.

Algunos requisitos y condicionantes para acceder a la actividad de mini-producción son:

- El interesado tiene que ser titular de un contrato de compra y venta de electricidad con un comercializador;
- La unidad de mini-producción tiene que ser instalada en el local donde está establecido el contrato;
- La potencia de conexión de la instalación no debe ser superior al 50% de la potencia contratada;
- La energía consumida en la instalación de uso sea igual o superior al 50% de la energía producida por la unidad de mini-producción;
- Es necesario registrarse y obtener el certificado de explotación de la instalación.

Se permite que una entidad tercera, por ejemplo una entidad de de servicios energéticos, pueda instalar una unidad de mini-producción en el local del titular de la instalación con la autorización de éste.

La venta de electricidad se puede vender bajo uno de los dos regímenes previstos por la ley: el régimen general o el régimen bonificado. En el régimen general la electricidad es remunerada según las condiciones de mercado. En el régimen bonificado la electricidad es remunerada a través de una tarifa fija de bonificación a partir de potencias superiores a 20 kW.

Así, el régimen bonificado asegura la venta de electricidad a una tarifa bonificada durante 15 años, siendo la tarifa de referencia de 0,25€/kWh para 2011 para energía solar fotovoltaica. Ésta tarifa será reducida anualmente en un 7% a partir de la entrada en vigor de la nueva ley. La selección de los registros y fijación de la tarifa

dependerá del escalón de potencia de la instalación, que son tres: instalaciones con potencia igual o inferior a 20 kW (Escalón I), instalaciones con potencia superior a 20 kW e igual o inferior a 100 kW (Escalón II) e instalaciones con potencia superior a 100 kW e igual o inferior a 250 kW (Escalón III). Bajo régimen bonificado la tarifa es de 0,25€/kWh para el Escalón I y los pedidos son ordenados por orden de llegada. Para los Escalones II y III se introducirá un mecanismo de competencia y serán seleccionados aquellos pedidos que ofrezcan un mayor descuento a la tarifa de referencia. Por lo tanto, los pedidos son ordenados en función del descuento.

El acceso al régimen bonificado depende de una comprobación previa de auditoría energética que certifique la implementación de medidas de eficiencia energética con el período de retorno de dos años para el Escalón I, tres años para el Escalón II y cuatro años para el Escalón III. Con excepción de las unidades de mini-producción en locales donde hay instalaciones consumidoras intensivas de energía pues éstas tienen otro tratamiento.

También cabe destacar que la electricidad máxima vendida para la energía solar fotovoltaica se limita a 5 MWh/año por cada kilowatt de potencia conectada.

## **1.2. Motivación de la disertación**

Las particularidades y características financieras del nuevo decreto ley justifica la creación de un modelo financiero que permita el estudio de viabilidad económica de un proyecto de mini-generación.

Así pues, el nuevo marco regulatorio abre la posibilidad para que empresas que estén interesadas en instalaciones de mini-generación se beneficien de las ventajas económicas ofrecidas, esto es, la posibilidad de inyectar toda la energía producida a la red pública y una tarifa en régimen de bonificación garantizada durante los primeros 15 años de proyecto.

Estas particularidades económicas específicas de esta nueva ley hacen necesaria la elaboración de un modelo financiero que incluya las herramientas financieras necesarias para estudiar la viabilidad económica de un proyecto de mini-generación que sirva para evaluar financieramente un proyecto de este tipo o que sirva para hacer

comparaciones económicas de varios proyectos sustitutos. De esta forma se ayuda a las empresas a agilizar la toma de decisiones en la elaboración de proyectos de inversión.

### **1.3. Objetivos**

El objetivo de esta disertación es el desarrollo de un modelo en la plataforma Excel capaz de estimar los costes de instalación y de calcular los flujos de caja y una serie de indicadores financieros para el estudio de la viabilidad financiera de un proyecto de mini-generación fotovoltaica, tomando como referencia la nueva ley para este tipo de sistemas. Los objetivos los podemos clasificar en:

- Creación de una base de datos de precios y realización de simulaciones de costes para los distintos componentes de instalación con el fin de estimar los costes totales del sistema.
- Desarrollo de un modelo financiero basado en la metodología existente de los flujos de caja que calcula una serie de indicadores financieros para el estudio de viabilidad económica.
- Análisis económico de un caso de estudio y realización de un análisis de sensibilidad de varias variables.

### **1.4. Información usada**

La información utilizada fue obtenida de datos suministrados por la empresa Smartwatt: tablas de precios de componentes y estudio de varios casos de proyectos de mini-generación fotovoltaica realizados por la empresa. La asistencia continuada a la empresa para obtener la información permitió el contacto directo con el grupo de ingenieros de Smartwatt, lo cual también permitió adquirir el conocimiento necesario para llevar a cabo este trabajo. La parte financiera de este trabajo fue desarrollada a través de bibliografía especializada en análisis de inversiones fundamentada en la teoría financiera.

### **1.5. Estructura**

La estructura de este trabajo está organizada en cinco capítulos. El primer capítulo está dedicado al encuadramiento de la disertación explicando los fundamentos

en los que se basa la misma, motivación, objetivos, estructura e información usada. El segundo capítulo se destina al Estado del Arte donde se comentan estudios relacionados con el presente trabajo y se presentan los indicadores financieros que calcula el modelo que sirven para la evaluación económica. En el tercer capítulo se presenta la metodología empleada, dividida en dos grandes apartados, uno de ellos para la parte del modelo que estima los costes del sistema y otra parte dedicada al modelo financiero. Se incluye también un apartado para explicar cómo funciona y qué componentes conforman un sistema fotovoltaico. En el cuarto capítulo se analiza la viabilidad económica de un caso de estudio y se realiza un análisis de sensibilidad para distintas variables. Finalmente, el quinto capítulo se dedica a las conclusiones obtenidas del presente trabajo.

## **Capítulo II. Estado del arte de herramientas de análisis financiero de proyectos fotovoltaicos**

### **2.1. Introducción**

En este apartado se va a encuadrar teóricamente este trabajo. El objetivo de este punto es el entendimiento y el análisis de diversos trabajos que tienen que ver con la temática de esta disertación, con el fin de ver la situación del análisis económico-financiero como método de evaluación y también como método de comparación de proyectos en el sector de las energías renovables. Fundamentalmente interesa conocer los estudios de viabilidad económica. También se describirán las herramientas financieras calculadas por el modelo financiero junto con la explicación de la funcionalidad de cada una de ellas.

Más concretamente se abordará un repaso a varios artículos que utilizan el método de análisis de *cash-flows* descontados aplicados a determinados casos (al igual que el presente trabajo). La revisión de la literatura en este apartado ayuda a tener una visión más amplia sobre esta metodología de evaluación económica de proyectos de inversión en energías renovables, especialmente en sistemas fotovoltaicos. No sólo se trata de revisar esta metodología, algunos estudios aportan también conocimiento sobre las fortalezas y debilidades que tiene el uso de este tipo de metodología de análisis financiero para proyectos de inversión en sistemas fotovoltaicos y abren nuevas vías de investigación sobre el análisis financiero, en especial de sistemas fotovoltaicos, en particular nos referimos a los estudios de S. Awerbuch (2000) y A. Menegaki (2008).

Los indicadores financieros que aparezcan en el primer punto de este capítulo y que son calculados por el modelo financiero desarrollado en este trabajo son explicados en el segundo punto. Aquellos que no tengan que ver con este trabajo son explicados a pie de página.

### **2.2. Estudios similares**

Diversos estudios usan la evaluación económica para sistemas fotovoltaicos, la mayoría de ellos utilizan el método de los *cash-flows* y dependiendo del estudio que sea los autores optan por el uso de diferentes indicadores, como no existe un consenso claro

sobre que indicadores económicos utilizar en las evaluaciones, es en esta parte donde vamos a notar diferentes opciones de herramientas financieras que se pueden utilizar para el análisis de proyectos.

El primer estudio a repasar es de los autores M. Oliver y T. Jackson (2001). En este artículo se hace un análisis energético y económico sobre la aplicación de sistemas fotovoltaicos integrados en edificios, denominado BiPVs (*Building-integrated photovoltaics*). El estudio compara el BiPVs con la electricidad proveniente de los recursos energéticos convencionales y con plantas fotovoltaicas centralizadas, utilizando coeficientes de conversión en energía primaria equivalente para hacer la comparación. En particular, el análisis económico compara los costes en términos energéticos y económicos de proveer un kWh de electricidad hacia el punto de consumo. Para hacer el estudio de la viabilidad económica se utilizaron valores para costes de capital de 13453€/kWp para una central fotovoltaica, de producción de 1200 kWh/kWp/año, y de 9625€/kWp para el sistema BiPVs<sup>1</sup> (datos de sistemas instalados en EE.UU.), de producción de 850 kWh/kWp/año, aplicando una tasa de descuento de un 8% a los *cash-flows* del proyecto y asumiendo una vida de proyecto de 25 años. Los resultados demostraron que el sistema BiPVs tiene el coste de unidad de electricidad por kWh más bajo en comparación con una central fotovoltaica centralizada. Los beneficios de este tipo de sistemas integrados (BiPVs) tienen que ver con que producen directamente en el punto de consumo y se evitan pérdidas de transmisión y distribución de electricidad; evitan costes de alquiler o compra de terrenos, accesos y grandes estructuras para los módulos solares y además evitan el coste de utilización de otros materiales en los edificios (por su función como revestimiento).

El segundo estudio con otro caso del método de *cash-flows* descontados es el llevado a cabo por los autores B.D. Shakya *et al* (2005). En este caso el indicador usado es el Coste Nivelado de Energía<sup>2</sup>. Para un sistema híbrido eólico-fotovoltaico diseñado para producir 69 kWh/día, donde con el exceso de electricidad se genera hidrógeno y se

---

<sup>1</sup> Según un estudio de la *European Renewable Energy Study* se ha comprobado que los costes de un sistema BiPV son aproximadamente un 25% más barato que una planta central fotovoltaica. Citado en ese mismo artículo, Oliver y Jackson (2001).

<sup>2</sup> *Levelized Energy Cost* (LEC) es el precio por unidad de energía a partir del cual se cubre la inversión. Tiene en cuenta todos los costes generados (fijos y variables) del proyecto, se descuenta la suma de esos costes al momento inicial y se divide entre la cantidad de electricidad generada.

almacena, capaz de generar 483 kWh de electricidad a través de un generador diesel adaptado. Se consideraron cuatro opciones: 100% de energía producida sólo por el sistema fotovoltaico, 60% de energía producida por el sistema fotovoltaico y 40% a través de energía eólica, 12% por el sistema fotovoltaico y 88% por energía eólica y por último un 100% de energía producida solamente por energía eólica. Para esas opciones se hizo un análisis financiero en el cual el sistema 100% fotovoltaico dio el menor LEC (*Levelized Energy Cost*) de todos los sistemas considerados (2,62€/kWh). También en este estudio se hizo un análisis de sensibilidad cambiando valores de la tasa de descuento, vida del proyecto, costes directos de capital y costes indirectos de capital.

El tercer estudio es el de J. L. Bernal Agustín y R. Dufo-López (2006) donde utilizan el método de los *cash-flows* descontados y hacen un análisis de sensibilidad con el fin de analizar varios escenarios en función de los cambios en un parámetro. Estudian un caso de instalación fotovoltaica conectada a la red, situada en Zaragoza, con una producción anual de 1300 kWh/kWp/año y costes de instalación de 7€/Wp. Hacen una evaluación económica calculando el Valor Presente Neto y el Período de Recuperación del Capital invertido como medidas de viabilidad económica. También evalúan los beneficios medioambientales de los sistemas fotovoltaicos aplicando la teoría del análisis del ciclo de vida<sup>3</sup> (*Life Cycle Analysis Theory*).

El cuarto estudio de V. L. Stampolidis *et al* (2006) también evalúa económicamente un sistema fotovoltaico con el método de los *cash-flows* descontados a través de un modelo. Utilizan los indicadores Tasa Interna de Retorno, Valor Presente Neto, año del primer *cash-flow* positivo, Período de Recuperación del Capital Simple e Índice de Rentabilidad. Es un estudio parecido similar al anterior que fue explicado y que calcula los mismos índices que el modelo financiero desarrollado para esta tesis, aplicado para una planta fotovoltaica situada en Chania, en la isla de Creta. Presentan una metodología para evaluar económicamente cualquier tipo de sistema fotovoltaico. Dicha metodología tiene en cuenta todas las fases de instalación del proyecto, por eso requiere de datos sobre las características técnicas del sistema, las características del

---

<sup>3</sup> Análisis del ciclo de vida: es una metodología que consiste en analizar todos los flujos energéticos asociados a las distintas etapas de producción. Para un sistema fotovoltaico conectado a la red pública se puede medir su balance ambiental teniendo en cuenta la energía utilizada durante la vida del proyecto (materia prima utilizada, fabricación de los componentes del sistema, instalación, utilización, desechos...), así como medir las emisiones contaminantes evitadas por el sistema fotovoltaico.

lugar donde estará el sistema y datos económicos y financieros (acerca de los costes del sistema, entre otros), para calcular así la producción del sistema y desarrollar el análisis económico. La curiosidad de este trabajo, y es lo que marca la diferencia con respecto a los otros, es que para el cálculo de los ingresos de los *cash-flow* se incluyen todo tipo de ingresos relativos a una planta fotovoltaica: subvenciones, valor residual al fin del proyecto, ingresos por reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, créditos por producción de energía renovable, ahorro de energía y ahorro de capacidad. Los autores llegan a la conclusión de que los costes de instalación de una planta fotovoltaica son todavía altos y variables así como la vida económica del proyecto o el coste del capital influyen mucho en la viabilidad económica de este tipo de inversión.

El quinto estudio de A. Audenaert *et al* (2010) es el más parecido al presente trabajo porque diseñan un modelo financiero desarrollado en Excel. El modelo usa el método de los *cash-flows* para evaluar económicamente sistemas fotovoltaicos conectados a la red para empresas localizadas en Flandes (Bélgica). El objetivo del estudio es saber si para las empresas invertir en este tipo de sistemas es financieramente viable, y para ello estudian económicamente un caso genérico y además realizan un análisis de sensibilidad usando las variables más influyentes. El modelo es capaz de calcular varias variables financieras: Valor Presente Neto, Tasa Interna de Rentabilidad, Período de Recuperación del Capital, Período de Recuperación del Capital Ajustado, Índice de Rentabilidad, Rendimiento del Coste Unitario<sup>4</sup>, Rendimiento del Ingreso Unitario<sup>5</sup> y el precio máximo que una empresa estaría dispuesta a pagar por un sistema fotovoltaico determinado<sup>6</sup>. El modelo fue construido teniendo en cuenta los tres pilares de la metodología de los *cash-flows*: costes, ingresos, incluyendo también los impuestos sobre rendimientos. Cabe destacar que en Bélgica no existe el sistema *feed-in-tariff* de promoción de nuevas tecnologías, como incentivo se utilizan los certificados verdes, subsidios ecológicos y se deduce parte de la inversión inicial para que se convierta en beneficio fiscal. Llegan a la conclusión de que, aunque el Valor Presente Neto en todos

---

<sup>4</sup> Yield unit cost (YUC): es el precio medio descontado por kWh de producción eléctrica durante el período que dure el proyecto.

<sup>5</sup> Yield unit revenue (YUR): es el ingreso medio descontado por kWh de producción eléctrica durante el período que dure el proyecto.

<sup>6</sup> Break-even turnkey cost (BTC)

los casos es negativo, es financieramente responsable que las compañías flamencas inviertan en la aplicación de sistemas fotovoltaicos.

Como se comentó en la introducción de este apartado, S. Awerbuch (2000) y A. Menegaki (2008) son estudios que no analizan ningún caso, sin embargo son estudios que ayudan a entender las limitaciones del análisis financiero clásico y abren la posibilidad a que se utilicen otro tipo de métodos más allá del análisis financiero. En el primero de ellos (S. Awerbuch), el autor critica los métodos tradicionales “económico-ingenieros” como método de evaluación y da una serie de consejos para no continuar a malinterpretar los riesgos relacionados a los sistemas fotovoltaicos, que a ojos del autor son riesgos sobrevalorados; el segundo (A. Menegaki) desagrega varios métodos que sirven para la evaluación de proyectos y defiende el uso de uno de ellos.

Así pues, S. Awerbuch (2000) expone una amplia crítica a las actuales técnicas de evaluación de proyectos basados en recursos alternativos, técnicas fundamentadas en métodos “económico-ingenieras” consideradas obsoletas por el autor. Según él, los modelos de evaluación energética actuales son limitados porque ignoran atributos únicos de los sistemas fotovoltaicos, principalmente porque tanto prestamistas como los inversores no conocen bien la tecnología fotovoltaica y desconocen las propiedades especiales de riesgo que tiene. En particular, el autor da una serie de recomendaciones con el fin de mejorar los actuales métodos de evaluación que devalúan las nuevas tecnologías de recursos alternativos:

- Los modelos ingenieros para calcular los costes de producción (*engineering-economics costing models*) no tienen en cuenta el verdadero riesgo financiero de las energías alternativas. Erróneamente este tipo de modelos tiende a considerar las energías de origen fósil como más económicas, cuando en la realidad éstas son más riesgosas por depender de energías fósiles y ser vulnerables a fluctuaciones en los precios de los combustibles fósiles.
- Es importante evaluar costes considerando “carteras energéticas” constituidas por energías fósiles y alternativas que en lugar de evaluar cada tipo de tecnología de forma individual. Así, si se evaluara comparando distintas “carteras energéticas” se optaría por aquellas con un menor coste total de

generación de energía en relación al riesgo. En relación a esta idea, S. Awerbuch apunta que, “(...) *Similarly, it is important to conceive of electricity generation not in terms of the cost of a particular technology today, but in terms of its portfolio cost. At any given time some alternatives in the portfolio may have high costs while others have lower costs, yet over time, the astute combination of alternatives serves to minimize overall generation cost relative to the risk*”.

