



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

VALORACIÓN FINANCIERA DE UNA EMPRESA DEL SECTOR ENERGÉTICO

Autor: Paula Martín Cañas

Director: Francisco Fernández-Daza

Madrid

Mayo 2014

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN ACCESO ABIERTO (RESTRINGIDO) DE DOCUMENTACIÓN

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor Dña. Paula Martín Cañas, como alumna de la UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS (COMILLAS), **DECLARA**

que es el titular de los derechos de propiedad intelectual, objeto de la presente cesión, en relación con la obra Proyecto Final de Carrera “Valoración financiera de una empresa del sector energético”¹, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual como titular único o cotitular de la obra.

En caso de ser cotitular, el autor (firmante) declara asimismo que cuenta con el consentimiento de los restantes titulares para hacer la presente cesión. En caso de previa cesión a terceros de derechos de explotación de la obra, el autor declara que tiene la oportuna autorización de dichos titulares de derechos a los fines de esta cesión o bien que retiene la facultad de ceder estos derechos en la forma prevista en la presente cesión y así lo acredita.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad y hacer posible su utilización de *forma libre y gratuita* (*con las limitaciones que más adelante se detallan*) por todos los usuarios del repositorio y del portal e-ciencia, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución, de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra (a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión.

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia, el repositorio institucional podrá:

(a) Transformarla para adaptarla a cualquier tecnología susceptible de incorporarla a internet; realizar adaptaciones para hacer posible la utilización de la obra en formatos electrónicos, así

¹ Especificar si es una tesis doctoral, proyecto fin de carrera, proyecto fin de Máster o cualquier otro trabajo que deba ser objeto de evaluación académica

(a) Transformarla para adaptarla a cualquier tecnología susceptible de incorporarla a internet; realizar adaptaciones para hacer posible la utilización de la obra en formatos electrónicos, así como incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.

(b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato. .

(c) Comunicarla y ponerla a disposición del público a través de un archivo abierto institucional, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.²

(d) Distribuir copias electrónicas de la obra a los usuarios en un soporte digital.³

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra que cede con carácter no exclusivo a la Universidad por medio de su registro en el Repositorio Institucional tiene derecho a:

a) A que la Universidad identifique claramente su nombre como el autor o propietario de los derechos del documento.

b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.

c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada. A tal fin deberá ponerse en contacto con el vicerrector/a de investigación (curiarte@rec.upcomillas.es).

d) Autorizar expresamente a COMILLAS para, en su caso, realizar los trámites necesarios para la obtención del ISBN.

² En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría redactado en los siguientes términos:

(c) Comunicarla y ponerla a disposición del público a través de un archivo institucional, accesible de modo restringido, en los términos previstos en el Reglamento del Repositorio Institucional

³ En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría eliminado.

d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.

b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.

c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

a) Deberes del repositorio Institucional:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.

- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.

- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.

b) Derechos que se reserva el Repositorio institucional respecto de las obras en él registradas:

- retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 09 de MAYO de 2014

ACEPTA

Fdo. 

Proyecto realizado por el alumno/a:

Paula Martín Cañas

Fdo.: 

Fecha: 10 / 05 / 2014

Autorizada la entrega del proyecto cuya información no es de carácter
confidencial

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Francisco Fernández-Daza

Fdo.: 

Fecha: 10 / 05 / 2014

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Susana Ortiz Marcos

Fdo.:

Fecha: / /

VALORACIÓN FINANCIERA DE UNA EMPRESA DEL SECTOR ENERGÉTICO

Autor: Martín Cañas, Paula.

Director: Fernández-Daza, Francisco.

Entidad colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

Introducción

La valoración financiera permite obtener una estimación sobre el valor real de la empresa analizada. Consiste en el estudio profundo de la compañía para obtener información sobre su situación económica-financiera. En muchas ocasiones, con el objeto de facilitar el análisis, el valor de la empresa se calcula como la suma de sus distintas divisiones o unidades de negocio. Para ello, se realiza un diagnóstico exhaustivo de cada línea de negocio con el objetivo de conocer su valor. De este modo, se obtendrá información no solo sobre el valor global de la empresa sino también sobre la rentabilidad de cada una de las actividades de la empresa.

De acuerdo a lo comentado anteriormente, una valoración financiera no sólo permite conocer el valor de la empresa analizada sino que también aporta una gran cantidad de información que puede tener muchos y muy distintos propósitos. Entre estos están la estimación del precio de la empresa a partir del valor de esta y la identificación de las fuentes de creación de valor o tecnologías que suponen una buena inversión. Es importante apreciar la diferencia entre los términos valor y precio. El precio de la empresa es el valor al que se vendería ésta, mientras que el valor de la empresa es lo que realmente vale (teniendo en cuenta su activo y su pasivo). Es decir, el valor en bolsa o precio de una acción de una empresa no coincidirá con el valor de la empresa dividido entre el número de acciones que esta ha emitido.

En este proyecto se va a valorar Abengoa como empresa perteneciente al sector energético. Abengoa se dedica a la aplicación de soluciones tecnológicas para el desarrollo sostenible en los sectores de energía y medioambiente. Desarrolla su negocio es torno a tres actividades: Ingeniería y construcción, Infraestructuras de tipo concesional y Producción Industrial. Entre sus activos cuenta con diversas tecnologías entre las que están solar, eólica, desalación, líneas eléctricas, cogeneración y biocombustibles.

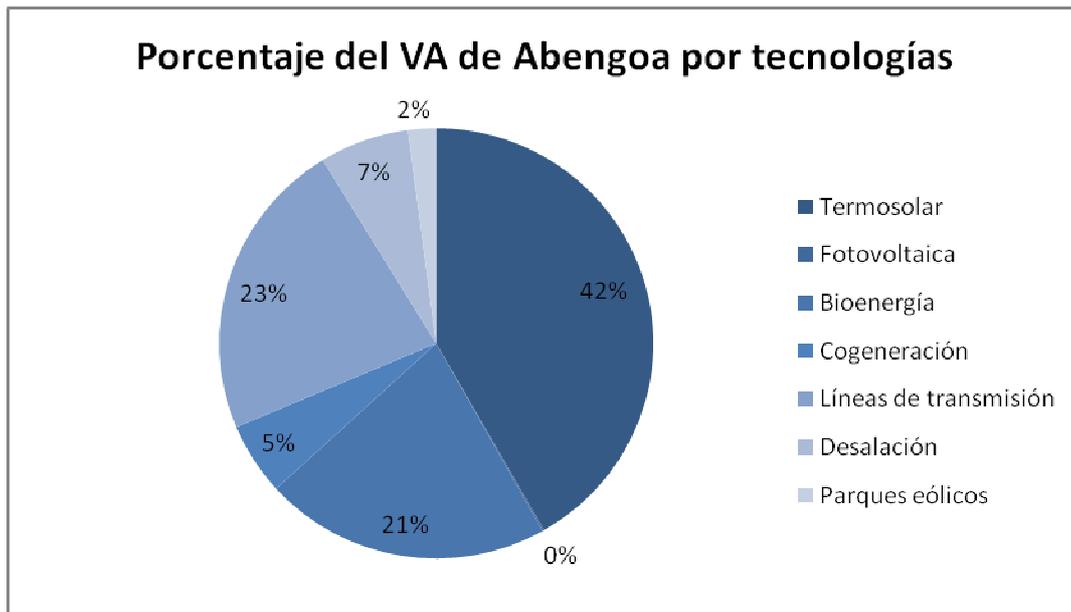


Figura 1: Porcentaje del VA de Abengoa por tecnologías. Fuente: Elaboración propia.

Metodología

El valor de una empresa con deuda o Enterprise Value (EV) por descuento de flujos de caja se calcula restando la deuda viva de la empresa al Valor Actual (VA) de Abengoa. Este valor actual de la empresa se obtendrá por valoración de las partes. El valor total de Abengoa, sin contar la deuda, será por tanto la suma de todos los valores actuales de los flujos de caja libres de los activos que se esperan obtener, actualizados a la tasa media ponderada de capital (WACC). Lo más importante en una valoración por descuento de flujos de caja (DCF) es la proyección en el futuro de la cuenta de resultados de la empresa, lo que obliga a conocerlo todo de la empresa y el sector para poder estimar su evolución a lo largo del tiempo. En este caso, al realizar las valoraciones por activos clasificados según su tecnología, será imprescindible hacer un estudio profundo de cada una de estas para realizar un buen modelo financiero que represente de manera realista los flujos futuros que se obtendrán.

Por tanto, para la valoración de un activo por el método de descuento de flujos de caja, los pasos a seguir serán:

- Estudio profundo y en detalle de la tecnología para la realización del modelo financiero.
- Proyección de la cuenta de resultados y balance.
- Obtención de los flujos de caja libres
- Calculo de la tasa media ponderada del capital
- Actualización de los flujos de caja libres con la tasa WACC.
- Obtención del VA.

El flujo de caja libre (FCL) representa la capacidad de una empresa o un activo para generar caja, es decir cuánta de dinero restante tras realizar todos los pagos,

independientemente de su estructura financiera. Es la cantidad de dinero disponible para hacer frente a los pagos de los recursos financieros de la empresa o el activo, es decir, tanto para cubrir deuda adquirida por los préstamos con entidades bancarias como para repartir dividendos entre los accionistas, una vez se han deducido el pago a proveedores y las compras del activo fijo (construcciones, maquinaria...).