- Las evaluaciones tradicionales ignoran las buenas oportunidades estratégicas y la nueva forma de gestión que permite la tecnología fotovoltaica. Según el autor este tipo de tecnología es flexible, pues la capacidad a instalar puede ser realizada poco a poco permitiendo futuros aumentos de potencia del sistema simplemente incrementando la instalación (por ser una tecnología modular).
- Los actuales modelos de evaluación “ingenieros” están dirigidos a los costes actuales de las tecnologías. El autor recomienda incorporar a las evaluaciones que las inversiones sean inter-temporales y tengan en cuenta que en el futuro la tecnología fotovoltaica sea una tecnología madura y por tanto más barata de lo que es hoy. De ahí, el autor apunta que “*effective valuation procedures must therefore consider future changes in technology costs*”.

Además, S. Awerbuch corrige malinterpretaciones acerca de la concepción del riesgo asumido en los sistemas fotovoltaicos por prestamistas e inversores. Expone que el riesgo financiero debería ser menor al de otro tipo de tecnologías por ser una tecnología flexible, modular y que permite calcular la producción eléctrica con fiabilidad; características que permiten evitar excesos de capacidad instalada. Además, no depende del precio de los combustibles. Apenas genera otros gastos más allá de los costes iniciales del sistema y también es una tecnología que hace que los proyectos sean reversibles ya que éstos podrían ser detenidos en cualquier momento y los componentes revendidos. Así pues, este conjunto de características particulares de los proyectos fotovoltaicos son ventajas importantes para disminuir el riesgo.

Por último, en A. Menegaki (2008) se revisa la literatura relativa a la evaluación de las energías renovables y resume los principales métodos usados para ello. Este artículo identifica tres principales corrientes en la evaluación de energías renovables:

- Los métodos de preferencias declaradas y reveladas: esta metodología trata de medir la disponibilidad a pagar de un individuo para saber cuáles son sus preferencias y los beneficios de optar por el uso de energías renovables. Para el caso de preferencias declaradas existen técnicas dedicadas a la medición de la disponibilidad a pagar, en el caso de preferencias reveladas la información es dada a través de los mercados según las decisiones que toman los consumidores.
- Teoría de la opción financiera – Análisis de cartera: la teoría financiera evalúa los proyectos de energía renovable en base a los flujos de caja que se generan a lo largo del proyecto. El análisis de cartera (*portfolio analysis*) evalúa los proyectos incluyendo los riesgos y retornos anticipados, aquí se incorpora el modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) que relaciona el riesgo con el retorno monetario. La teoría de las opciones reales (*real option theory*) se usa para cubrir los riesgos e incertezas relacionados a diversos factores como la regulación medioambiental, precio de los combustibles, tecnología, demanda, etc.
- *Emergy analysis*: es un método ecológico-ingeniero, alternativo a la evaluación de mercado, para determinar el valor neto de los proyectos medioambientales a la sociedad. Incluye el esfuerzo utilizado para la inversión (tiempo, materiales, esfuerzo, etc.) para determinar el valor. Sobre este método el autor refiere que “*economic analyses and the economic market only recognize monetary values, but economies rely on very large inputs from the environment*”.

El autor reconoce que el primero de los métodos es el más adecuado a la hora de evaluar los proyectos al ser el más completo por tener en cuenta más valores a la hora de evaluar la implantación de energías renovables, entre ellos tiene en cuenta el valor de no uso de la energía renovable.

### **2.3. Descripción de las herramientas**

En este apartado se va a proceder a la descripción de las diferentes herramientas de análisis financiero que son utilizadas en este trabajo, algunas de ellas ya fueron mencionadas en los estudios analizados en el punto anterior. Se explicará en qué consiste cada una de ellas, para luego así comparar la funcionalidad de esas

herramientas. La fuente bibliográfica consultada para este punto fue Soares *et al* (2007, Capítulo 6).

Varios indicadores financieros basados en el método de los *cash-flows* descontados son utilizados en el modelo de análisis financiero, esas herramientas son (con su terminología en inglés): Valor Presente Neto (*Net Present Value*), Tasa Interna de Rentabilidad (*Internal Rate of Return*), Tasa Interna de Rentabilidad Corregida (*Modified Internal Rate of Return*), Período de Recuperación del Capital (*Payback Period*), Período de Recuperación del Capital Ajustado (*Adjusted Payback*) e Índice de Rentabilidad (*Profitability Index*); todas ellas descritas a continuación:

- Valor Presente Neto (VPN): este modelo de evaluación actualiza todos los flujos de dinero que genera el proyecto a lo largo de toda su vida económica. Como esos flujos son generados en distintos momentos de tiempo es necesario actualizarlos al momento presente de acuerdo al coste de oportunidad del capital considerado. Se define así:

$$VPN = -CI + \sum_{t=1}^n \frac{CFE_t}{(1 + k_t)^t}$$

donde  $CI$  es el coste de la inversión,  $CFE$  es el *cash-flow* de exploración,  $k$  es el coste de oportunidad del capital y  $n$  es la vida útil del proyecto. La regla de decisión sería:

VPN > 0, aceptar proyecto

VPN < 0, rechazar proyecto

VPN = 0, indiferencia

- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR): es la tasa a la que el Valor Presente Neto es igual a cero. La incógnita, en este caso, es la tasa a la que se actualiza los flujos:

$$CI_0 = \frac{\sum_{t=1}^n CFE_t}{(1 + TIR)^t}$$

donde  $CI_0$  es el capital invertido en el momento inicial y  $TIR$  la Tasa Interna de Rentabilidad.

La regla de decisión sería:

Si  $TIR > k$ , aceptar

Si  $TIR < k$ , rechazar

Si  $TIR = k$ , indiferente

- Tasa Interna de Rentabilidad Corregida (TIRC): la TIR implica que los *cash-flows* generados se vuelven a reinvertir siempre a la misma tasa TIR, lo cual es improbable e irrealista. Por ello existe otro modelo modificado de la TIR que capitaliza cada flujo de caja hacia el final del proyecto a una tasa que la empresa espera conseguir, para luego descontar esos flujos capitalizados al momento cero a una tasa, en este caso a la tasa TIRC, que iguala a la inversión realizada. Tendría la siguiente forma:

$$CI_0 = \frac{\sum_{t=1}^n CFE_t(1 + R_2)^{n-t}}{(1 + TIRC)^t}$$

donde  $R_2$  es la tasa de reinversión de los *cash-flows* de exploración. Al igual que la TIR requiere del coste de capital para realizar la comparación. La regla de decisión es la misma que la TIR.

- Período de Recuperación del Capital (PRC): es el número de períodos que se necesitan para recuperar el capital invertido. Dicho capital invertido en el proyecto se recupera a través de los *CFE* generados. El criterio de decisión es el siguiente, si el período de recuperación del capital es inferior a la vida útil del proyecto se acepta realizar la inversión.
- Período de Recuperación del Capital Ajustado (PRCA): no es más que el PRC pero actualizando los *cash-flows* a la tasa  $k$ . Este ajuste responde a una limitación del PRC que es que no tiene en cuenta el valor de dinero en el tiempo, de ahí a la necesidad de un PRCA que utilice para el cálculo los *cash-flows* actualizados.
- Índice de Rentabilidad (IR): es un índice de rentabilidad efectiva por unidad de capital invertido. Mide la relación entre el valor actual de los flujos de caja

positivos y el valor actual de los capitales invertidos ( $CI$ ). La fórmula de cálculo es la siguiente:

$$IR = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CFE_t}{(1+k)^t}}{CI_0}$$

La regla de decisión sería:

Si  $IR > 1$ , aceptar

Si  $IR < 1$ , rechazar

Si  $IR = 1$ , indiferente

#### **2.4. Comparación de la funcionalidad de las herramientas**

La razón por la cual se tienen herramientas financieras es para disponer de información que ayude a tomar la decisión sobre si un proyecto debe ser llevado a cabo o no, el uso de varias de ellas será mejor pues la información será más completa. Como se indicó en el punto anterior, estos indicadores son calculados automáticamente por el modelo financiero.

Es importante destacar las principales características que tienen en común estos indicadores financieros, como se indica en Soares *et al* (2007, p. 184): “(...) *No entanto, à partida, será de interesse ter presente aquelas que se podem designar como características genéricas desejáveis de um modelo de análise de investimentos: considerar todos os cash flows; ter presente o valor temporal do dinheiro; em presença de investimentos mutuamente exclusivos, seleccionar aquele que maximiza a riqueza dos accionistas*”.

El objetivo de este punto es comentar la funcionalidad de los indicadores financieros del modelo, que fueron descritos en el punto anterior, con el apoyo bibliográfico de Soares *et al* (2007) y Lawrence J. Gitman (1991).

Así pues, comenzando por el VPN, es un indicador sencillo que descuenta todos los flujos de caja al momento presente. La regla de decisión es simple, si el VPN es positivo quiere decir que conviene realizar el proyecto ya que los flujos que se generan

a lo largo del proyecto sirven para cubrir el capital invertido incluyendo además un excedente de riqueza. Si se comparan proyectos alternativos será escogido aquel que tenga un mayor VPN (Soares *et al*, 2007, pp. 185-187).

La TIR digamos que es el máximo coste de capital que una empresa podría utilizar para financiar una inversión sin ganar ni perder. Como se indicó antes, la regla de decisión que hace aceptar un proyecto es cuando la TIR sea superior a la tasa de remuneración del capital. El problema es que no informa sobre la dimensión y la vida útil del proyecto (Soares *et al*, 2007, p. 193). Pero en general permite que la decisión se aceptar o rechazar un proyecto sea la misma que con el VPN (Lawrence J. Gitman, 1991, pp. 390-391).

Su otro defecto es que considera que los flujos de caja se reinvierten siempre a la misma tasa, la propia TIR, tal y como se comentó en el punto anterior, defecto comentado en Lawrence J. Gitman donde explica: “(...) *whereas IRR assumes that intermediate cash inflows can be invested at a rate equal to the project's IRR*” (Lawrence J. Gitman, 1991, p. 393).

De ahí a que se proponga el uso de la TIR Corregida, que resuelve ese problema, porque considera que los flujos se reinvierten a una tasa que la empresa espera conseguir y por tanto es más realista.

Teóricamente el VPN es preferible a la TIR porque asume que los flujos de caja se reinvierten al coste del capital de la empresa, pero en la práctica los analistas prefieren la TIR porque viene expresada en términos de tasa de retorno anual (en porcentaje) al igual que muchos indicadores (Lawrence J. Gitman, 1991, p. 394).

El PRC es un modelo que favorece la elección de aquellos proyectos como mayor liquidez en los primeros períodos. No es un indicador de beneficios, apenas tiene en cuenta los flujos de dinero generados, y tampoco tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo. No se puede utilizar como único indicador para evaluar proyectos, por eso se suele utilizar como herramienta de apoyo a la toma de decisión en conjunto con otras herramientas (Soares *et al* 2007, p. 201-204). El PRCA tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo y resuelve esa limitación del PRC.

Finalmente tal y como está definido el IR es una buena medida porque tiene en cuenta los flujos actualizados. También se recomienda como indicador complementario (Soares *et al* 2007, pp. 204-205). Aquellos proyectos con más alto IR serán los preferidos.

En definitiva, el conjunto completo de estos indicadores financieros sirve para la decisión de si un proyecto debe ser implementado o no. Todos ellos son herramientas complementarias para la decisión final.

## **CAPÍTULO III. METODOLOGÍA**

### **3.1. Introducción**

En este apartado es donde se explica la metodología usada en este trabajo. En esencia, se va a explicar la lógica del modelo de análisis económico para sistemas de mini-generación fotovoltaica, describiendo las varias componentes de la metodología.

Sin embargo, para entender este trabajo es fundamental saber de que se compone un sistema fotovoltaico. Para ello, el segundo apartado de este capítulo irá dedicado a explicar los componentes, costes y riesgos de un sistema fotovoltaico. Los restantes apartados serán dedicados a la metodología usada propiamente dicha.

### **3.2. Sistema fotovoltaico**

Este punto se dedica a la desagregación de los distintos componentes de un sistema fotovoltaico, explicando la función de cada uno de ellos. También se indica cuáles son los costes y los riesgos asociados a este tipo de sistemas. Conviene resaltar que, por ser un trabajo enfocado hacia de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, las explicaciones son adaptadas hacia este tipo de sistemas con estas características.

#### **3.2.1. Componentes de un sistema fotovoltaico**

Los principales componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red son:

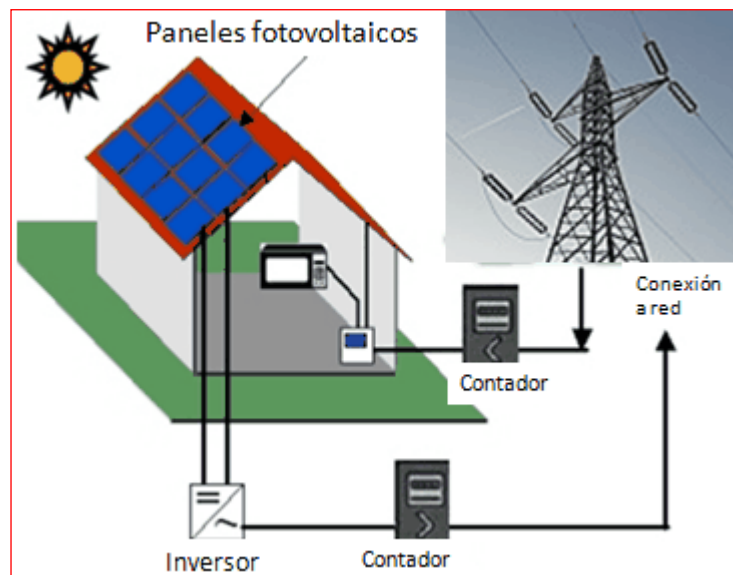
- Módulo fotovoltaico: los módulos o paneles fotovoltaicos están formados por células fotovoltaicas. Dichas células están hechas de material semiconductor<sup>1</sup> que, expuesto a los rayos solares se produce el efecto fotoeléctrico y acaba generando corriente eléctrica continua. La potencia instalada de un sistema fotovoltaico está en función de la cantidad y potencia de los paneles instalados.
- Inversor: es un componente fundamental, el inversor convierte la corriente continua (DC) en corriente alterna (AC) para ser inyectada a la red. La corriente alterna es la corriente normalmente suministrada a la red eléctrica.

---

<sup>1</sup> Materiales semiconductores utilizados en las células fotovoltaicas son silicio, telurio de cadmio, cobre-indio-galio y diselenuro.

- Cableado, conexiones y demás componentes: aquí entran los restantes componentes que forman parte de un sistema fotovoltaico tales como cables solares, cables de conexión, fusibles, caja de conexiones, contadores, material de protección por sobrecarga o accesorios de control del sistema.

Esos componentes son, a grosso modo, los que forman un sistema fotovoltaico conectado a la red. Sin embargo, estos sistemas tienen varias aplicaciones diferentes y en función de la aplicación que sea podría haber más componentes. Por ejemplo, un sistema aislado no conectado a la red requiere de otro tipo de componentes como un regulador de carga y baterías para almacenar la energía que sobra y utilizarla durante la noche o en días lluviosos.

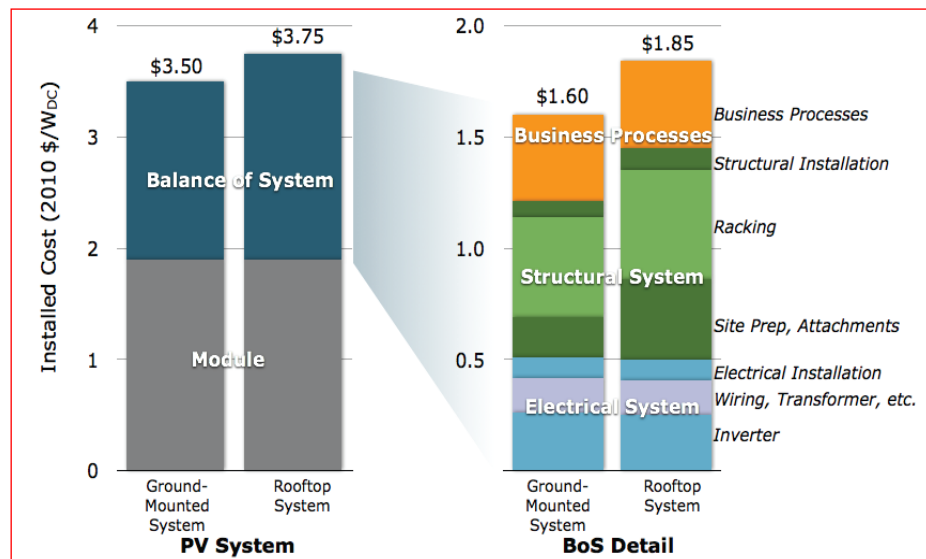


**Ilustración 1:** Sistema fotovoltaico conectado a la red.  
**Fuente:** [www.adrformacion.com](http://www.adrformacion.com)

La ilustración 1 refleja un sistema fotovoltaico conectado a la red. El sistema provee electricidad al punto de consumo (residencia, edificio, planta industrial...) y la energía que sobra puede ser inyectada a la red. Sin embargo, en el caso de este trabajo, la nueva legislación para mini-generación fotovoltaica (*Decreto-Ley n.º. 34/2011 de 8 de marzo*), en la que se basa este trabajo, solamente especifica que la potencia conectada a la red no supere el 50% de la potencia contratada para consumo por la entidad que instala el sistema fotovoltaico. Esa es la única condición. Toda la energía producida por el sistema se puede inyectar a la red y vender.