En este proyecto se ha considerado que las compras de activos fijos como maquinaria se realizan al principio del proyecto de construcción y operación de cada planta, por lo que esta cantidad estaría incluida en la inversión realizada y no estará presente en el flujo de caja libre. Además, con objeto de simplificar la valoración, se ha considerado que tanto clientes como proveedores realizan sus pagos en el momento de llevarse a cabo las transacciones por lo que la variación de NOF ha sido establecida como cero.

La tasa media ponderada del capital (WACC), a la que se descontarán los flujos de caja libres calculados, es el coste medio ponderado de capital con el que se financia el activo. Esta tasa es a la que se actualiza el flujo de caja libre con objeto de conocer si se va a ser capaz de retribuir a las fuentes de financiación. Un activo será capaz si su VAN actualizado a la WACC es igual o mayor a cero. Cada activo valorado tiene dos fuentes principales de recursos financieros: la deuda y el capital. El coste de la deuda es el tipo de interés anual fijado por las entidades bancarias por el préstamo realizado y el coste del capital es la rentabilidad mínima que exigen los accionistas para invertir o mantener el dinero en ese proyecto. Si la rentabilidad de la inversión es mayor a la tasa media ponderada del capital WACC, se podrá retribuir a las fuentes de financiación.

Una vez actualizados los flujos de caja libres con la tasa WACC, se halla el Valor Actual Neto (VAN) de la inversión, que es la cantidad de capital que se espera obtener de la inversión por encima de la tasa WACC. Es decir, la cantidad que espero ganar por encima del dinero que necesito generar para retribuir las financiaciones. Se calcula restando al valor actual de los FCL actualizados el valor de la inversión realizada (dinero invertido en la construcción y entrada en operación de la planta).

Otro parámetro importante en la valoración financiera de un activo o proyecto es la Tasa Interna de Retorno (TIR). El TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero (FCL actualizados al TIR – inversión = 0). Representa la rentabilidad del proyecto en forma de porcentaje anual sobre la inversión.

Actualmente, debido a la reforma eléctrica comenzada en Julio de 2013 en España, la retribución de las plantas en régimen especial a partir de 2014, se realizará en base a que obtengan una rentabilidad de las inversiones (TIR) antes de impuestos del 7,5%, según establece del RDI 9/2013.

Resultados

La valoración financiera ha permitido conocer en profundidad el sector energético y la rentabilidad de sus distintas tecnologías, así como el valor de las acciones de Abengoa.

Los resultados principales sobre cada una de las tecnologías se pueden resumir en la siguiente tabla:

	Valor del negocio (M€)	Potencia instalada (MW)	VA por unidad instalada (M€)	TIR medio (%)	Porcentaje del VA total
Termosolar	9102,42	1641	5,55	6,50	41,74%
Fotovoltaica	27,82	11,7	2,38	4,87	0,13%
Bioenergía	4654,45	3236	1,44	8,90	21,34%
Cogeneración	1160,02	1091,1	1,06	5,68	5,44%
Líneas de transmisión	4928,19	6713	0,73	9,79	22,60%
Desalación	1451,72	805000	1803,38	8,77	6,66%
Parques eólicos	457,44	114	4,01	9,81	2,10%

Tabla 1: Resumen de las principales magnitudes de los negocios de Abengoa. Fuente: Elaboración propia.

Se ha comprobado que las tecnologías de mayor rentabilidad para la compañía son los parques eólicos y las líneas de transmisión. Sin embargo, por beneficios obtenidos, las tecnologías que más aportan al valor de Abengoa son la termosolar, la bioenergía y las líneas de transmisión, suponiendo casi un 86% de su valor actual.

El valor de la acción de Abengoa, calculado según lo explicado anteriormente, se muestra en la siguiente tabla:

	VA activos (M€)
	17722,07
-	Deuda viva (M€)
	17389,87
=	Enterprise Value (M€)
	332,20
÷	Número de acciones
	91223623,33
=	Valor en bolsa (€)
	3,64

Tabla 2: Cálculo del valor de la acción de Abengoa. Fuente: Elaboración propia.

Conclusiones

Se puede concluir por tanto, que las tecnologías que mayor valor suponen para Abengoa son la bioenergía, la termosolar y las líneas de transmisión. Las rentabilidades obtenidas para cada una de las tecnologías están en torno a los valores medios de sus respectivos sectores, por lo que se puede afirmar que Abengoa está realizando una buena explotación de sus activos. Todas las plantas que Abengoa posee en el extranjero son razonablemente rentables, no siendo así las plantas termosolares, fotovoltaica y de cogeneración situadas en España.

Se puede concluir por tanto, que a pesar de la buena gestión que Abengoa realiza con sus activos, la reforma energética de julio de 2013 ha perjudicado mucho a la empresa respecto a la rentabilidad de sus plantas termosolares y fotovoltaicas, llegando incluso a provocar la no rentabilidad de las plantas españolas de cogeneración.

Valor bursátil de Abengoa

A partir de la suma de los valores actuales obtenidos en cada planta, se obtuvo el valor actual de la empresa sin deuda. A este valor se le sustrajo la deuda viva que posee la compañía, obteniendo se esta manera en Enterprise Value.

Abengoa posee dos tipos de acciones que cotizan en España, las de clase A y las de clase B. Las acciones de clase A y las acciones de clase B, a fecha de 28 de Abril de 2014 cotizan a 3,98€ y 3,14€ respectivamente. Se ha calculado mediante una ponderación de ambos tipos de acciones, el número de acciones eficaz que posee Abengoa, obteniéndose 91223623,33 acciones de Abengoa, de valor nominal 1€.

El valor de Abengoa obtenido mediante la valoración de los activos y calculado con la división de EV entre el número de acciones eficaces, es de 3,64€/acción. Este valor se considera coherente, puesto que está en torno a los valores bursátiles de las acciones de Abengoa. El motivo de que sea más bajo, que el valor de las acciones de clase A, viene determinado por los cambios en las rentabilidades de las tecnologías producidos por la reforma y que aún no han sido reflejados en bolsa de manera fiel, pues hasta hace pocas semanas, no se habían definido aún completamente los cambios que se han introducido.

Referencias

- D. Méndez Baiges, “Números Gordos en el análisis económico-financiero”, CINTER. 2011.
- Abengoa, Negocio [Online]. 2014.
- Carlos Sallé Alonso, “El déficit de tarifa y la importancia de la ortodoxia en la regulación del sector eléctrico”, No 35 Papeles de Cuadernos de Energía, Club Español de la Energía. 2012.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), “Plan de Energías Renovables 2011-2020”. 2011.
- Boletín Oficial del Estado, “Real Decreto-ley 9/2013”. 2013.
- Boletín Oficial del Estado, “Real Decreto 661/2007”. 2007.
- International Energy Agency, Nuclear Energy Agency y Organisation For Economic Co-Operation And Development, “Projected costs of generating electricity”. 2010.
- Bolsa de Madrid, “Mercados y Cotizaciones”. 2014.

FINANCIAL ASSESSMENT OF A COMPANY FROM THE ENERGY SECTOR

ABSTRACT

Introduction

A financial assessment provides an estimation of the present value of the analyzed company. It consists of an in-depth study of the company for obtaining information of their economic and financial situation. Often, in order to facilitate analysis, the value of the company is calculated as the sum of its divisions or business units. To this extent, a comprehensive diagnosis of each business line is made in order to know its value. Thus, information will be obtained, not only on the overall value of the company, but also on the profitability of each of the activities of the company.

According to the stated above, a financial assessment not only allows to know the value of the analyzed company but also provides a valuable information that can have many and different purposes. Among them, estimating the price of the company from its value and identifying the sources of value creation or technologies that are a good investment. It is important to appreciate the difference between value and price terms, are the most common ones. The price of the company is the value at which it is sold, while the value of the company is what it is really worth (taking into account its assets and liabilities). Ergo, the market cap or price of a share of a company does not necessarily match the value of the company divided by the number of shares issued.

This project will evaluate Abengoa as a company that belongs to the energy sector. Abengoa is dedicated to the application of technology solutions for sustainability in the energy and environment sectors. Abengoa's business is structured around three activities: Engineering and Construction, Concession-type Infrastructures and Industrial Production. They have a great variety of assets invarious technologies such as solar, wind, desalination, power lines, cogeneration and biofuels.

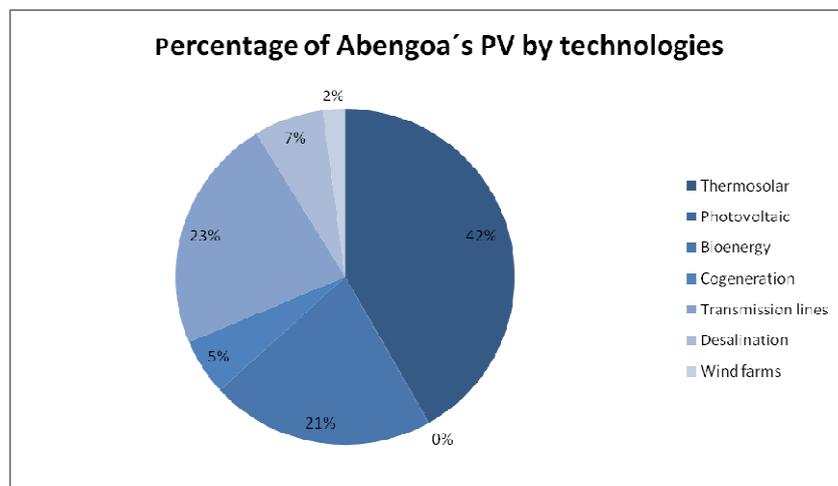


Figure 1: Percentage of Abengoa's PV by technologies. Source: Author.