### 3.2.2. Costes de un sistema fotovoltaico

Este tipo de sistemas todavía requiere una gran inversión inicial. La ilustración 2 refleja los costes relacionados a cada componente del sistema<sup>2</sup>, también podemos ver los costes que tienen que ver con el proceso previo a la instalación (estudio del local, registro, etc.). Como vemos, un sistema con estructura en suelo (*Ground-Mounted System*) tiene un coste de 3,5\$/Wp instalado, casi 2\$/Wp son costes correspondientes a los módulos solares. Así pues, esta componente lleva la mayor parte de la inversión.



**Ilustración 2:** Costes desagregados de un sistema fotovoltaico instalado en 2010.

**Fuente:** *Achieving Low-Cost Solar PV: Industry Workshop Recommendations for Near-Term Balance of System Cost Reductions*. Septiembre 2010. Rocky Mountain Institute.

En general, podemos separar los costes en dos tipos:

- Costes de inversión inicial: módulos fotovoltaicos, inversores, costes de estructura y fijación, costes de mano de obra, cableado, conexiones y demás componentes que formen parte del equipamiento del sistema. También dentro de este apartado entran costes de registro e inspección que tienen que ver con el pedido de licencia de explotación y costes de estudio y caracterización del local.

<sup>2</sup> *Balance of System*: el Balance del Sistema se refiere a todos los costes del sistema descontando los costes de los módulos solares (montaje, estructura, inversores, cableado, registro, inspección...).

- Costes periódicos: en los costes periódicos tenemos costes de mantenimiento y operación del sistema, costes de seguro y costes de reemplazamiento de equipamiento.

### **3.2.3. Incertidumbre y riesgos de un sistema fotovoltaico**

Los riesgos relacionados a sistemas fotovoltaicos son limitados y los que hay casi todos ellos se conocen y están controlados (Awerbuch, 2000). Situaciones inesperadas se resumen a componentes defectuosos, desastre naturales o cambios inesperados en la legislación. En general, con excepción de cambios en la legislación, todos los riesgos están cubiertos por la póliza de seguro, incluyendo robo.

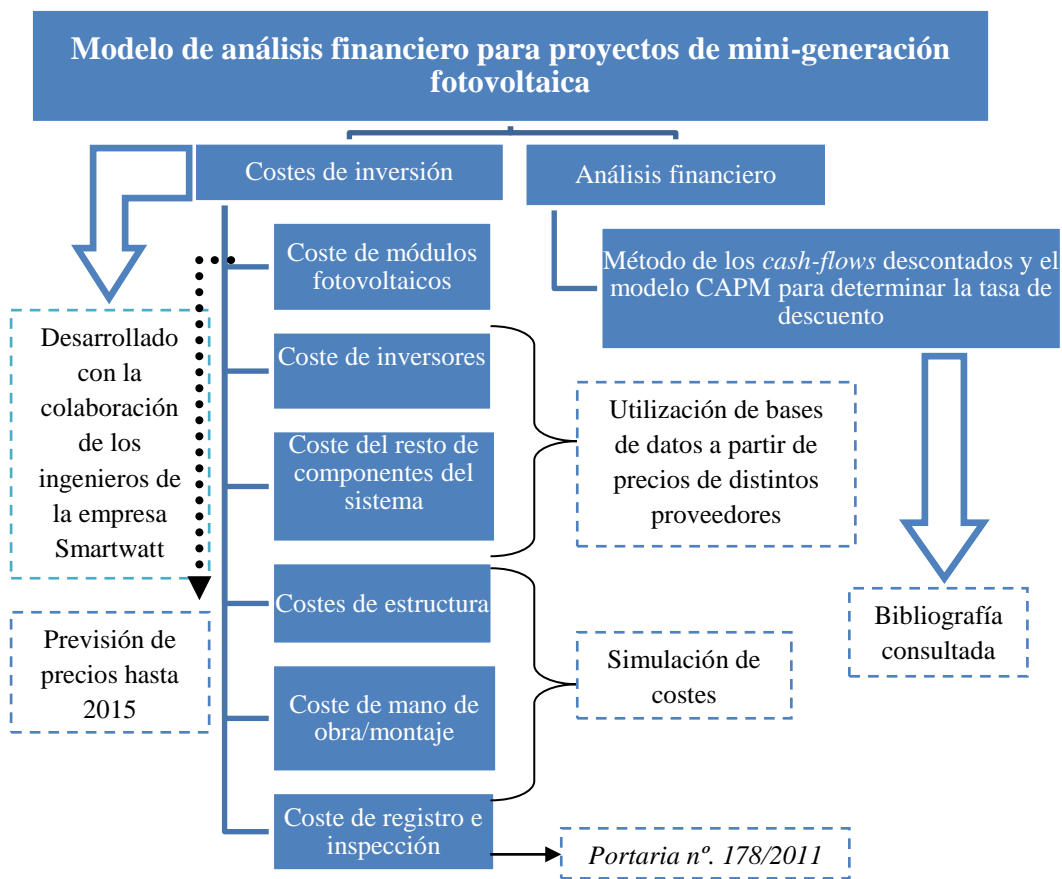
Con respecto a los costes, prácticamente todos son conocidos o fáciles de estimar, tanto los iniciales como los periódicos. En cuanto a la producción, ésta puede ser medida y hacer una estimativa con relativa facilidad (Awerbuch, 2000). Relativamente a esto, la variabilidad de insolación es muy baja (Awerbuch, 1992, citado por Awerbuch, 2000), lo cual implica que los ingresos van a mantenerse más o menos constantes a lo largo de la vida del proyecto.

Gastos extraordinarios no son comunes porque los costes de operación son bajos (Awerbuch, 2000).

En definitiva, un sistema fotovoltaico es un tipo de inversión clara con muy poca incertidumbre, del que se conocen los costes. Por lo tanto, es un tipo de inversión con poco riesgo.

### **3.3. Modelo de análisis financiero para proyectos de mini-generación fotovoltaica**

En este apartado se va a explicar en qué consiste el modelo de análisis financiero. El objetivo es presentar las varias metodologías que fueron usadas para el desarrollo del modelo y así entender su lógica. A través de un diagrama de flujo se verá con más claridad en qué se compone el modelo financiero (Ilustración 3), luego se explicará detenidamente cada parte del mismo. Dicho modelo fue desarrollado en la hoja de cálculo Excel.



**Ilustración 3:** Diagrama de flujos sobre la metodología utilizada.  
**Fuente:** Elaboración propia.

Como vemos en la Ilustración 3, el modelo de análisis financiero se compone de dos partes; una parte dedicada al cálculo de los costes de la inversión inicial y otra parte dedicada exclusivamente al análisis financiero del proyecto fotovoltaico en cuestión. Cabe destacar que el modelo de análisis financiero, y en general el modelo al completo, está basado en el nuevo régimen jurídico para la actividad de mini-producción del Gobierno Portugués publicado el 8 de marzo de 2011<sup>3</sup> tal y como fue indicado en la introducción del presente trabajo. El objetivo de este modelo es el cálculo de una serie de indicadores económicos para la selección de proyectos (ya explicados en el capítulo segundo).

<sup>3</sup> Decreto-Lei n.º. 34/2011

Conviene dejar claro cuáles son los *inputs* necesarios para la metodología que se propone aquí:

- Características técnicas del proyecto: número de componentes, características técnicas de los componentes y precio de los componentes.
- *Inputs* económicos y financieros.

Así pues, a continuación se va a explicar cada parte del modelo detalladamente y se irá presentando sección por sección de cada una de las partes.

### **3.3.1. Costes de inversión**

En este apartado se aglutinan todos aquellos costes que tienen que ver con la inversión inicial, con el objetivo de estimar el coste total de inversión inicial necesario antes de realizar el análisis financiero.

Esta parte del modelo fue desarrollada con la ayuda del grupo de ingenieros de la empresa de servicios energéticos Smartwatt, localizada en Oporto. La información y ayuda obtenida de los ingenieros fue la siguiente:

- Tablas de precios de diferentes proveedores para la realización de una base de datos del equipo eléctrico de un sistema: inversores, cables solares, cables de conexión, componentes de comunicación (módems, controladores, switches, antenas), cajas de conexión, conexiones, tomas de tierra, contadores, material de protección contra sobrecargas, interruptores y visores.
- Casos prácticos de instalaciones fotovoltaicas realizadas por la empresa para simulación de los costes de instalación<sup>4</sup>.
- Apoyo para realizar la simulación de los costes de estructura, hecho a través de un software especializado.

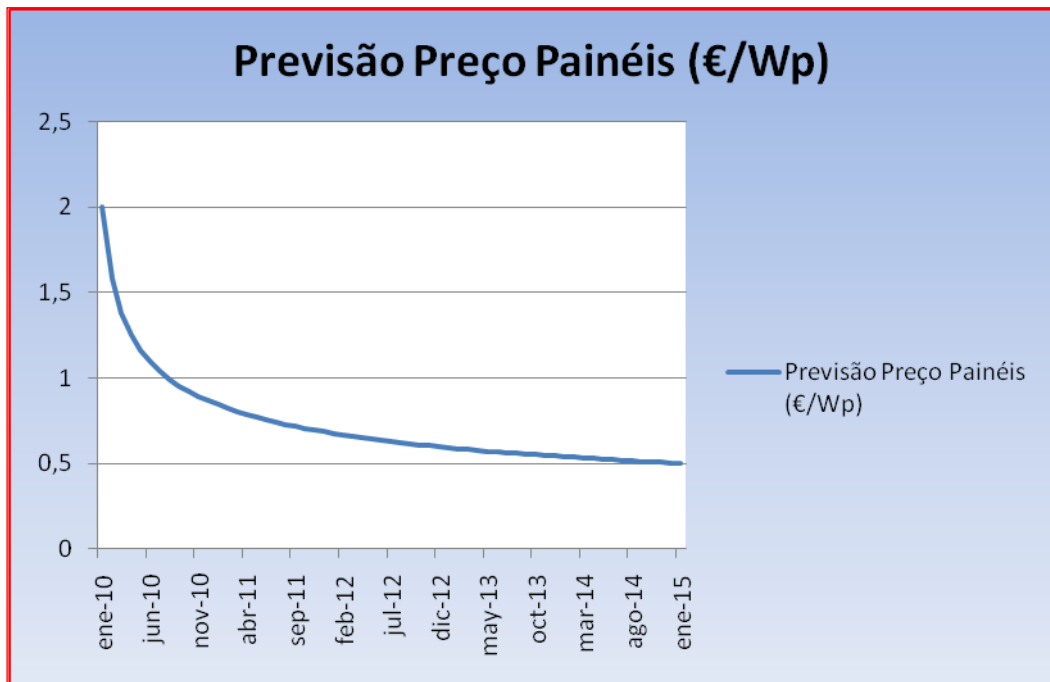
Los *inputs* de esta parte se reducen a conocer las características del proyecto fotovoltaico, o sea, saber de antemano el dimensionamiento del sistema (conocimiento del número y características de los componentes).

---

<sup>4</sup> Los costes de instalación se llamarán indistintamente costes de mano de obra o costes de montaje.

### 3.3.1.1. Módulos fotovoltaicos

Para la estimación del coste de los módulos fotovoltaicos fue desarrollada una previsión de los precios de los módulos en los próximos años. La lógica de hacerlo de esta forma viene de la expectativa que hay en que el precio de los módulos fotovoltaicos continúe a bajar en los próximos años debido al descenso del coste en la producción de los módulos, gracias a la caída de los costes de producción con silicio. Diversos artículos y estudios constatan el descenso en el precio de los módulos en los últimos años y de momento todo indica que se va a continuar por la senda de la disminución de los costes de producción (Fujisaka, 2010; Nanjing Shanglong Communications, 2011 y Browning, 2011).



**Ilustración 4:** Previsión de precios de los paneles (€/Wp).

**Fuente:** Elaboración propia.

La idea es que se parta de un precio de 2€/Wp desde Enero de 2010 y vaya en continuo descenso hasta los 0,5€/Wp en Enero de 2015. Para calcular la ecuación que mide la tendencia decreciente del precio, la hoja de cálculo Excel lo calcula automáticamente<sup>5</sup>. En la ilustración 4 podemos ver como sigue la tendencia del precio

<sup>5</sup>  $P = 2n^{-0,337}$  donde  $n$  es un número entre 1 y 61 que representa los meses que transcurren entre los años 2010 y 2015.

con la herramienta creada. Por tanto, esta herramienta nos permite aplicar un precio previsto para un proyecto que se pretenda hacer en el futuro, apenas sabiendo la fecha cuando se pretende hacer. Sabiendo la fecha de implementación del proyecto, la potencia y el número de paneles a colocar, esta herramienta permite estimar cual va a ser el precio de los módulos y por tanto el coste dedicado a este componente.

### **3.3.1.2. Inversores**

En el caso de los inversores se utilizó una base de datos creada a partir de las fichas técnicas de varios proveedores de estos componentes. Fichas técnicas conseguidas a través de los ingenieros de Smartwatt y datos obtenidos de páginas webs de proveedores fue la información utilizada para crear la base de datos. Dicha base de datos está compuesta por las siguientes características: modelo de inversor, potencia en Wp, precio y el correspondiente cálculo del precio por watt pico (€/Wp).

Las fichas técnicas y tablas de precios utilizadas fueron obtenidas de los proveedores *Donauer*, *Basticúllar* y *Solar Energias Renováveis, LDA* y datos de Smartwatt. Los datos sobre precios utilizados más antiguos son de Enero de 2010.

Los datos de los inversores fueron ordenados por escalones de potencia (1100-2750Wp, 3000-4600Wp, 5000-6650Wp, 7000-9200Wp, 10000-17000Wp, 24000-29900Wp, 30000-40000Wp, 45000-60000Wp, 100000Wp, 200000Wp y 350000Wp). En cada escalón se calculó el precio medio medido en €/Wp.

Por lo tanto, escogiendo la potencia de los inversores (Wp) a instalar en el sistema sabremos qué precio corresponde al escalón que pertenece (€/Wp). Por tanto, la información que se necesita es la potencia de los inversores y el número de inversores a instalar y la herramienta estima el coste de los inversores.

### **3.3.1.3. Resto de componentes**

Para medir los costes del resto de componentes electrónicos del sistema se actuó de la misma forma que en el caso anterior. Se hizo una base de datos para los cables solares, cables de conexión, controladores, switchs, antenas, cajas de conexión, tomas de tierra, contadores, interruptor DC, protección para sobrecargas y visores. Es una

tabla donde podemos escoger los componentes a ser instalados en el sistema, diferenciados por marca y modelo. Seleccionando los componentes a instalar tendremos el precio dado por las tablas de precios usadas para tal efecto (en este caso por *Donauer*). La herramienta es simple, escogemos cuales componentes se van a instalar y calculará automáticamente el coste.

#### **3.3.1.4. Costes de estructura**

El cálculo de costes de estructura se hizo desde una óptica diferente. La problemática es este tipo de costes viene del tipo de estructura que va a ser instalada. Principalmente hay dos tipos diferentes, estructura en tejado plano (coincide con la estructura para suelo) y estructura para tejado inclinado. Hablamos por tanto, de dos tipos de fijación diferentes, dependiendo de si la instalación se hace en un plano horizontal o vertical.

Dicho esto, se realizó una simulación para cada tipo de estructura con la ayuda de los ingenieros de Smartwatt. Se consideraron dos casos estándar<sup>6</sup>, uno para cada tipo de estructura, y a través de una herramienta de cálculo utilizada para calcular el coste de sistemas de montaje<sup>7</sup> se calculó el coste de cada caso considerado estándar, explicado a continuación:

- Simulación para tejado inclinado: para una línea formada por 15 módulos fotovoltaicos se obtuvo un coste de estructura de 604,17€. Por ejemplo, si los paneles a montar son de 280W se obtiene que el coste en €/kWp de cada línea es de 143,85€ (cada línea con 4,2 kWp de capacidad).
- Simulación para tejado plano o instalación en suelo: para una línea formada por 15 módulos fotovoltaicos se obtuvo un coste de estructura de 852,45€. Por ejemplo, si los paneles a montar son de 280W se obtiene que el coste en €/kWp de cada línea es de 202,96€ (cada línea con 4,2 kWp de capacidad).

Por tanto, la herramienta nos permite lo siguiente: simplemente escogiendo la potencia de los paneles a instalar y el número de líneas a instalar sabremos el coste

---

<sup>6</sup> El caso estándar considerado fue que cada línea instalada está formada por 15 paneles fotovoltaicos.

<sup>7</sup> *Intersol Calculator*, herramienta disponible por *Donauer*.

aproximado de la estructura del sistema. Si el número de paneles instalados no coincide exactamente con los que permite la simulación se calculará por aproximación.

Existe la posibilidad de que el sistema sea formado por seguidores solares<sup>8</sup>. En este caso también fue creada una tabla con diferentes modelos de seguidores solares y de accesorios de éstos (tabla de precios de sistemas de montaje de *Intersol*). La herramienta funciona de la misma manera que en el cálculo del coste de los inversores y el resto de componentes, se escoge cual será el tipo de seguidor a utilizar y calcula el coste.

### 3.3.1.5. Costes de montaje

Para el cálculo de los costes de montaje se estudiaron once casos tratados por Smartwatt. Los casos fueron:

- Tres casos desglosados en “*Edificio 1*”, “*Edificio 2*” y “*Edificio 3*”; con capacidad instalada de 25’2 kWp, 39’2 kWp y 44’8 kWp respectivamente.
- Instalación fotovoltaica aplicada para “*INDASA – Industria de Abrasivos, S.A.*”; fueron considerados dos opciones en esta instalación, una opción de 246’96 kWp y otra de 281’68 kWp de capacidad instalada.
- Instalación fotovoltaica para “*ALDI Supermercados*” donde fueron considerados dos casos, uno con capacidad de 30’8 kWp y otro de 60 kWp.
- Cuatro escenarios considerados para el “*Hospital Magalhães Lemos*”, de 50, 30, 55’4 y 166’88 kWp de capacidad instalada.