Methodology

The value of a company with debt or Enterprise Value (EV) by discounted cash flows is calculated by subtracting the debt of the company to the Present Value (PV) of Abengoa. The present value of the firm is obtained by assessment of the components. The total value of Abengoa, excluding the debt, will therefore be the sum of the present values of the free cash flows of the assets expected to be obtained, updated with the weighted average cost of capital (WACC). The most important thing in an assessment by discounted cash flows (DCF) is the projection on the future of the income of the company, what forces to know everything of the company and the sector to make a best estimation of its evolution in time. In this case, to perform the assessment of assets classified by technology, it is essential to make a deep study of each one in order to make a good financial model that realistically represents the future cash flows to be obtained.

Therefore, to do the financial assessment by the method of discount cash flows, the steps are:

- In-depth and detailed analysis of each technology to do the financial model.
- Projection of the income statement and balance sheet.
- Attainment of the free cash flows.
- Calculation of the weighted average cost of capital.
- Update the free cash flows with the WACC rate.
- Calculation of the Present Value.

The free cash flow (FCF) represents the ability of a company or an asset to generate cash (amount of money remaining after all payments) regardless their financial structure. It's the amount of money available to meet payments of financial resources of the company or the asset, both to cover acquired loans with banks and to distribute dividends to shareholders debt once payments to suppliers and purchases of fixed assets (buildings, machinery...) have been deducted.

In this project it has been estimated that purchases of fixed assets and equipment are done at the beginning of the construction and operation of each plant, so this amount would be included in the initial investment and is not present in the free cash flow. In addition, to simplify the assessment, it was considered that both clients and providers make their payments at the time the transactions are carried out so that, the variation of Working Capital Requirements has been established as zero.

The weighted average cost of capital (WACC), with which the calculated free cash flows will be updated, is the weighted average cost of capital at which the asset is being financed. This rate is the one at which it is updated the free cash flow in order to know whether it is going to be able to give back to the funding sources or not. An asset would be capable if the PV updated with the WACC is greater than or equal to zero. Each asset analyzed has two main sources of funds: debt and equity. The cost of the debt is the annual interest rate set by the banks for the loan made and the cost of capital is the minimum return required by shareholders to invest or keep the money in the project. If the return on investment is greater than the weighted average cost of capital (WACC), it would be capable to give back to the funding sources.

Once the free cash flows are updated with the WACC rate, it is calculated the Net Present Value (NPV) of the investment, which is the amount of capital that is expected from the investment above the WACC rate. Ergo, it is the amount you expect to win over the money you need to give back the funding. It is calculated by subtracting the amount invested (money invested in the construction and startup of the plant) to the present value of the FCF updated.

Another important financial parameter of an asset or project is the so-called Internal Rate of Return (IRR). The IRR is the discount rate that makes the NPV equal to zero (FCF updated with the IRR –initial investment = 0). It represents the profitability of the project as an annual percentage of the investment.

Currently, due to energetic reform started in July 2013 in Spain, the remuneration of the special regime plants from 2014, will be made based in obtaining a return on investment (IRR) before tax of 7.5%, as established in the Real Decreto-ley 9/2013.

Results

The financial assessment has allowed to know the energy sector and the profitability of its various technologies as well as the value of the shares of Abengoa.

The main results of each of the technologies can be summarized in the following table:

	Sector value (M€)	Installed capacity (MW)	PV per unit installed (M€)	Average IRR (%)	Percentage of PV
Thermosolar	9102,42	1641	5,55	6,50	41,74%
Photovoltaic	27,82	11,7	2,38	4,87	0,13%
Bioenergy	4654,45	3236	1,44	8,90	21,34%
Cogeneration	1160,02	1091,1	1,06	5,68	5,44%
Transmission lines	4928,19	6713	0,73	9,79	22,60%
Desalination	1451,72	805000	1803,38	8,77	6,66%
Wind farms	457,44	114	4,01	9,81	2,10%

Table 1: Summary of key metrics of Abengoa's business. Source: Author.

It has been found that the technologies more profitable for the company are wind farms and transmission lines. However, regarding benefits, technologies that contribute most to the value of Abengoa are thermosolar, bioenergy and transmission lines, accounting for almost 86% of its current value.

The value of the shares of Abengoa, calculated as explained above, is shown in the following table:

	Assets' PV (M€)
	17722,07
-	Debt (M€)
	17389,87
=	Enterprise Value (M€)
	332,20
÷	Share volume
	91223623,33
=	Market cap (€)
	3,64

Table 2: Calculation of the market cap of Abengoa. Source: Author.