Cabe destacar que no todos los casos fueron instalaciones llevadas a cabo, simplemente son diferentes escenarios que plantean los ingenieros de la empresa Smartwatt para ofrecer al cliente. En los mapas de cantidad de cada caso los costes están desglosados, pudiendo saber así el coste correspondiente a la mano de obra.

En cada caso se dedujo el coste de mano de obra medido en €/kWp, se hizo una dispersión gráfica de puntos y se calculó una línea de tendencia en forma potencial del

---

<sup>8</sup> Dispositivo mecánico que orienta los paneles solares perpendiculares a los rayos solares.

conjunto de casos. A través de la ecuación que representa la línea de tendencia<sup>9</sup> podemos simular cuanto será el montante del coste de montaje. Como estimación que es hablamos de una cantidad aproximada.

### **3.3.1.6. Costes de registro e inspección**

En este caso se puede conocer el coste de registro con total certeza porque existe una ley que especifica a cuánto asciende el gasto de registro (*Portaria n.º. 178/2011 de 29 de abril*). Las tasas para los pedidos de registros indicadas por esta *Portaria* son las siguientes:

- Pedido de registro de unidad de mini-producción para el escalón I, 500€
- Pedido de registro de unidad de mini-producción para el escalón II, 1000€
- Pedido de registro de unidad de mini-producción para el escalón III, 2000€

Los otros casos se reducen al pedido de reinspección (350€), pedido de aprobación para alteraciones en el registro de mini-producción (350€ con emisión de nuevo certificado de explotación y 150€ sin emisión de certificado de explotación).

Hasta aquí, hemos visto todos los costes iniciales de una instalación fotovoltaica y su particular tratamiento para calcular el montante del coste de cada uno de ellos, paso a paso. Así pues, esta parte del modelo de análisis financiero es apenas para calcular los costes iniciales totales del proyecto, dato base que es fundamental conocer para el análisis.

El modelo también aplica, para cada tipo de coste, el descuento del proveedor, en caso de existir, y el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA). Con la simple suma de todos los tipos de costes tendremos los costes totales iniciales del proyecto de inversión.

### **3.3.2. Análisis financiero**

Es en esta parte del modelo donde se realiza el análisis financiero del proyecto para evaluar económicamente la inversión. El análisis toma el método de los flujos de caja o *cash-flows*, que se basa en calcular los flujos financieros anuales teniendo en

---

<sup>9</sup>  $y = 190,4x^{-0,145}$  donde  $x$  es la capacidad del sistema en kWp e  $y$  es el coste de montaje en €/kWp

cuenta todos los ingresos y gastos asociados al proyecto de inversión durante toda su vida. A partir de los flujos de caja se van a obtener los indicadores económicos que fueron presentados en el capítulo II: VPN, TIR, TIRC, PRC, PRCA e IR. Los resultados de la evaluación económica son estos seis criterios económicos. Las entradas y salidas del proyecto son:

- Entradas:
  - Venta de electricidad: cantidad de electricidad que se inyecta a la red por año por el precio al que esa electricidad es vendida. Por lo tanto, es necesario conocer cuando produce el sistema fotovoltaico en kWh por año, dato que tiene que ser calculado por especialistas en la materia y saber el precio al que va a ser vendida la electricidad. Recordamos que este trabajo se basa en la nueva ley de mini-generación y se podrá vender electricidad al precio máximo de 0'25€/kWh producido, pero serán seleccionadas aquellas entidades que ofrezcan un mayor descuento a esa tarifa;
  - Valor residual de equipamiento del sistema o de estructura al fin del proyecto.
- Salidas:
  - Costes iniciales;
  - Gastos de mantenimiento del sistema;
  - Gastos de seguro;
  - Gastos financieros por el pago de intereses del préstamo bancario;
  - Gastos de reemplazamiento de componentes.

Los *cash-flows* fueron calculados en base a la teoría financiera de análisis de inversiones reales (Soares *et al*, 2007, Capítulo 4). Se estimaron los flujos de caja de explotación del proyecto, que incluye los impuestos y tiene en cuenta los gastos de financiación, o sea, el pago de intereses por obtener capital ajeno.

Los flujos de caja de explotación son aquellos flujos generados por la explotación del proyecto, dicho de otra forma, la diferencia entre los ingresos y los gastos de la inversión a lo largo de la vida del mismo.

Vamos a ver paso a paso como se estimaron los flujos de caja:

- 1) Se estimó el Estado de Resultados del proyecto, donde se obtiene el Resultado del Ejercicio, que es la diferencia de los ingresos menos los costes a lo largo de todo el proyecto. Detalladamente queda así:

$$\text{Ingresos} = \text{Venta de electricidad (kWh/año)} \times \text{Tarifa de venta (€/kWh)} \quad (1)$$

$$\text{Costes totales} = \text{Gastos de mantenimiento} + \text{Seguros} + \text{Amortizaciones del ejercicio} + \text{Gastos de intereses} \quad (2)$$

$$(1) - (2) = \text{Resultados antes de impuestos}$$

$$\text{Resultados antes de impuestos} - \text{impuestos (IRC}^{10}\text{)} = \text{Resultado del ejercicio}$$

- 2) Luego se procede a la estimación del *cash-flow* de explotación (CFE). Por definición, como se indicó, es la diferencia entre ingresos y gastos y no hay que tener en cuenta aquellos costes que no significan una salida de dinero, en este tipo de proyectos nos referimos a las amortizaciones. Por lo tanto, para estimar el *cash-flow* de explotación hay que tomar el Resultado del ejercicio y añadir el valor de las amortizaciones, y además corregir ese valor sumando también los gastos en pago de intereses (Soares *et al*, 2007, p. 116):

$$CFE_t = \text{Resultado del ejercicio} + \text{Amortizaciones}_t + \text{Gastos de intereses}_t$$

- 3) Por último se calcula el *cash-flow* global (CFG) añadiendo el desembolso en la inversión inicial (CI) y el valor residual de los activos al fin del proyecto (VR):

$$CFG_t = [-CI + VR] + CFE_t$$

---

<sup>10</sup> IRC: *Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas* (Impuesto sobre el Rendimiento de la Empresa)

Por tanto, ésta formulación es la que fue usada (Soares *et al*, 2007, Capítulo 4). Es importante resaltar dos cuestiones:

- Las amortizaciones son la pérdida de valor de los bienes del proyecto, en este caso equipamiento solar y estructura. Las amortizaciones en sí, no son un gasto sino un coste de explotación, pero tienen un efecto fiscal porque afecta al montante que se paga de impuestos. Como no son una salida de dinero no afectan directamente a los flujos de caja, pero sí indirectamente por el efecto fiscal que tienen en el cálculo del Resultado del ejercicio (Soares *et al*, 2007, p.112).
- Los gastos en intereses se incluyen en la estimación del Resultado del ejercicio y no se introducen directamente en los *cash-flows* para “evitar distorsiones de análisis relativo a la estructura de capitales utilizada” (citación directa traducida a español, de Soares *et al*, 2007, p.116).

Llegado al cálculo del *cash-flow* global vamos a tener un flujo de caja que representa todos los ingresos y gastos asociados con el proyecto de inversión. A partir del *cash-flow* global se van a estimar los indicadores económicos que es capaz de calcular el modelo de análisis financiero.

Los parámetros económicos o financieros utilizados en el análisis son fundamentales para la realización de la misma y conviene presentar cuáles son para entender bien la naturaleza del estudio. Los parámetros financieros son los datos económicos necesarios para llevar a cabo el análisis, estos son:

- Los costes totales de la inversión
- Tarifa de venta de electricidad (€/kWh)
- Gastos de mantenimiento y de seguro
- Valor de venta de equipamiento o estructura al final de la vida del proyecto
- Tasas de amortización del equipamiento solar y tasa de amortización de la estructura

- Coste de oportunidad del capital (tasa de actualización de los flujos de caja)
- Tipo impositivo
- Inflación

La forma de financiación de la inversión se compone de dos tipos de fuentes:

- Capital propio: porcentaje de capitales provenientes de la empresa que invierte o de los promotores del proyecto de inversión.
- Capital ajeno: porcentaje de capitales provenientes del exterior de la empresa. En este caso se consideró el préstamo bancario como forma de financiación ajena.

El modelo de análisis es capaz de simular un préstamo bancario con pagos anuales. De esta simulación se puede obtener la cantidad de intereses que se paga anualmente.

En cuanto a la determinación de coste de oportunidad del capital, éste no se determina arbitrariamente. Merece una mención especial porque es una variable que influye en la decisión sobre la viabilidad de la inversión ya que es la tasa a la que actualizamos los *cash-flows*. La tasa de actualización debe reflejar el coste de capital y el riesgo asociado a la inversión, y también reflejar la combinación de capitales propios y ajenos que financian la inversión (Soares *et al*, 2007, p. 120).

Como coste de capital se determinó el “coste medio ponderado del capital” (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*). La WACC es una tasa actualización que viene a ser un coste medio de los tipos de capitales usados ponderado por las proporciones que tiene cada uno de ellos en la financiación. Se define como:

$$WACC_t = w_d Kd_t + (1-w_d)Ks_t ,$$

donde  $Kd$  y  $Ks$  son los costes de capital ajeno y propio respectivamente en el momento  $t$  y  $w_d$  es el porcentaje financiado por los capitales ajenos.

El coste de capital ajeno vendrá determinado por el tipo de interés asociado al préstamo bancario para financiar parte de la inversión. Para este trabajo se utilizará un

tipo de interés indexado al Euribor más la suma de un *spread*<sup>11</sup>, que es el procedimiento habitual de la *Caixa Geral de Depósitos* para préstamos de medio y largo plazo<sup>12</sup>. Así, en este trabajo se tomará el valor del Euribor a un año (aproximadamente un 2%) más un margen adicional de interés (*spread*) de cuatro puntos.

Para la determinación del coste de capital propio se adoptó el modelo CAPM<sup>13</sup> (*Capital Asset Pricing Model*). Este modelo plantea que el coste del capital propio se divide en la suma de dos componentes: la suma de la tasa de rentabilidad de inversiones sin riesgo ( $R_F$ ) más una prima de riesgo (Soares *et al*, 2007, p. 171). Tiene la siguiente forma:

$$Ks_i = R_F + \text{prima de riesgo},$$

A su vez, dentro de este modelo hay una forma de estimar la prima de riesgo:

$$\text{Prima de riesgo}_i = (R_M - R_F)\beta_i,$$

Donde el valor entre paréntesis es la prima de riesgo del mercado de capitales y la variable  $\beta$  (beta) es la variabilidad de la rentabilidad de las acciones de la empresa  $i$  en relación a la rentabilidad de la cartera de mercado (Isabel *et al*, 2007, p.171).

En la práctica, los valores que se adecuan a estas variables son los siguientes:

- Normalmente se toma como tasa de rentabilidad de activos sin riesgo ( $R_F$ ) la rentabilidad de obligaciones o bonos del tesoro de los gobiernos, pues por lo general invertir en bonos u obligaciones de deuda pública es seguro, pero en la práctica tienen una componente de riesgo aunque sea pequeña<sup>14</sup>. Para este trabajo tomaremos el valor de obligaciones del tesoro alemán a 10 años a fecha de Julio de 2011 (2,74%).
- Para adoptar la prima de riesgo de mercado vamos adoptar un valor que se encuentre entre el 3% y el 10%, valores habitualmente recomendados por la

---

<sup>11</sup> Se adiciona un *spread* en función del análisis del riesgo de crédito.

<sup>12</sup> Información disponible en la página web de la *Caixa Geral de Depósitos*.

<sup>13</sup> En español: Modelo de Evaluación de Activos Financieros.

<sup>14</sup> <http://www.investopedia.com/terms/r/risk-freeerate.asp#axzzIXIlq24za>

literatura financiera entre 1979 y 2008 (Fernández, 2009). Concretamente se utilizará un 6%.

- Como valor de beta vamos a adoptar el valor de una empresa que actúe en el mercado de las energías renovables. Este dato fue obtenido de la base de datos llamada *Datastream*, herramienta que ofrece Thomson Reuters que disponibiliza datos estadísticos y parámetros financieros. Como referencia se tomará el valor de “*EDP Renováveis*” que tiene como valor de beta 0,779.

Como el porcentaje de financiación propia y ajena no se va a mantener constante debido a que se irá amortizando el préstamo durante la vida del proyecto, vamos a tener un valor de WACC diferente para cada período y se actualizará los flujos de caja conforme a esos valores.

Los resultados del modelo son los indicadores económicos VPN, TIR, TIRC, PRC, PRCA e IR que aportarán datos objetivos para la selección del proyecto.

## Capítulo IV. Caso de estudio

### 4.1. Introducción

En este capítulo es donde será aplicada la metodología propuesta en el presente trabajo. Se hará un análisis financiero de un caso real de proyecto de inversión de mini-generación fotovoltaica. El caso está localizado en la Facultad de Ingeniería (FEUP) de la Universidad de Oporto, Portugal.

El caso de estudio fue planteado por un alumno de la Facultad de Ingeniería que desarrolló un modelo capaz de estimar la producción de una instalación fotovoltaica. Su trabajo fue tesis de Máster aprobado en el mes de Julio de 2011<sup>1</sup>. A través de las herramientas desarrolladas en ese trabajo sabemos cuánto produce el sistema de mini-generación fotovoltaica del caso de estudio. Además de saber cuánto produce también los datos de los costes iniciales fueron dados.

Pues bien, nuestro caso de estudio es un sistema de mini-generación fotovoltaica planteado para la Facultad de Ingeniería. La instalación se divide en dos partes:

- Instalación aplicada al “Edificio B” de la Facultad de Ingeniería con capacidad instalada de 90 kW.
- Instalación en el parque de estacionamiento de los profesores de la Facultad con capacidad de instalada de 160 kW.

El “Edificio B” tiene seis áreas disponibles de 208 m<sup>2</sup>. Para el parque de estacionamiento de los profesores tiene que ser aplicado un tipo de estructura especial como soporte de los módulos. En este caso se tiene la posibilidad de instalar cuatro estructuras para estacionamiento doble de un área de 516 m<sup>2</sup> cada una, y estructuras para estacionamiento único en un área de 258 m<sup>2</sup> cada una.

En total la capacidad instalada asciende a 250 kW. Toda la energía producida se puede vender. Recordemos que el “*Decreto-Lei n.º 34/2011*” establece que la mini-producción no puede inyectar a la red más de la mitad de la potencia contratada para la instalación de consumo, siendo así la única limitación.

---

<sup>1</sup> *Análise de viabilidade de Projectos de minigeração Fotovoltaica*, por Raphael Nunes Freire. Tesis de Máster realizada para el *Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores* (FEUP).

Los costes totales de instalación ascienden a 734.184,32€ con capacidad de producción de 405,12 MW/h por año. La instalación utiliza 894 paneles fotovoltaicos de 280W de potencia, 324 módulos colocados en el “Edificio B” y 570 en el parque de estacionamiento. Así como 6 inversores colocados en el “Edificio B” y 1 en el parque.

El análisis financiero se hará en dos etapas:

- Estudio y análisis financiero del caso base.
- Análisis de sensibilidad para saber la influencia de varias variables: tarifa, costes del sistema, producción, tasa de descuento y variables del coste medio ponderado del capital.

#### **4.2. Análisis financiero**

En la Tabla 1 se presenta las características técnicas y los parámetros económicos que conforman nuestro caso base. A modo de aclaración, algunas variables del supuesto presentan alguna particularidad:

- Para los costes de mantenimiento y de seguro se incluye una inflación del 2%<sup>2</sup>.
- Vamos a asumir en nuestro caso base que el proyecto se acoge al régimen bonificado de venta de electricidad y vende a una tarifa de 0,25€/kWh, que es la más favorable. Esta tarifa está asegurada durante 15 años, después de pasados 15 años la electricidad inyectada se vende al precio de compra. Por ello, vamos a adoptar un valor basado en una previsión de precios que estima que en 15 años el precio de electricidad rondará los 0,25€/kWh<sup>3</sup>.
- En los sistemas fotovoltaicos hay asociada una pérdida de eficiencia con el paso del tiempo, por eso vamos a incluir que la producción disminuye un 1% anualmente.
- El 70% del capital será financiación ajena a través de préstamo bancario a amortizar en 13 años.

---

<sup>2</sup> Los valores de los costes de mantenimiento y de seguro se aproximan a los valores reales. Estos datos fueron consultados en el documento “Información de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red” de Icarus Solar, visto en [www.icarus-solar.com](http://www.icarus-solar.com).

<sup>3</sup> Los datos de la previsión del precio de electricidad dentro de 15 años fueron suministrados por el orientador de esta tesis, el Profesor Claudio Monteiro. Se estima que en 15 años el precio estará en torno a 0,25€/kWh. Por simplicidad, desde ese período hasta el fin del proyecto se mantendrá fijo ese valor.