Conclusions

Therefore, it can be concluded that the technologies that supposed a higher value to Abengoa are bioenergy, thermosolar and transmission lines. The profitability obtained for each of the technologies is around the average values of their sectors, so we can affirm that Abengoa is making a good perform of their assets. All plants that Abengoa has abroad are reasonably profitable, not being the thermosolar, the photovoltaic and the cogeneration plants in Spain.

It can be concluded therefore that despite the good management that Abengoa does with its assets, the energy reform carried out in July 2013 in Spain has been very harmful to the company regarding the profitability of their solar thermal and photovoltaic plants, even causing no profitability of Spanish cogeneration plants.

Market value of Abengoa

The current present of the company without debt was obtained from the sum of the present values obtained on each plant. This value was subtracted the debt held by the company, obtaining in this way its Enterprise Value.

Abengoa has two types of shares traded in Spain, the Class A and Class B. Both shares, Class A and Class B shares, which in April 28 2014 were traded at 3.98€ and 3.14€ respectively. It has been calculated, by weighting the two types of shares, the number of effective shares of Abengoa, obtaining 91,223,623.33 Abengoa shares, par value 1€.

Abengoa's value obtained by rating the assets and calculated dividing the EV by the number of effective shares, amount to 3.64 €/share. This value is considered consistent, since it is in between stock prices of the shares of Abengoa. The reason why is lower the value of the Class A share, is determined by the changes in the profitability of the technologies produced by the energetic reform, that have not yet been reflected faithfully in the stock market, because until a few weeks ago, the changes introduced had not been fully defined.

References

- D. Méndez Baiges, “Números Gordos en el análisis económico-financiero”, CINTER. 2011.
- Abengoa, Negocio [Online]. 2014.
- Carlos Sallé Alonso, “El déficit de tarifa y la importancia de la ortodoxia en la regulación del sector eléctrico”, No 35 Papeles de Cuadernos de Energía, Club Español de la Energía. 2012.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), “Plan de Energías Renovables 2011-2020”. 2011.
- Boletín Oficial del Estado, “Real Decreto-ley 9/2013”. 2013.
- Boletín Oficial del Estado, “Real Decreto 661/2007”. 2007.
- International Energy Agency, Nuclear Energy Agency y Organisation For Economic Co-Operation And Development, “Projected costs of generating electricity”. 2010.
- Bolsa de Madrid, “Mercados y Cotizaciones”. 2014.

Índice

1.	Introducción.....	23
1.1.	Ingeniería y construcción.....	26
1.2.	Infraestructuras de tipo concesional.....	26
1.3.	Producción industrial.....	27
2.	Estado de la cuestión.....	29
3.	Hechos relevantes.....	31
3.1.	Hechos relevantes 2014.....	31
3.1.1.	Abril 2014.....	31
3.1.2.	Marzo 2014.....	31
3.1.3.	Febrero 2014.....	32
3.1.4.	Enero 2014.....	32
3.2.	Hechos relevantes 2013.....	32
3.2.1.	Octubre 2013.....	32
3.2.2.	Septiembre 2013.....	33
3.2.3.	Julio 2013.....	33
3.2.4.	Abril 2013.....	34
3.2.5.	Febrero 2013.....	34
3.3.	Hechos relevantes 2012.....	35
3.3.1.	Noviembre 2012.....	35
3.3.2.	Octubre 2012.....	35
3.3.3.	Septiembre 2012.....	35
3.3.4.	Agosto 2012.....	36
3.3.5.	Mayo 2012.....	36
3.3.6.	Abril 2012.....	37
3.3.7.	Marzo 2012.....	37
3.4.	Hechos relevantes 2011.....	37
3.4.1.	Noviembre 2011.....	37
3.4.2.	Octubre 2011.....	38
3.4.3.	Agosto 2011.....	39
3.4.4.	Julio 2011.....	39
3.4.5.	Junio 2011.....	39
3.4.6.	Mayo 2011.....	40
3.4.7.	Marzo 2011.....	41
3.4.8.	Febrero 2011.....	41

3.5.	Hechos relevantes 2010	41
3.5.1.	Diciembre 2010	41
3.5.2.	Octubre 2010	42
3.5.3.	Septiembre 2010.....	42
3.5.4.	Agosto 2010.....	42
3.5.5.	Julio 2010	42
3.5.6.	Junio 2010	43
3.5.7.	Mayo 2010.....	43
3.5.8.	Abril 2010.....	43
3.5.9.	Marzo 2010.....	43
3.5.10.	Enero 2010.....	44
3.6.	Hechos relevantes 2009	44
3.6.1.	Noviembre 2009	44
3.6.2.	Junio 2009	45
3.6.3.	Mayo 2009.....	45
3.7.	Hechos relevantes 2008	46
3.7.1.	Junio 2008	46
3.8.	Hechos relevantes 2007	46
3.8.1.	Noviembre 2007	46
3.8.2.	Agosto 2007.....	46
3.8.3.	Junio 2007	47
4.	Caracterización del modelo de negocio.....	49
4.1.	Tecnología termosolar.....	49
4.1.1.	Centrales de torre.....	49
4.1.2.	Captadores cilindro parabólicos	51
4.1.3.	Concentradores lineales Fresnel.....	52
4.1.4.	Disco parabólico Stirling.....	53
4.2.	Tecnología Solar Fotovoltaica (PV).....	54
4.2.1.	Paneles solares fotovoltaicos.....	55
4.2.2.	Inversores	57
4.2.3.	Seguidores solares.....	57
4.3.	Bioenergía.....	58
4.3.1.	Bioetanol.....	59
4.3.2.	Biodiesel	61
4.4.	Cogeneración	62
4.4.1.	Cogeneración con turbina de vapor.....	64
4.4.2.	Cogeneración con turbina de gas.....	65

4.4.3.	Cogeneración con ciclo combinado.....	66
4.4.4.	Cogeneración con motores alternativos.....	66
4.4.5.	Trigeneración.....	67
4.5.	Líneas de transmisión	68
4.5.1.	Línea aérea de transmisión.	71
4.5.2.	Línea subterránea de transmisión.	72
4.6.	Desalación.....	72
4.6.1.	Desalación por ósmosis inversa.....	72
4.6.2.	Desalación por destilación.....	73
4.6.3.	Desalación por congelación.....	74
4.6.4.	Desalación mediante evaporación relámpago	74
4.6.5.	Electrodialisis	74
4.7.	Tecnología Eólica	74
5.	Valoración financiera	77
5.1.	Valoración por flujos de caja	77
5.2.	Valoración por tecnologías	79
5.2.1.	Valoración del negocio de termosolar.....	79
5.2.2.	Valoración del negocio fotovoltaico.....	82
5.3.	Valoración del negocio de la bioenergía.....	84
5.3.1.	Bioetanol.....	85
5.3.2.	Biodiesel	87
5.4.	Valoración del negocio de la cogeneración	88
5.4.1.	Turbina de gas	89
5.4.2.	Turbina de vapor.....	90
5.4.3.	Ciclo combinado.....	91
5.5.	Valoración del negocio de las líneas de transmisión	93
5.6.	Valoración del negocio de la desalación.....	94
5.7.	Valoración del negocio eólico	95
6.	Resultados.....	97
6.1.	Resultados por tecnologías	97
6.1.1.	Termosolar.....	97
6.1.2.	Fotovoltaica	98
6.1.3.	Bioenergía.....	99
	Bioetanol.....	99
	Biodiesel	100
6.1.4.	Cogeneración	102

Turbina de gas	102
Turbina de vapor.....	103
Ciclo combinado (ISCC)	104
6.1.5. Líneas de transmisión	105
6.1.6. Desalación	106
6.1.7. Parques eólicos	107
6.2. Resultados globales.....	108
7. Conclusiones.....	111
7.1. Resultados por tecnologías	111
7.2. Resultados globales.....	112
ANEXO I: Lista de activos de Abengoa	119
ANEXO II: Plantas bases	121

Índice de figuras

Figura 1: Fuentes del origen de la electricidad española en 2013. Fuente: Red eléctrica Española.	23
Figura 2: Porcentaje de cobertura de las energías renovables. Fuente: Red Eléctrica Española	24
Figura 3: Evolución del déficit de tarifa. Fuente: CNE.....	24
Figura 4: Diagrama de flujos económicos en el mercado eléctrico español. Fuente: El déficit de tarifa y la importancia de la ortodoxia en la regulación del sector eléctrico. .	25
Figura 5: Diagrama de financiación del déficit de tarifa. Fuente: El déficit de tarifa y la importancia de la ortodoxia en la regulación del sector eléctrico.	25
Figura 6: Distribución de Abengoa por países. Fuente: Abengoa.....	26
Figura 7: Ventas y EBITDA por sectores de Abengoa. Fuente: Abengoa.....	27
Figura 8: Fuente: SolarPACES, Energía Solar Térmica de Concentración. Perspectiva Mundial 2009.....	49
Figura 9: Funcionamiento de planta de receptor central. Fuente: www.torresolenergy.com (Torresol Energy).....	50
Figura 10: Planta PS20 Fuente: Abengoa (PS10).....	51
Figura 11: Colectores cilindro-parabólicos en concentración. Fuente: Escuela Europea de Dirección y Empresa.....	52
Figura 12: Funcionamiento concentradores lineales Fresnel. Fuente: Solarpraxis.	53
Figura 13: Funcionamiento disco parabólico Stirling. Fuente: ADR Infor S.L.	54
Figura 14: Funcionamiento generación fotovoltaica. Fuente: News Soli clima.....	55
Figura 15: Proceso de fabricación de células y paneles fotovoltaicos. Fuente: www.electricidad-gratuita.com	56
Figura 16: Tipos de células fotovoltaicas. Fuente: www.cardosolopes.net	56
Figura 17: Inversor. Fuente: Wikipedia.....	57
Figura 18: Panel fotovoltaico con un eje. Fuente: www.adener.com	58
Figura 19: Procesos de fabricación de biocombustibles. Fuente: IRENA.	59
Figura 20: Proceso de obtención del bioetanol. Fuente: Millarium.	60
Figura 21: Granos de destilación solubles (DGS) Fuente: Abengoa.....	61
Figura 22: Biodiesel. Fuente: www.energiasrenovables.com	61