**Tabla 1: Características técnicas y económicas del caso base**

<b>Características del caso base</b>	<b>Valor</b>
<b>Coste de la inversión<sup>4</sup></b>	738.184,32 €
<b>Producción anual</b>	405119 kWh/año
<b>Capacidad instalada</b>	250 kWp
<b>Coste total de la instalación</b>	2,95€/Wp
<b>Duración del proyecto</b>	25 años
<b>Tarifa Régimen Bonificado (15 primeros años)</b>	0,25€/kWh
<b>Tarifa después de 15 años</b>	0,25€/kWh
<b>Coste de mantenimiento</b>	150€/año
<b>Coste de seguro</b>	200€/año
<b>Valor de venta de materiales al fin del proyecto</b>	10% de la inversión inicial
<b>Esquema de financiación</b>	70% capital ajeno y 30% capital propio
<b>Tasa de amortización (depreciación)</b>	20% equipamiento solar y 10% estructura
<b>Degradación de la producción anual</b>	1%
<b>Inflación</b>	2%
<b>Impuesto (IRC)</b>	25%

Como fue indicado en el Capítulo III, para determinar el coste medio ponderado del capital vamos a utilizar el modelo CAPM. Como fue justificado en ese mismo Capítulo III: para la estimación del coste del capital propio tomamos la tasa de

<sup>4</sup> El coste de la inversión incluye el coste de Registro e Inspección del “Escalón III” más un gasto adicional, adoptamos el valor de 4000€.

rentabilidad de una obligación del tesoro alemán a 10 años como tasa de rentabilidad sin riesgo, dato del mes de Julio de 2011<sup>5</sup>; como prima de riesgo de mercado tomamos un 6%; para la Beta de Referencia tomamos el valor del parámetro de la empresa “*EDP Renováveis*” (parámetro a fecha del 31 de Mayo de 2011) y como coste de capital ajeno tomaremos el valor del Euribor a un año más la suma de cuatro puntos porcentuales (dato de Agosto de 2011).

**Tabla 2: Parámetros del coste medio ponderado del capital**

<b>Parámetros del WACC</b>	<b>Valor</b>
<b>Rentabilidad bono alemán a 10 años</b>	2,74%
<b>Prima de riesgo de mercado</b>	6%
<b>Beta de referencia</b>	0,779
<b>Coste de capital ajeno</b>	Euribor a 1 año + 4 puntos = 6,106%

En la Tabla 3 podemos ver los resultados del caso base con los criterios económicos que calcula el modelo de análisis financiero. El valor del WACC con los parámetros de la Tabla 2, toma valores desde 4,44% al inicio y acaba con un 5,31%. El WACC está convertido en un valor real después de incluir un 2% de inflación<sup>6</sup>.

Los resultados obtenidos son favorables a la decisión de aceptar el proyecto, todos ellos indican que la inversión debe ser aceptada. El VAN toma un valor positivo, aproximadamente 379276€, el cual indica que los flujos de caja generados permiten recuperar el capital invertido y todavía da un importante excedente de riqueza a los inversores. Para el cálculo de la TIR y TIRC se incluyó la inflación con el fin de poder comparar esos valores con el WACC real. La TIR es el máximo coste de capital a la que los inversores podrían financiar el proyecto, dicho esto, tanto la TIR como su versión modificada (TIRC) indican que el proyecto debería ser llevado a cabo pues toman un

<sup>5</sup> Dato disponible en la página web del Banco Central Europeo, [www.ecb.int](http://www.ecb.int).

<sup>6</sup> El cálculo del WACC real se hace conforme a la ecuación de Fisher:  $r_{real} = [(1+r_{nom})/(1+i)] - 1$ , donde  $r_{real}$  es la tasa de descuento real,  $r_{nom}$  la tasa de descuento nominal e  $i$  es la tasa de inflación. Información en la página web del “*Ministry of Economic Development*”, Nueva Zelanda.

valor superior al máximo valor del WACC. El capital invertido se recupera en 9 años si no se tiene en cuenta el valor del dinero y 11 años si se tomara en cuenta el valor del dinero (actualizando el *cash-flow* global a la tasa WACC), PRC y PRCA respectivamente. Por otra parte, el IR es superior a la unidad, o sea, los flujos generados actualizados superan a la cantidad total invertida, o dicho de otro modo, por cada euro invertido se recupera 1,51€.

Por otra parte, es importante indicar que los valores bajos obtenidos de coste medio ponderado del capital favorece la obtención de resultados tan favorables del VAN, PRCA e IR (indicadores que tienen en cuenta el valor del dinero a lo largo del tiempo). También la elección de la máxima tarifa bonificada es un dato a tener en cuenta pues beneficia a la decisión de aceptar el proyecto.

**Tabla 3: Resultados de la evaluación financiera del proyecto (caso base)**

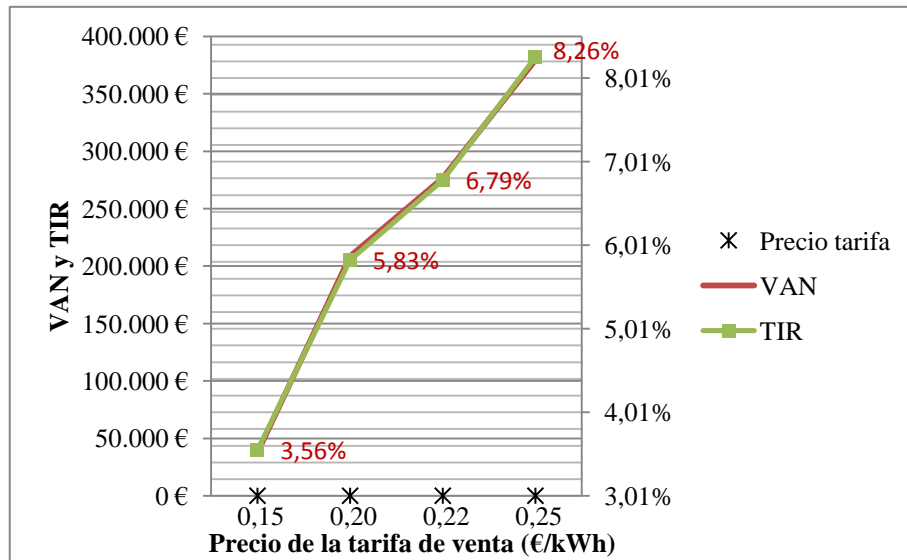
<b>Indicadores de Evaluación</b>	<b>Resultados</b>
<b>Valor Actual Neto (VAN)</b>	379276,12€
<b>Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)</b>	8,26% (considerando inflación)
<b>Tasa Interna de Rentabilidad Corregida (TIRC)<sup>7</sup></b>	6,62% (considerando inflación)
<b>Período de Recuperación del Capital (PRC)</b>	9 años
<b>Período de Recuperación del Capital Ajustado (PRCA)</b>	11 años
<b>Índice de Rentabilidad (IR)</b>	1,51

<sup>7</sup> TIRC con una tasa de reinversión del 8%.

### 4.3. Análisis de sensibilidad

En este apartado se va a realizar un análisis de sensibilidad para saber que variables son las más influyentes en los resultados del análisis. Modificando algunos presupuestos del caso base vamos a ver cuánto cambia la rentabilidad de la inversión:

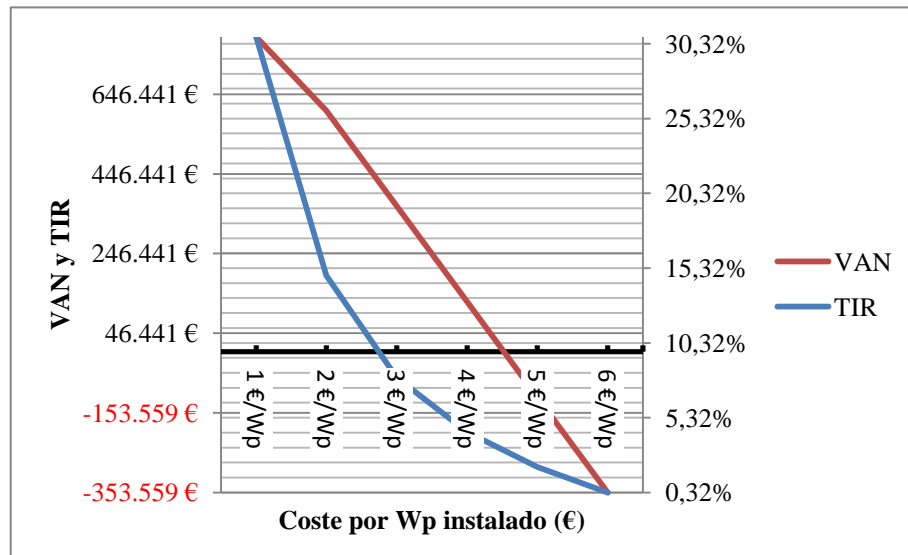
- Influencia del precio de la tarifa: manteniendo los datos del caso base y variando el precio de la tarifa de referencia podemos ver cómo cambia el valor del VAN y la TIR, representado en la Gráfico 1. Como vemos, la tendencia del VAN y la TIR es aumentar con una mayor tarifa, como es de esperar. Bajo la tarifa máxima del régimen bonificado, de 0,25€/kWh, tenemos los resultados de nuestro caso base: el VAN toma el valor de 379276,12€ y una TIR del 8,26%.



**Gráfico 5:** VAN y TIR en función de la tarifa de venta (elaboración propia).

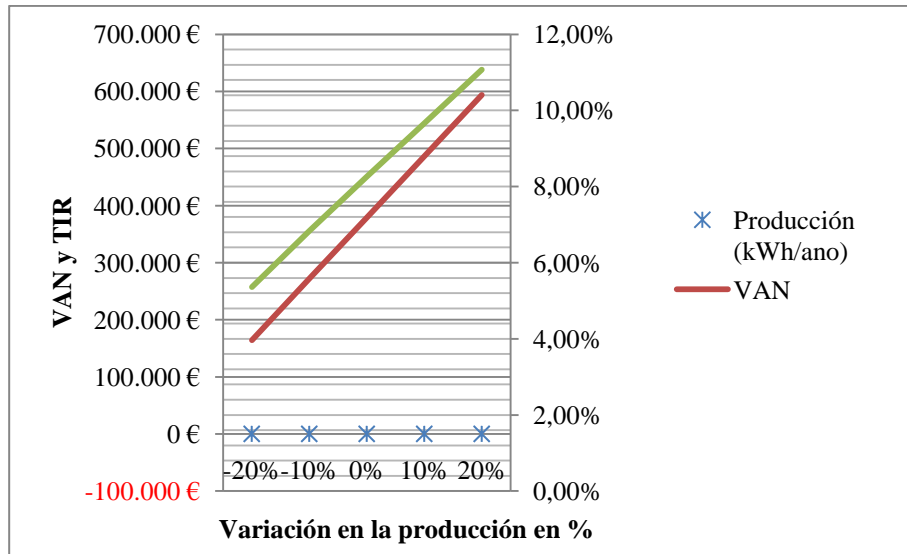
- Cambios en el coste de la inversión inicial: con los mismos datos del caso base y un precio de venta de 0,25€/kWh, se analiza la sensibilidad del VAN y la TIR ante cambios en el coste de la inversión, que van desde 1€/Wp instalado hasta 6€/Wp instalado. Para mantener unos resultados realistas, los costes se repartieron de la siguiente forma: un 70% del coste va dedicado al equipamiento solar (módulos, inversores, cables y demás componentes del sistema), un 20% son costes de estructura y el resto son costes de instalación,

reservando los 4000€ correspondientes al coste de registro e inspección. Los cambios en el VAN y la TIR lo podemos ver en el Gráfico 2. Como es de esperar, a mayor desembolso inicial por Watt pico instalado el VAN tiene tendencia a disminuir así como la TIR. En el caso base el coste por Watt pico instalado es de 2,95€, podemos identificar en la gráfica que cuando se llega a ese valor el VAN y la TIR se aproximan a los resultados de la Tabla 3.



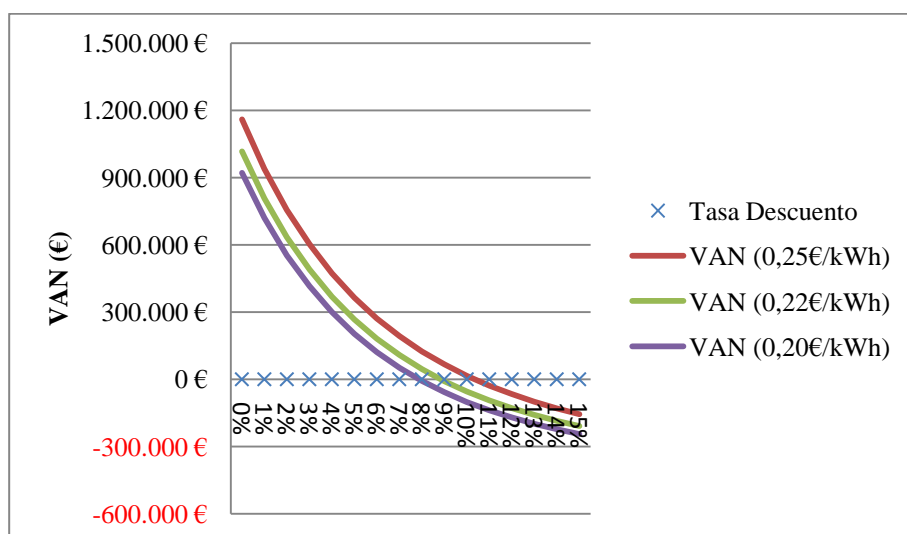
**Gráfico 6:** VAN y TIR en función del coste por Watt pico instalado (elaboración propia).

- Cambios en la producción: la influencia en la VAN y la TIR por cambios en la producción lo podemos ver en el Gráfico 3. Se plantean cuatro cambios en la producción con respecto a la producción inicial estimada del caso base (recordemos, de 405119 kWh/año): que la producción sea un 20% menor a lo estimado, un 10% menor a lo estimado, y un 10% y 20% mayor a lo estimado. Como se puede ver en el Gráfico 3, una mayor producción implica que el valor del VAN sea mayor, igual ocurre con la Tasa Interna de Rentabilidad. 0% representa la producción estimada en el caso base, tomada como producción de referencia para calcular las variaciones.



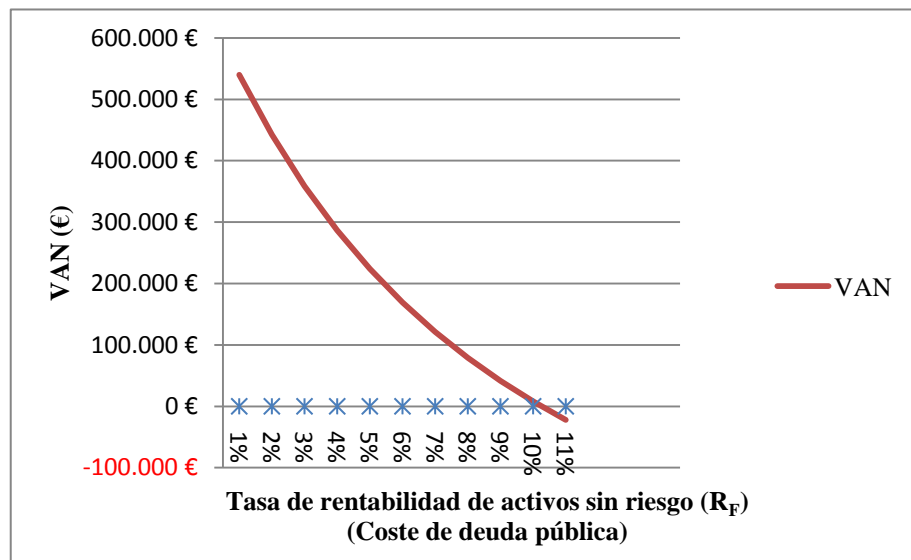
**Gráfico 7:** VAN y TIR en función de la variación de la producción (elaboración propia).

- Cambios en la tasa de descuento: también se puede testar la influencia sobre el VAN de variaciones en la tasa de descuento. Necesariamente en este supuesto no utilizamos la WACC como tasa de actualización y aplicamos varias tasas de descuento de forma arbitraria con el fin de ver cómo cambia el VAN. En el Gráfico 4 vemos como es la tendencia del VAN usando tres tarifas distintas: 0,25 €/kWh, 0,22 €/kWh y 0,20 €/kWh. Lógicamente con una tendencia decreciente a medida que se aplica una mayor tasa de actualización.

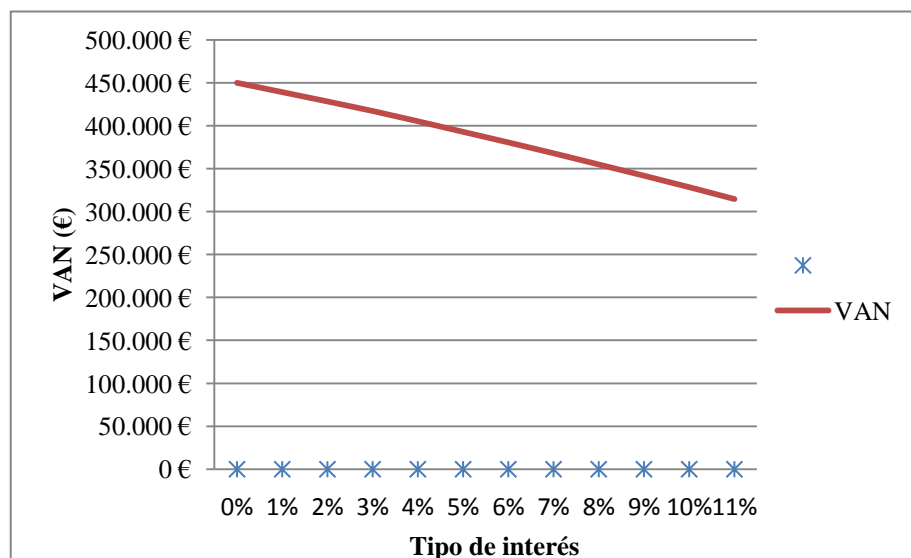


**Gráfico 8:** VAN en función de la tasa de descuento utilizando tres tarifas (elab. propia).

- Cambios en los parámetros del coste medio ponderado del capital (WACC): cambios en los parámetros que forman parte del WACC van a dar lugar a cambios en los resultados. En el Gráfico 5 se aprecia cómo cambia el VAN con el tipo de interés de inversiones sin riesgo, vemos que por poco que sea el incremento de la tasa de rentabilidad sin riesgo el VAN disminuye en gran cantidad. En el Gráfico 6 vemos como afecta el tipo de interés al VAN, también afecta de forma negativa pero no penaliza tanto como  $R_F$ .

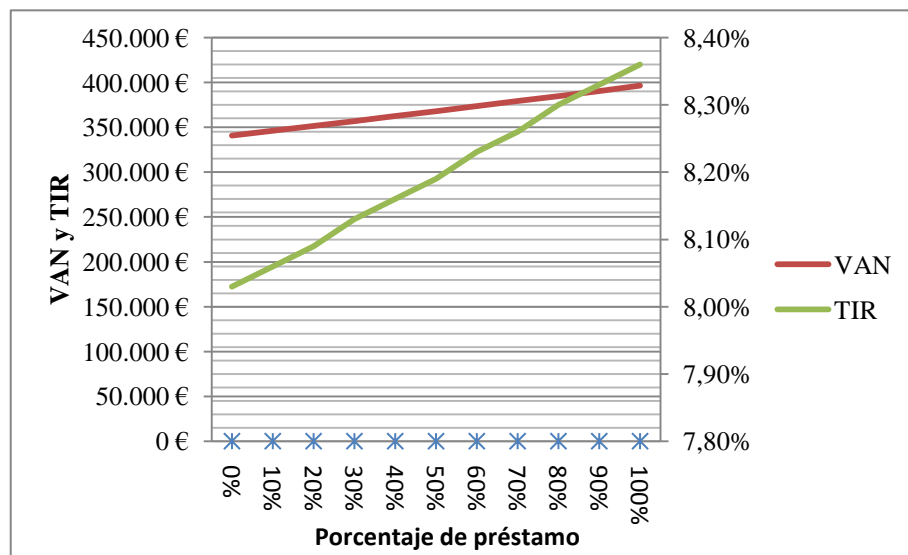


**Gráfico 9:** VAN en función de la tasa de rentabilidad de inversiones sin riesgo,  $R_F$  (elab. propia).



**Gráfico 6:** VAN en función del tipo de interés (elaboración propia).

- Cambios en el financiamiento: como vemos en el Gráfico 7, un mayor porcentaje de financiamiento de capital ajeno afecta positivamente al VAN y a la TIR (manteniendo fijo los demás parámetros del caso base). Curiosamente, parece ser mejor que la mayoría del capital esté financiado por capital ajeno que por capital propio. Ésta evolución gráfica se puede explicar por el resultado del WACC obtenido, el cual los ponderadores medios de capital propio y ajeno van variando a lo largo de los años y el coste de capital propio y ajeno se mantienen constantes por simplicidad. Por lo tanto, este presupuesto del WACC adoptado para simplificar hace que se llegue a un resultado consistente en que sea beneficioso tener la mayoría del capital financiado por capital ajeno.



**Gráfico 7:** VAN y TIR en función del porcentaje de financiamiento de capital ajeno (elab. propia).

#### 4.4. Comentario de los resultados

Los resultados obtenidos en el análisis financiero del caso base ayudan a tomar la decisión sobre si la inversión de un sistema de mini-generación fotovoltaica de 250 kW de capacidad instalada debe ser aplicada en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Oporto.

Prestando atención a los criterios económicos que usamos para el análisis, los resultados indican que la inversión debe ser realizada. El resultado de un VAN positivo indica que todos los flujos generados por el proyecto cubren el desembolso inicial y además da un excedente de dinero a los inversores. La TIR es superior al valor máximo del WACC, así como la TIRC aplicando una tasa de reinversión de los flujos de un 8%. El PRC indica que la inversión se recupera el 9º año. La versión ajustada del PRC, El PRCA, indica que la inversión se recupera en el 11º año. El IR indica que los flujos generados actualizados son superiores a la cantidad desembolsada en la inversión. Por lo tanto, los datos obtenidos del caso base harían al inversor correspondiente a decantarse por realizar la inversión pues los resultados son muy atractivos.

El análisis de sensibilidad permite saber cuáles son los parámetros que influyen en mayor o menor medida en los resultados. Los cambios en las variables tarifa de venta, coste de la inversión, producción, tasa de descuento, naturaleza de la financiación y también variables que forman parte del coste medio ponderado del capital (tasa de rentabilidad de inversiones sin riesgo y tipo de interés) dan pistas sobre que variables favorecen un resultado que hagan que el proyecto de inversión sea atractivo.

Obviamente una mayor tarifa de referencia bajo el régimen bonificado, una mayor producción de la prevista o un menor coste de inversión favorecen la inversión. Conviene realizar el análisis financiero tomando en cuenta varios escenarios distintos con distintas tarifas porque la “*Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG)*” escogerá aquella entidad que ofrezca un mayor descuento a la tarifa máxima de referencia. Así pues, sería conveniente realizar el análisis planteando varias tarifas posibles, pues no sería realista pensar que se va a poder vender electricidad a la tarifa máxima. La estimación de la producción de sistemas fotovoltaicos es fiable y no da lugar a grandes márgenes de error, por lo tanto no es realista pensar cambios en la producción, así como el coste de la inversión. Aunque en este sentido hay que decir que descuentos de venta de los proveedores ayudaría a la rentabilidad del proyecto. También aguardar para realizar la inversión más adelante a la espera de que bajen los precios del equipamiento solar, especialmente de los módulos, podrían ser decisiones que también ayuden a la rentabilidad del proyecto.

Los parámetros de la WACC vemos que tienen gran influencia en los resultados, especialmente la rentabilidad de activos sin riesgo. En el análisis de sensibilidad se midió el efecto de la variación de la tasa de rentabilidad de activos sin riesgo y del tipo de interés. Si nos fijamos, una alta tasa de rentabilidad inversiones sin riesgo penaliza más el resultado del VAN de que variaciones en el tipo de interés.

Por lo tanto, de los resultados podemos obtener información acerca de la toma de decisión final. En un ambiente donde no hay subvenciones a fondo perdido, que la rentabilidad sea atractiva para los inversores depende de obtener una tarifa lo más próxima posible a la tarifa máxima de referencia y de unos parámetros del WACC favorables. Esto haría la inversión viable.

## Capítulo V. Conclusiones

El objetivo de esta disertación ha sido el diseño y creación de un modelo de análisis financiero en la plataforma Excel para proyectos de inversión en sistemas de mini-generación fotovoltaica.

El desarrollo de este modelo ha sido motivado por la nueva ley de mini-generación fotovoltaica publicada el 8 de Marzo de 2011 y que entró en vigor 45 días después de dicha fecha. Esta ley crea un nuevo marco regulatorio destinado a proyectos de media dimensión, hasta 250 kW, orientada para aplicaciones en edificios públicos o en grandes complejos de edificios.

El apoyo a la producción descentralizada de carácter renovable tiene como objetivo cumplir las metas de la política energética portuguesa. En particular, la producción renovable de electricidad tiene beneficios tales como una mayor contribución en el mix energético, reduce la factura energética, contribuye a la independencia energética del país, incrementa la eficiencia energética y permite reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Así pues, las particularidades de esta nueva ley justifican el desarrollo de un modelo capaz de evaluar financieramente un proyecto de mini-generación fotovoltaica. El modelo de análisis financiero se compone de dos partes: una parte capaz de estimar los costes totales de la instalación y otra parte de análisis financiero que calcula varios indicadores financieros con los que se evalúa el proyecto en cuestión, éstos son: VAN, TIR, TIRC, PRC, PRCA e IR.

Por una parte, la metodología utilizada para la estimación de costes del sistema se basó en la consulta de tablas de precios de proveedores de material de instalaciones fotovoltaicas para la creación de bases de datos, y la realización de simulaciones de costes de estructura y mano de obra. Los datos obtenidos y los cálculos realizados en esa parte fueron llevados a cabo con el apoyo del grupo de ingenieros de la empresa de servicios energéticos “Smartwatt”, localizada en Oporto, Portugal. Por otra parte, el modelo financiero está basado en el método de los *cash-flows* descontados. Para descontar los flujos de caja se utilizó el coste medio ponderado del capital como tasa de descuento, utilizando así el modelo CAPM para la estimación del coste de capital

propio. Para la creación del modelo financiero se utilizó bibliografía especializada en análisis de inversiones, en particular el modelo fue basado en el manual Soares *et al* (2007), “*Decisões de Investimento – Análise Financeira de Projectos*”.

El modelo fue probado aplicando un caso práctico planteado para la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Oporto, compuesto por dos tipos de estructura diferentes. Antes de estudiar la viabilidad económica, el estudio de las características técnicas del sistema había sido previamente realizado, así pues los datos referentes al tipo de componentes a instalar así como los costes totales de instalación, la capacidad total instalada y la producción anual en kWh fueron suministrados por un alumno de la Facultad de Ingeniería cuya tesis de máster consistía en crear un modelo capaz de medir la producción de un sistema fotovoltaico, tesis aprobada en Julio de 2011. Para llegar a los resultados de viabilidad económica fue necesario crear unos presupuestos económicos previos.

Los resultados del caso práctico indican que el proyecto de inversión es atractivo. El VAN de 379276,12€ indica que el proyecto es rentable ya que los flujos generados son suficientes para recuperar la inversión y todavía generan un excedente. El IR es superior a la unidad, o sea, de casi cada unidad invertida se recupera 1,51€. El resultado de la TIR, de 8,26%, es mayor al valor máximo del WACC (5,31%). Así pues, si tomamos el valor máximo del WACC como valor de referencia para comparar con la TIR la regla de decisión sería la de aceptar el proyecto. De igual forma con la TIRC a una tasa del 8%, que da un valor de 6,62%. En cuanto al PRC, el capital invertido tarda 9 años en recuperarse. Si utilizamos la versión del PRC que actualiza los *cash-flows*, el PRCA, la inversión se recuperaría en el año número 11. Por lo tanto, todos los criterios indican que la inversión debería llevarse a cabo.

Para tener una visión más amplia del estudio de viabilidad económica se hizo un análisis de sensibilidad para estudiar la influencia de varias variables. Se vio que la naturaleza de la financiación y la WACC como tasa de descuento son variables que influyen bastante en los resultados. Concretamente a mayor porcentaje de financiación ajena se mejoran los resultados, así como tener unos parámetros del WACC favorables también influyen positivamente, en especial el tipo de interés de inversiones sin riesgo.

En definitiva, según los resultados obtenidos tanto en el caso base como en el análisis de sensibilidad, todo indica que si se quiere realizar la inversión en estos momentos convendría disponer una amplia financiación ajena para tener resultados satisfactorios siempre y cuando se obtenga una tarifa bonificada lo más alta posible. Por simplicidad se mantuvieron los parámetros de WACC constantes, tanto coste de capital propio como ajeno, pero es irreal pensar que se van a mantener igual año por año.

Del análisis financiero podemos sustraer varias conclusiones de la instalación de sistemas de mini-generación fotovoltaica encuadrados bajo el marco regulatorio portugués para este tipo de sistemas de pequeña y media potencia, en general:

- La tasa de descuento juega con rol importante en el análisis debido a su gran influencia en los resultados. Es crucial buscar una tasa que refleje adecuadamente los riesgos.
- Con la tecnología actual y sin subsidios a fondo perdido los resultados fueron alentadores.

Del modelo financiero también podemos sacar varias conclusiones:

- Es un modelo flexible que permitiría el análisis financiero de cualquier sistema fotovoltaico y adaptable a futuras leyes.
- Presenta algunas deficiencias: para mantener el modelo actualizado habría que renovar constantemente los precios del equipamiento para cada proyecto o falta incluir otros tipos de estructura como estructura para parques de estacionamiento.

Con respecto a la nueva ley de mini-generación, hay una falta de claridad por no explicar cuáles son los mecanismos de competencia para seleccionar los registros y fijación de la tarifa bonificada a aplicar. Indica que la mayor oferta de descuento a la tarifa de referencia será la escogida, pero no se sabe qué mecanismos habría en caso de haber varias tarifas iguales.

En cuanto a la tecnología fotovoltaica, ésta tiene aspectos positivos que la hacen atractiva para invertir en ella:

- Todavía los costes de los sistemas son caros, pero se espera una futura reducción en los costes. Se considera que la curva de aprendizaje de la tecnología fotovoltaica está en descenso, la mejoría en la experiencia productiva permitirá reducciones en los costes de producción tanto en los costes que no tienen que ver con los módulos como los que sí<sup>1</sup>.
- Es una inversión segura y fiable. No depende de precios de combustibles, la medición de la producción es estimable y fiable y con costes la mayoría de ellos conocidos.

El modelo de análisis financiero desarrollado para este trabajo sigue las reglas de la teoría financiera. Sin embargo, para analizar más ampliamente la implantación de este tipo de sistemas, y en vista a futuros estudios, se recomienda el uso de otras metodologías que tengan en cuenta no sólo valores monetarios sino que implique también la consideración de otros atributos económicamente relevantes que tengan que ver con este tipo de proyectos como puede ser el análisis coste-beneficio que tiene en cuenta todos los impactos relevantes inherentes al proyecto y trata de medirlos en términos monetarios.

---

<sup>1</sup> Wisser *et al* (2009), *Tracking the Sun – The Installed Cost of Photovoltaics in the U.S. from 1998-2007*, Lawrence Berkeley National Laboratory.

## Bibliografía

Adam Browning (2011), “Finding PV's Next Big Cost Reductions”, <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2011/03/finding-pvs-next-big-cost-reductions?cmpid=WNL-Wednesday-March9-2011>, accedido el 30 de Julio 2011.

Alessandro Fujisaka (2010), “Keeping Pace with Cost Reduction as Module Prices Continue to Decline”, <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2010/08/keeping-pace-with-cost-reduction-as-module-prices-continue-to-decline>, accedido el 30 de Julio 2011.

Amaryllis Audenaert *et al* (2010), “An economic evaluation of photovoltaic grid connected systems (PVGCS) in Flanders for companies: A generic model”, *Renewable Energy* 35, pp. 2674-2682.

Angeliki Menegaki (2008), “Valuation for renewable energy: A comparative review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12, pp. 2422-2437.

B. D. Shakya, Lu Aye, P. Musgrave (2005), “Technical feasibility and financial analysis of hybrid wind-photovoltaic system with hydrogen storage for Cooma”, *International Journal of Hydrogen Energy* 30, pp. 9-20.

Banco de España – Estadísticas complementarias, “Tipos de Interés”, <http://www.bde.es/webbde/es/estadis/ccff/cfcap3.html>, accedido el 15 de Agosto de 2011.

Banco de Portugal (2011), “Indicadores de Conjuntura”, [www.bportugal.pt](http://www.bportugal.pt), accedido el 20 de Agosto 2011.

Ben McClure (2010), “Investor Need A Good WACC”, <http://www.investopedia.com/articles/fundamental/03/061103.asp#axzz1XfnHxoqJ>, accedido el 6 de Septiembre de 2011.

Caixa Geral de Depósitos – “Empréstimos de Médio e Longo Prazo”, <https://www.cgd.pt/Empresas/Investimento/Pages/Emprestimos-Medio-Longo-Prazo.aspx>, accedido el 5 de Septiembre 2011.

Ecuación de Fisher para el cálculo del WACC real, “*Ministry of Economic Development*”, Nueva Zelanda, [http://www.med.govt.nz/templates/MultipageDocumentPage\\_10456.aspx](http://www.med.govt.nz/templates/MultipageDocumentPage_10456.aspx), accedido el 20 Agosto 2011.

*Estratégia Nacional para a Energia – ENE 2020*, DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia, [www.dgge.pt](http://www.dgge.pt), accedido el 20 de agosto 2011.

Fernández (2009), “Prima del Riesgo del Mercado: Historica, Esperada, Exigida e Implícita”, *Universia Business Review*, Primer Trimestre 2009, pp. 56-65.

Icarus Solar (2008), “Información de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a la Red”, <http://www.icarus-solar.com>, accedido el 20 de Agosto 2011.

Imagen esquema de un sistema conectado a la red, <http://www.adrformacion.com/udsi mg/solarfoto/1/conectada.gif>, accedido el 24 de Julio 2011.

Información sobre energía solar fotovoltaica, <http://jumanjisolar.com/energias-renovables/energia-solar-fotovoltaica>, accedido el 24 de Julio 2011.

Información sobre mini-generación, “*Ficha de Produto e Apresentação de Mini-geração*”, [www.smartwatt.pt](http://www.smartwatt.pt), accedido el 20 de agosto 2011.

Información sobre tipos de sistemas de energía solar, <http://www.solarbuzz.com/going-solar/using/types>, accedido el 24 de Julio 2011.

Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía – IDAE (2008), “El Sol puede ser suyo”, [http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos\\_EL\\_SOL\\_PUEDE\\_SER\\_SUYO\\_-\\_FV\\_nov08\\_FINAL\\_12-01-2009\\_\(2\)\\_b6ef3ccd.pdf](http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_EL_SOL_PUEDE_SER_SUYO_-_FV_nov08_FINAL_12-01-2009_(2)_b6ef3ccd.pdf), accedido el 12 de Julio 2011.

José L. Bernal-Agustín, Rodolfo Dufo-López (2006), “Economical and environmental analysis of grid connected photovoltaic systems in Spain”, *Renewable Energy* 31, pp. 1107-1128.

L. Bony *et al* (2010), “Achieving Low-Cost Solar PV: Industry Workshop Recommendations for Near-Term Balance of System Cost Reductions”, *Rocky Mountain Institute* (documento en pdf).

Lawrence J. Gitman (1991), *Principles of Managerial Finance, Sixth Edition*, New York, Harper Collins Publishers Inc.

*Long-term interest rates* - Banco Central Europeo, <http://www.ecb.int/stats/money/long/html/index.en.html>, accedido el 5 de Septiembre de 2011.

M. Oliver, T. Jackson (2001), “Energy and economic evaluation of building-integrated photovoltaics”, *Energy* 26, pp. 431-439.

Marcial T. Ocampo (2009), “How to Calculate the Levelized Cost of Energy – a simplified approach”, <http://energytechnologyexpert.com/cost-of-power-generation/how-to-calculate-the-levelized-cost-of-power-or-energy>, accedido el 15 de Julio 2011.

*Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento* (2007), “Decreto-Lei n.º 363/2007”, publicado en el *Diário da República, 1.ª série – N.º 211 – 2 de Novembro de 2007*.

*Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento* (2010), “Decreto-Lei n.º 118-A/2010”, publicado en el *Diário da República, 1.ª série – N.º 207 – 25 de Outubro de 2010*.

*Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento* (2011), “Decreto-Lei n.º 34/2011”, publicado en el *Diário da República, 1.ª série – N.º 47 – 8 de Março de 2011*.

*Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento* (2011), “Portaria n.º 178/2011”, publicado en el *Diário da República, 1.ª série – N.º 83 – 29 de Abril de 2011*.

Nanjing Shanglong Communications (2011), “Upheavals in the Chinese Polysilicon Market May Lead to Further Solar PV Cost Reductions”, <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2011/03/upheavals-in-the-chinese-polysilicon-market-may-lead-to-further-solar-pv-cost-reductions?cmpid=WNL-Wednesday-March9-2011>, accedido el 30 de Julio 2011.

*Payback Period*, “Encyclopedia of Business Terms and Methods”, <http://www.solutionmatrix.com/payback-period.html>, accedido el 21 de Julio 2011.

Precios de diversos componentes para sistemas fotovoltaicos, <http://www.tuenergialimpia.com/index.php?s=catalogo2&n=0&d=4>, Basticúllar, accedido el 15 de Mayo 2001.

Profesor Matt Berman (2011), “Notes on Levelized Cost of Energy”, [http://www.iser.uaa.alaska.edu/iser/people/Matt/Econ394b/Levelized\\_cost.html](http://www.iser.uaa.alaska.edu/iser/people/Matt/Econ394b/Levelized_cost.html), accedido el 15 de Julio 2011.

Raphael Nunes Freire (2011), “*Análise de Viabilidade de Projectos de minigeração Fotovoltaica*”, Disertación de Máster realizada para el *Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores*, Orientada por el Profesor Doctor Cláudio Domingos Martins Monteiro.

*Risk-Free Rate of Return*, <http://www.investopedia.com/terms/r/risk-freerate.asp#axzz1XIIq24za>, accedido el 6 de Septiembre 2011.

Shimon Awerbuch (2000), “Investing in photovoltaics: risk, accounting and the value of new technology”, *Energy Policy* 28, pp. 1023-1035.

Soares *et al* (2007), *Decisões de Investimento – Análise Financeira de Projectos*, Lisboa, Edições Sílabo, Lda.

Vassilis L. Stampolidis *et al* (2006), “A methodology for the economic evaluation of photovoltaic systems”, *Operational Research. An International Journal*, Vol. 6, Nº 1, pp. 37-54.

## Anexo: Tablas de precios de componentes

INVERSORES				
Marca	Modelo	Preço/unidad e (€)	Fonte	Capacidade Wp
SMA	SMA Sunny Boy 5000TL-20 - Sunclix (INT)	2404	Donauer	4600
SMA	SMA Sunny Boy 4000TL-20 - Sunclix (INT)	2109	Donauer	4000
SMA	SMA Sunny Boy 3800 - Sunclix PT	1746	Donauer	3800
SMA	SMA Sunny Boy 3800 V // ESS - PT	1746	Donauer	3680
SMA	SMA Windy Boy 3800 V PT	1746	Donauer	3680
SMA	SMA Sunny Boy 3300 - Sunclix PT	1697	Donauer	3300
SMA	SMA Sunny Boy 3000TL-20 - Sunclix (INT)	1717	Donauer	3000
SMA	SMA Sunny Boy 3000HF - Sunclix (INT)	1570	Donauer	3000
SMA	SMA Sunny Boy 3000 - Sunclix PT	1501	Donauer	2750
SMA	SMA Sunny Tripower 17000TL-10 (INT)	4842	Donauer	17000
SMA	SMA Sunny Tripower 15000TL-10 (INT)	4652	Donauer	15000
SMA	SMA Sunny Tripower 12000TL-10 (INT)	4082	Donauer	12000
SMA	SMA Sunny Tripower 10000TL-10 (INT)	3797	Donauer	10000
SMA	SMA Mini Central 10000TL-10 - Sunclix PT	3282	Donauer	10000
SMA	SMA Mini Central 7000TL - Sunclix PT	2702	Donauer	7000
SMA	SMA Mini Central 6000A - Sunclix PT	2567	Donauer	6000
SMA	SMA Mini Central 5000A - Sunclix PT	2519	Donauer	5000
SMA	SMA Mini Central 7000 HV // ESS PT	2799	Donauer	6650
SMA	SMA Mini Central 6000 A // ESS PT	2567	Donauer	6000
SMA	SMA Mini Central 5000 A // ESS PT	2519	Donauer	5000
SMA	SMA Sunny Boy 3300 // ESS PT	1697	Donauer	3300
SMA	SMA Sunny Boy 3000 // ESS	1501	Donauer	2750
SMA	SMA Sunny Boy 2500 // ESS PT	1382	Donauer	2300
SMA	SMA Mini Central 8000 TL // ESS PT	2799	Donauer	8000
SMA	SMA Mini Central 7000 TL // ESS PT	2702	Donauer	7000
SMA	SMA Mini Central 6000 TL // ESS PT	2606	Donauer	6000
SMA	SMA Sunny Boy 5000 TL HC // ESS PT	2691	Donauer	4600
SMA	SMA Sunny Boy 4200 TL HC // ESS PT	2480	Donauer	4000
SMA	SMA Sunny Boy 3300 TL HC // ESS PT	1651	Donauer	3000
SMA	SMA Inversor 9 kW MC3 ESS RS485 SMC9000TL 10	3416	Basticullar	9000
SMA	SMA Inversor 6 kW conector MC3 ESS SMC6000A 55	3268	Basticullar	6000
SMA	SMA Inversor 5 kW MC3 ESS SMC5000A	2713,1	Basticullar	5000
SMA	SMA Inversor 100 kW (sin complementos) SC100 IP	47577,75	Basticullar	100000
SMA	SMA Inversor 5 kW MC3 ESS SB5000TLHC MultiString	2787,6	Basticullar	5000
SMA	SMA Inversor 7 kW conector MC3 ESS SMC7000TL	2798	Basticullar	7000

<b>SMA</b>	SMA Inversor 3,8 kW conector MC3 ESS SB3800	1850,21	Basticullar	3800
<b>SMA</b>	SMA Inversor 7 kW conector MC3 ESS SMC7000HV	3013,75	Basticullar	7000
<b>SMA</b>	SMA Inversor 4,5 kW SMC5000A 45	2713,1	Basticullar	4500
<b>SMA</b>	SMA Inversor 6 kW conector MC3 ESS SMC6000TL 55	2896	Basticullar	6000
<b>SMA</b>	SMA Inversor 200 kW IP54 MPPT450-820 SC200 HE	65790,45	Basticullar	200000
<b>SMA</b>	SMA SB 1100	840	Solar Energias Renováveis, LDA.	1100
<b>SMA</b>	SMA SB 1700	1087	Solar Energias Renováveis, LDA.	1700
<b>SMA</b>	SMA SB 2100 TL	1308	Solar Energias Renováveis, LDA.	2100
<b>SMA</b>	SMA SB 2500	1432	Solar Energias Renováveis, LDA.	2500
<b>SMA</b>	SMA SB 3000	1555	Solar Energias Renováveis, LDA.	3000
<b>SMA</b>	SMA SB 3300	1758	Solar Energias Renováveis, LDA.	3300
<b>SMA</b>	SMA SB 3800 V	1809	Solar Energias Renováveis, LDA.	3800
<b>SMA</b>	SMA SMC 5000 A	2652	Solar Energias Renováveis, LDA.	5000
<b>SMA</b>	SMA SMC 6000 A	2703	Solar Energias Renováveis, LDA.	6000
<b>SMA</b>	SMA WB 1100	840	Solar Energias Renováveis, LDA.	1100
<b>SMA</b>	SMA WB 1100 LV	1209	Solar Energias Renováveis, LDA.	1100
<b>SMA</b>	SMA WB 1700	1087	Solar Energias Renováveis, LDA.	1700
<b>SMA</b>	SMA WB 2500	1432	Solar Energias Renováveis, LDA.	2500
<b>SMA</b>	SMA WB 3000	1555	Solar Energias Renováveis, LDA.	3000
<b>SMA</b>	SMA WB 3300	1758	Solar Energias Renováveis, LDA.	3300
<b>SMA</b>	SMA WB 3800	1809	Solar Energias Renováveis, LDA.	3800
<b>SMA</b>	SMA WB 6000 A	2703	Solar Energias Renováveis, LDA.	6000
<b>Steca</b>	Steca StecaGrid 1900 D Master-M	1287	Solar Energias Renováveis, LDA.	1900
<b>Steca</b>	Steca StecaGrid 1900 Slave-M	918	Solar Energias Renováveis, LDA.	1900
<b>Fronius</b>	Fronius IG Plus 150-3 incl. DC (INT)	4134	Donauer	12000
<b>Fronius</b>	Fronius IG Plus 120-3 incl. DC (INT)	4059	Donauer	10000
<b>Fronius</b>	Fronius IG Plus 100 incl. DC (INT)	3189	Donauer	8000
<b>Fronius</b>	Fronius IG Plus 100-2 incl. DC (INT)	3189	Donauer	8000
<b>Fronius</b>	Fronius IG Plus 70 - incl. DC (INT)	2982	Donauer	6500
<b>Fronius</b>	Fronius IG Plus 70-2 incl. DC (INT)	2982	Donauer	6500
<b>Fronius</b>	Fronius IG Plus 50 Incl. DC (INT)	1823	Donauer	4000
<b>Fronius</b>	Fronius IG Plus 35 - incl. DC (INT)	1740	Donauer	3500

s				
<b>Fronius</b>	Fronius IG 60 - Outdoor - incl. 2xMC3	2185	Donauer	4600
<b>Fronius</b>	Fronius IG 60 HV - incl. 3xMC4	2035	Donauer	4600
<b>Fronius</b>	Fronius IG 40 - Outdoor - 2xMC3 PT	2011	Donauer	3500
<b>Fronius</b>	Fronius IG 40 - PT Indoor	1861	Donauer	3500
<b>Fronius</b>	Fronius IG TL 4.0 incl. DC (INT)	1747	Donauer	4000
<b>Fronius</b>	Fronius IG TL 5.0 incl. DC (INT)	2040	Donauer	4600
<b>Fronius</b>	Fronius CL 60.0	22383	Donauer	60000
<b>Fronius</b>	Fronius CL 48.0	19989	Donauer	48000
<b>Fronius</b>	Fronius CL 36.0	17018	Donauer	36000
<b>Fronius</b>	Fronius IG 500	16706	Donauer	40000
<b>Fronius</b>	Fronius IG 400	13689	Donauer	32000
<b>Fronius</b>	Fronius IG 390	13689	Donauer	29900
<b>Fronius</b>	Fronius IG 300	11218	Donauer	24000
<b>Fronius</b>	Fronius IG 15	1400	Solar Energias Renováveis, LDA.	1500
<b>Fronius</b>	Fronius IG 20	1506	Solar Energias Renováveis, LDA.	2000
<b>Fronius</b>	Fronius IG 30	1615	Solar Energias Renováveis, LDA.	2650
<b>Fronius</b>	Fronius IG 40	2393	Solar Energias Renováveis, LDA.	4100
<b>Fronius</b>	Fronius IG 60 HV	2643	Solar Energias Renováveis, LDA.	5000
<b>Kaco</b>	Kaco Powador 8000 xi - DCS-PT	2359	Donauer	8000
<b>Kaco</b>	Kaco Powador 5000 xi DCS PT	1898,27	Donauer	5500
<b>Kaco</b>	Kaco Powador 4500 xi PT	1827,26	Donauer	4500
<b>Kaco</b>	Kaco Powador 4000 xi PT	1814,64	Donauer	4000
<b>Kaco</b>	Kaco Powador 3600 xi - DCS PT	1490	Donauer	3600
<b>Kaco</b>	Kaco Powador 4202 - INT	1591	Donauer	3500
<b>Kaco</b>	Kaco Powador 5002 - INT	1843	Donauer	4200
<b>Kaco</b>	Kaco Powador 6002 - INT	2010	Donauer	4600
<b>Kaco</b>	Kaco Powador XP100 - HV PT	28618	Donauer	100000
<b>Kaco</b>	Kaco Powador XP350 - HV TL	75758	Donauer	350000
<b>Kaco</b>	Kaco Powador 33000 xi - XL PT	9466	Donauer	33000
<b>Kaco</b>	Kaco Powador 33000 xi - L PT	9208	Donauer	33000
<b>Kaco</b>	Kaco Powador 33000 xi - M PT	8981	Donauer	33300
<b>Kaco</b>	Kaco Powador 30000 xi - XL PT	9229	Donauer	29900
<b>Kaco</b>	Kaco Powador 30000 xi - L PT	8970	Donauer	29900
<b>Kaco</b>	Kaco Powador 30000 xi - M PT	8744	Donauer	29900
<b>Kaco</b>	Kaco Powador 25000 xi - XL PT	8858	Donauer	25000

<b>Kaco</b>	Kaco Powador 25000 xi - L PT	8656	Donauer	25000
<b>Kaco</b>	Kaco Powador 25000 xi - M PT	8350	Donauer	25000
<b>Kaco</b>	Kaco Powador 4501 xi PT	1789	Donauer	4500
<b>Kaco</b>	Kaco Powador 3501 xi PT	1426	Donauer	3500
<b>Kostal</b>	Kostal PIKO 3.6 EU - DCS - monofásico	1607	Donauer	3300
<b>Kostal</b>	Kostal PIKO 4.2 EU - DCS - trifásico	1620	Donauer	3800
<b>Kostal</b>	Kostal PIKO 5.5 EU - DCS - trifásico	1900	Donauer	5000
<b>Kostal</b>	Kostal PIKO 8.3 EU - DCS - trifásico	2706	Donauer	7600
<b>Kostal</b>	Kostal PIKO 10.1 EU - DCS - trifásico	3156	Donauer	9200
<b>Xantrex</b>	Xantrex Inversor 100 kW GT100	46406,7	Basticullar	100000
<b>Xantrex</b>	Xantrex Inversor 5 kW GT5.0 SP QC 230	3126,25	Basticullar	5000
<b>Xantrex</b>	Xantrex Inversor 30 kW GT30 SP	18059	Basticullar	30000
<b>Sunways</b>	Sunways Inversor 3,6 kW AT3600ES	2490,2	Basticullar	3600
<b>Sunways</b>	Sunways Inversor 5kW NT6000	2695,3	Basticullar	5000
<b>Sunways</b>	Sunways Inversor 10 kW NT10000	4630	Basticullar	10000
<b>Sunways</b>	Sunways Inversor 4 kW NT5000	2258,26	Basticullar	4000
<b>Sunways</b>	Sunways Inversor 5 kW AT5000ES	3023,03	Basticullar	5000
<b>Danfoss</b>	Danfoss Inversor 12,5 kW con DC switch TLX12,5k	5197,2	Basticullar	12500
<b>Danfoss</b>	Danfoss Inversor 15 kW con DC switch TLX15k	6063,45	Basticullar	15000
<b>Danfoss</b>	Danfoss Inversor 3,6 kW IP21,HV,DC switch y display	1912,67	Basticullar	3600
<b>Danfoss</b>	Danfoss Inversor 3,6 kW IP21,MV,DC switch y display	1912,67	Basticullar	3600
<b>Danfoss</b>	Danfoss Inversor 3,6 kW IP54,MV,DC switch	1993,52	Basticullar	3600
<b>Danfoss</b>	Danfoss Inversor 3,6 kW IP54,HV,DC switch	1993,52	Basticullar	3600
<b>Danfoss</b>	Danfoss Inversor 5,4 kW IP54,HV,DC switch y display	2566	Basticullar	5400
<b>Powador</b>	Inversor 25 kW MPPT 350-600V 36x2A Powador 25000xi	21102	Basticullar	25000
<b>Solarmax</b>	SOLARMAX 100C CENTRAL TRIFASICO	28999	Basticullar	
<b>Solarmax</b>	SOLARMAX 20C CENTRAL TRIFASICO	9675,66	Basticullar	24000
<b>Solarmax</b>	SOLARMAX 20S CENTRAL TRIFASICO	7498,26	Basticullar	24000
<b>Solarmax</b>	SOLARMAX 25C CENTRAL TRIFASICO	11297,28	Basticullar	33000
<b>Solarmax</b>	SOLARMAX 300C CENTRAL TRIFASICO	72049,56	Basticullar	
<b>Solarmax</b>	SOLARMAX 30C CENTRAL TRIFASICO	12284,11	Basticullar	40000
<b>Solarmax</b>	SOLARMAX 35C CENTRAL TRIFASICO	13330,8	Basticullar	45000
<b>Solarmax</b>	SOLARMAX 35S CENTRAL TRIFASICO	11001,06	Basticullar	45000
<b>Solarmax</b>	SOLARMAX 50C CENTRAL TRIFASICO	18972,95	Basticullar	

<b>Solarmax</b>	SOLARMAX 80C CENTRAL TRIFASICO	27762,96	Basticullar	
-----------------	--------------------------------	----------	-------------	--

<b>CABOS SOLARES</b>				
<b>Marca</b>	<b>Descrição</b>	<b>Unidade</b>	<b>Preço (€)</b>	<b>Fonte</b>
<b>Huber + Suhner</b>	Radox cabo solar 1 x 4 mm <sup>2</sup> /preto	1M	0,79	Donauer
<b>Huber + Suhner</b>	Radox cabo solar 1 x 4 mm <sup>2</sup> /azul	1M	0,79	Donauer
<b>Huber + Suhner</b>	Radox cabo solar 1 x 4 mm <sup>2</sup> /vermelho	1M	0,79	Donauer
<b>Huber + Suhner</b>	Radox cabo solar 1 x 4 mm <sup>2</sup> / preto	1M	0,79	Donauer
<b>Huber + Suhner</b>	Radox cabo solar 1 x 4 mm <sup>2</sup> / azul	1M	0,79	Donauer
<b>Huber + Suhner</b>	Radox cabo solar 1 x 4 mm <sup>2</sup> / vermelho	1M	0,79	Donauer
<b>Huber + Suhner</b>	Radox cabo solar 1 x 6 mm <sup>2</sup> /preto	1M	1,15	Donauer
<b>Huber + Suhner</b>	Radox cabo solar 1 x 6 mm <sup>2</sup> / vermelho	1M	1,15	Donauer
<b>Huber + Suhner</b>	Radox cabo solar 1 x 6 mm <sup>2</sup> / preto	1M	1,15	Donauer
<b>Huber + Suhner</b>	Radox cabo solar 1 x 6 mm <sup>2</sup> / azul	1M	1,15	Donauer
<b>Huber + Suhner</b>	Radox cabo solar 1 x 10 mm <sup>2</sup> / preto	1M	1,5	Donauer
<b>Draka</b>	Drakaflex cabo solar 1 x 4 mm <sup>2</sup> / preto	1M	0,73	Donauer
<b>Draka</b>	Drakaflex cabo solar 1 x 4 mm <sup>2</sup> / preto	1M	0,73	Donauer
<b>Draka</b>	Drakaflex cabo solar 1 x 4 mm <sup>2</sup> / azul	1M	0,73	Donauer
<b>Draka</b>	Drakaflex cabo solar 1 x 4 mm <sup>2</sup> / vermelho	1M	0,73	Donauer
<b>Draka</b>	Drakaflex cabo solar 1 x 6 mm <sup>2</sup> / preto	1M	1,08	Donauer
<b>Draka</b>	Drakaflex cabo solar 1 x 6 mm <sup>2</sup> / azul	1M	1,08	Donauer
<b>Draka</b>	Drakaflex cabo solar 1 x 6 mm <sup>2</sup> / vermelho	1M	1,08	Donauer
<b>Draka</b>	Drakaflex cabo solar 1 x 6 mm <sup>2</sup> / preto	1M	1,08	Donauer
<b>Draka</b>	Drakaflex cabo solar 1 x 10 mm <sup>2</sup> / preto	1M	1,76	Donauer

<b>CABOS DE LIGAÇÃO</b>				
<b>Marca</b>	<b>Modelo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Preço (€/un)</b>	<b>Fonte</b>
<b>Huber + Suhner</b>	2m - Radox 4mm <sup>2</sup> cabos de ligação c/ MC	1	7,25	Donauer
<b>Huber + Suhner</b>	3m - Radox 4mm <sup>2</sup> cabos de ligação c/ MC	1	8,45	Donauer
<b>Huber + Suhner</b>	5m - Radox 4mm <sup>2</sup> cabos de ligação c/ MC	1	10,8	Donauer
<b>Huber + Suhner</b>	10m - Radox 4mm <sup>2</sup> cabos de ligação c/ MC	1	20,7	Donauer
<b>Huber + Suhner</b>	20m - Radox 4mm <sup>2</sup> cabos de ligação c/ MC	1	30,5	Donauer
<b>Huber + Suhner</b>	30m - Radox 4mm <sup>2</sup> cabos de ligação c/ MC	1	39,5	Donauer

<b>COMUNICAÇÃO: CONTROLADORES, MODEMS, SWITCHS, ANTENAS</b>			
<b>Marca</b>	<b>Modelo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Preço (€)</b>
<b>SMA</b>	SMA Sunny Boy Control	1	572
<b>SMA</b>	SMA Sunny Boy Control Plus	1	1143
<b>SMA</b>	SMA Net Piggy-Back - Analogico	1	271
<b>SMA</b>	SMA Net Piggy-Back - ISDN	1	318

<b>SMA</b>	SMA Net Piggy-Back - GSM	1	546
<b>SMA</b>	SMA Net Piggy-Back - Ethernet	1	153
<b>SMA</b>	SMA Control RS232 Interface (para PC)	1	85
<b>SMA</b>	SMA Control RS232 Interface p/ inversor	1	85
<b>SMA</b>	SMA Control RS485 Interface (para PC)	1	90
<b>SMA</b>	SMA Control RS485 Interface p/ inversor	1	90
<b>SMA</b>	SMA RS 485 p/ inversores-20	1	102
<b>SMA</b>	SMA Interface RS 232 c/transformador	1	90
<b>SMA</b>	SMA Interface RS 232 s/transformador	1	90
<b>SMA</b>	SMA Interface RS485 inversores c/e s/ transformador	1	90
<b>SMA</b>	SMA Interface RS 485 Mini Central	1	90
<b>SMA</b>	SMA Sunny Beam	1	177
<b>SMA</b>	SMA Funk Piggy Back / Sunny Beam	1	107
<b>SMA</b>	SMA Web Box incl. Ethernet + RS 485	1	549
<b>SMA</b>	SMA Web Box incl. modem GSM e RS485	1	932
<b>SMA</b>	SMA Web Box incl. modem analogo e RS485	1	642
<b>SMA</b>	SMA Web Box incl. modem GSM e RS 485	1	971
<b>SMA</b>	SMA adaptador 3-fases	1	104
<b>SMA</b>	SMA filtro passa banda 63 A	1	153
<b>SMA</b>	SMA sensor de vento	1	142
<b>SMA</b>	SMA - Sensor Box	1	363
<b>Fronius</b>	Fronius String Control	1	544
<b>Fronius</b>	Fronius Datalogger Profi Card retrofit	1	291
<b>Fronius</b>	Fronius Datalogger Easy Card retrofit	1	186
<b>Fronius</b>	Fronius Datalogger Profi Box USB	1	336
<b>Fronius</b>	Fronius Datalogger Easy Box USB	1	246
<b>Fronius</b>	Fronius Com Card retrofit	1	78
<b>Fronius</b>	Fronius Sensor Card retrofit	1	410
<b>Fronius</b>	Fronius IG Sensor Card Box	1	455
<b>Fronius</b>	Fronius IG Personal Display	1	149
<b>Fronius</b>	IG Personal Display Card retrofit	1	75
<b>Fronius</b>	Fronius IG sensor temperatura ambiente	1	28
<b>Fronius</b>	Fronius IG sensor temperatura painel	1	140
<b>Fronius</b>	Fronius IG sensor 'radiação solar'	1	137
<b>Fronius</b>	Fronius Signal Card integrado	1	71
<b>Fronius</b>	Fronius Signal Card retrofit	1	78
<b>Fronius</b>	Modem Analogico Para Fronius	1	347
<b>Fronius</b>	GSM Modem para Fronius	1	142
<b>Kaco</b>	Kaco Powador Argus 16S	1	1923
<b>Kaco</b>	Kaco Powador Argus 24S	1	2229
<b>Kaco</b>	Kaco Powador mini LOG	1	204
<b>Kaco</b>	Powador-pro LOG XL - analog	1	1405
<b>Kaco</b>	Powador-pro LOG XL - GSM	1	1846

<b>Kaco</b>	Powador-pro LOG XL - ISDN	1	1404
<b>Kaco</b>	Powador-pro LOG L - analog	1	1270
<b>Kaco</b>	Powador-pro LOG M - Ethernet	1	781
<b>Kaco</b>	Powador-pro LOG L - ISDN	1	1270
<b>Janz</b>	Janz - Modem GSM	1	119
<b>Janz</b>	Janz Antena GSM 3 db	1	6
<b>Kostal</b>	KOSTAL Modem GSM	1	331
<b>Solare Datensysteme</b>	SolarLog 200 - para 1 inversor	1	330
<b>Solare Datensysteme</b>	SolarLog 200BT -para 1 inversor Bluetooth	1	441
<b>Solare Datensysteme</b>	SolarLog 500 para 1-10 inversores	1	496
<b>Solare Datensysteme</b>	SolarLog 500BT - para 1-10 inversores Bluetooth	1	596
<b>Solare Datensysteme</b>	SolarLog 1000 para 1-100 inversores	1	773
<b>Solare Datensysteme</b>	SolarLog 1000BT - para 1-100 inversores Bluetooth	1	882
<b>Solare Datensysteme</b>	SolarLog - Kit Modem (Home) LSC-8560c	1	75
<b>Solare Datensysteme</b>	SolarLog - Kit Modem (Industria)	1	304
<b>Solare Datensysteme</b>	SolarLog - Kit rede móvel (GSM pacote inicial)	1	247

<b>CAIXAS DE LIGAÇÃO</b>			
<b>Marca</b>	<b>Modelo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Preço (€)</b>
<b>Fronius</b>	Fronius DC caixa de ligação IG 15-30	1	113
<b>Fronius</b>	Fronius DC caixa de ligação IG 40-60	1	163

<b>FICHAS, TOMADAS, LIGAÇÃO A TERRA</b>			
<b>Marca</b>	<b>Modelo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Preço (€)</b>
<b>Fronius</b>	MC conj. ficha / tomada	1	16
<b>Fronius</b>	MC conj. ficha / tomada	1	16
<b>Fronius</b>	Fronius ficha AC	1	20
<b>Fronius</b>	Fronius IG kit de ligação a terra	1	25
<b>Fronius</b>	Fronius IG Plus kit de ligação a terra	1	75
<b>Fronius</b>	Ficha MC 3 Fronius String Control	1	13
<b>Fronius</b>	Ficha MC 4 Fronius String Control	1	13
<b>Kaco</b>	Kaco kit ligação a terra	1	24
<b>Huber + Suhner</b>	Radox solar - fêmea 4 mm <sup>2</sup> - fecho giratorio	1	1,28
<b>Huber + Suhner</b>	Radox solar - macho 4 mm <sup>2</sup> - fecho giratorio	1	1,49
<b>Huber + Suhner</b>	Radox Solar-fêmea 6 mm <sup>2</sup> - fecho giratório	1	1,28
<b>Huber + Suhner</b>	Radox Solar-macho 6 mm <sup>2</sup> - com fecho giratório	1	1,49
<b>Multi-Contact</b>	MC Ficha KST3 II (Typ 3)	1	1,83
<b>Multi-Contact</b>	MC Ficha KST3 III (Typ3)	1	1,95
<b>Multi-Contact</b>	MC Ficha KST3/6 III (Typ3)	1	2,18
<b>Multi-Contact</b>	MC tomada KBT3 II (Typ3)	1	2,1
<b>Multi-Contact</b>	MC tomada KBT3 III (Typ3)	1	2,21

<b>Multi-Contact</b>	MC tomada KBT3/6 III (Typ3)	1	2,47
<b>Multi-Contact</b>	MC Ficha KST4/ 6II (Typ 4)	1	1,1
<b>Multi-Contact</b>	MC Tomada KBT4/ 6II (Typ 4)	1	1,46
<b>Multi-Contact</b>	MC ligação fêmea PV-AZB (Typ 4)	1	4,44
<b>Multi-Contact</b>	MC ligação macho PV-AZS (Typ 4)	1	4,4
<b>Multi-Contact</b>	MC ligação fêmea para tipo 3	1	4,45
<b>Multi-Contact</b>	MC ligação macho para tipo 3	1	4,4
<b>Tyco Electronics</b>	Tyco - tomada - plus codificado	1	1,85
<b>Tyco Electronics</b>	Tyco - tomada - menos codificado	1	1,85
<b>Tyco Electronics</b>	Tyco - ficha - menos codificado	1	1,85
<b>Tyco Electronics</b>	Tyco - Ficha - plus codificado	1	1,85
<b>Tyco Electronics</b>	Tyco - tomada - plus codificado 6mm <sup>2</sup>	1	2,02
<b>Tyco Electronics</b>	Tyco - tomada - menos codificado 6mm <sup>2</sup>	1	2,02
<b>Tyco Electronics</b>	Tyco - ficha- menos codificado 6mm <sup>2</sup>	1	2,02
<b>Tyco Electronics</b>	Tyco -ficha - plus codificado 6mm <sup>2</sup>	1	2,02

<b>CONTADORES</b>			
<b>Marca</b>	<b>Modelo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Preço (€)</b>
<b>Kaco</b>	Contador corrente alternada IPR-1 - 1 fase	1	112
<b>Kaco</b>	Contador corrente alternada NZR-1-1 fase	1	150
<b>Kaco</b>	Contador corrente trifásica NZR-3-FHZ	1	303
<b>Kaco</b>	Contador corrente trifásica NZR-3-FHZ	1	290
<b>Kaco</b>	Contador corrente trifásica NZR-3-FHZ	1	290
<b>Janz</b>	Janz Contador A 1700	1	225
<b>Siemens</b>	Contador Siemens (Kit MC35i)	1	360
<b>Schneider</b>	Contador trifásico 5(65)A, Typ IPR-3	1	225
<b>Schneider</b>	Contador trifásico 5(60)A, Typ NZR-3	1	217
<b>Schneider</b>	Contador 5(20)A / IPR-1	1	84
<b>Schneider</b>	Contador 10(65)A / NZR-1	1	112

<b>DC INTERRUPTOR</b>			
<b>Marca</b>	<b>Modelo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Preço €</b>
<b>Kaco</b>	Powador DC relé tipo 01xi	1	172
<b>Kostal</b>	Interruptor DC para 3 MPP-Tracker - MC4	1	219
<b>Kostal</b>	Interruptor DC para 2 MPP-Tracker MC4	1	189
<b>Kostal</b>	Interruptor DC para 1 MPP-Tracker	1	86
<b>Santon</b>	Santon DC Interruptor 800 V / 25 A / 3	1	125
<b>Santon</b>	Santon DC Interruptor 600 V / 40 A / 5	1	210
<b>Santon</b>	SANTON T10022/C	1	327

<b>PROTECÇÃO PARA SOBREVOLTAGEM/PARARÁIOS</b>			
<b>Marca</b>	<b>Modelo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Preço (€)</b>
<b>OBO Betterman</b>	Caixa protector de sobrevoltagem V20 e V25	1	21,8
<b>OBO Betterman</b>	Caixa protector de sobrevoltagem V20 und V25	1	44,8
<b>OBO Betterman</b>	Caixa protector de sobrevoltagem V20-C/U-3PH-Y	1	20,3
<b>OBO Betterman</b>	Tampa protector de sobrevoltagem p/ V20-C/O-385	1	28,5
<b>OBO Betterman</b>	Tampa protector de sobrevoltagem p/ V20-C/O-440	1	28,5
<b>OBO Betterman</b>	Tampa protector de sobrevoltagem p/ V20-C/O-550	1	28,5
<b>OBO Betterman</b>	Tampa protector de sobrevoltagem p/ V25-B+C/O-385	1	62,2
<b>OBO Betterman</b>	Pára-raios AC-Combi para sistema TN-C sistema	1	97,8
<b>OBO Betterman</b>	Pára-raios AC-Kombi para sistema TN-S sistema	1	130,3
<b>OBO Betterman</b>	Pára-raios AC-Kombi p/ sistema TN-C + sinal	1	142,5
<b>OBO Betterman</b>	Pára raios AC-Kombi p/ sistema TN-S + sinal	1	176,3
<b>OBO Betterman</b>	Protecção sobrevoltagem AC- para sistema TN-S	1	82
<b>OBO Betterman</b>	Pára raios AC-Kombi p/ sistema TN-C	1	206,6
<b>OBO Betterman</b>	Pára-raios AC-Kombi p/ sistema TN-S	1	96,6
<b>OBO Betterman</b>	Pára raios AC-Combi p/ sistema TN e TT Sistemas	1	223
<b>OBO Betterman</b>	Pára raios AC-Kombi p/ sistema TN-C	1	243,3
<b>OBO Betterman</b>	Pára raios AC-Kombi p/ sistema TN-S+ sinal	1	280
<b>OBO Betterman</b>	Pára raios AC-Kombi protecção AC p/ distrib. centr	1	324,3
<b>OBO Betterman</b>	Pára raios AC-Kombi protecção AC p/distrib. centra	1	444,1
<b>OBO Betterman</b>	Pára raios AC-Kombi com caixa MCD 50-B/3-VG	1	412,5
<b>OBO Betterman</b>	Pára raios AC-Kombi com caixa MCD50-B/3+1-VG	1	532,2
<b>OBO Betterman</b>	Aparelho protecção sobre voltagem VG-C/DC-PH550	1	135,8
<b>OBO Betterman</b>	Aparelho protecção sobre voltagem VG-C/DC-PHU	1	94,3
<b>OBO Betterman</b>	Aparelho protecção sobre voltagem VG-C/ACDC-PH550	1	223,8
<b>OBO Betterman</b>	Aparelho protecção sobre voltagem VG-C/DC-PH5-MS	1	94
<b>OBO Betterman</b>	Cobertura em alumínio	1	0,86
<b>OBO Betterman</b>	Abraçadeira de cabo para telha	1	4,57
<b>OBO Betterman</b>	Fixador de cabo para algeroz com mola	1	5,38
<b>OBO Betterman</b>	Alu-RD8 (raios), Mat. AlMgSi0,5-F9 seguinte EN6101	1 Rolo	110
<b>Kostal</b>	Relé de controlo de rede	1	159

<b>VISORES</b>			
<b>Marca</b>	<b>Modelo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Preço (€)</b>
<b>Schneider</b>	Visor grande Schneider PV3 / LCD gráfico	1	1050
<b>Schneider</b>	Visor grande Schneider PV3 / LCD esquema	1	1050
<b>Schneider</b>	Visor Extra para informação de CO <sup>2</sup>	1	141
<b>Schneider</b>	Impressão fotografia ou logotipo	1	155
<b>Schneider</b>	Visor extra para radiação	1	161