Figura 23: Funcionamiento planta de cogeneración. Fuente: www.energium.com	63
Figura 24: Turbina de vapor. Fuente: Presentación cogeneración en el sector terciario.	65
Figura 25: Cogeneración con turbina de gas. Fuente: Cogeneración en el sector terciario.	65
Figura 26: Cogeneración con ciclo combinado. Fuente: Blog ciclocombinadogasnatural.	66
Figura 27: Cogeneración con motores alternativos. Fuente: Cogeneración en el sector terciario.	66
Figura 28: Trigeneración. Fuente: CYS Ingeniería.	67
Figura 29: Líneas de transmisión. Fuente: Blog fantasticenergy	68
Figura 30: Estructura línea de transmisión. Fuente: Abeinsa.	69
Figura 31: Aislador. Fuente: Grupo TEI México.	69
Figura 32: Tipos de herrajes. Fuente: tuveras.com	70
Figura 33: Malla de puesta a tierra. Fuente: Universidad Tecnológica de Pereira.	71
Figura 34: Pararrayos de línea. Fuente: tecnored.cl	71
Figura 35: Proceso de ósmosis inversa Fuente: google images.	73
Figura 36: Parque eólico. Fuente: Abengoa.	74
Figura 37: Aerogenerador. Fuente: www.renovables-energia.com	75
Figura 38: Localización plantas termosolares. Fuente: Abengoa.	80
Figura 39: Costes O&M termosolar. Fuente: Plan de Energías Renovables 2011-2020.	81
Figura 40: Localización plantas fotovoltaicas. Fuente: Abengoa.	82
Figura 41: Costes O&M fotovoltaica. Fuente: Plan de Energías Renovables 2011-2020.	84
Figura 42: Localización instalaciones de bioenergía. Fuente: Abengoa.	85
Figura 43: Evolución del precio de los productos planta de bioetanol. Fuente: Elaboración propia.	86
Figura 44: Evolución del precio de las materias primas de las instalaciones de bioetanol. Fuente: Elaboración propia.	86
Figura 45: Evolución del precio de los productos planta de biodiesel. Fuente: Elaboración propia.	87
Figura 46: Evolución del precio de las materias primas de las instalaciones de biodiesel. Fuente: Elaboración propia.	88

Figura 47: Localización plantas de cogeneración. Fuente: Abengoa.	89
Figura 48: Evolución del precio del gas. Fuente: Elaboración propia.....	90
Figura 49: Parámetros cogeneración. Fuente: Review of Combined Heat and Power Technologies.....	92
Figura 50: Localización líneas de transmisión. Fuente: Abengoa.....	93
Figura 51: Localización plantas desaladoras. Fuente: Abengoa.....	94
Figura 52: Localización parques eólicos. Fuente: Abengoa.....	95
Figura 53: Evolución del FCL de Solnova 3. Fuente: Elaboración propia.....	97
Figura 54: Evolución del FCL de Copero PV. Fuente: Elaboración propia.....	99
Figura 55: Evolución del FCL de Bioetanol Galicia. Fuente: Elaboración propia.....	100
Figura 56: Evolución del FCL de AB San Roque. Fuente: Elaboración propia.....	101
Figura 57: Evolución del FCL de Biocarburantes Castilla y León. Fuente: Elaboración propia.	102
Figura 58: Evolución del FCL de AB Sao Joao. Fuente: Elaboración propia.....	103
Figura 59: Evolución del FCL de Stalowa Wola. Fuente: Elaboración propia.	104
Figura 60: Evolución del FCL de ATE IV. Fuente: Elaboración propia.....	105
Figura 61: Evolución del FCL de Chennai. Fuente: Elaboración propia.	106
Figura 62: Evolución del FCL de Palmatir. Fuente: Elaboración propia.	107
Figura 63: Evolución de los valores en bolsa desde 2010. Fuente: Abengoa	113
Figura 64: Evolución de los valores en bolsa desde 2010. Fuente: Rankia.....	114

Índice de tablas

Tabla 1: Tabla comparativa. Fuente: Elaboración propia.....	68
Tabla 2: Parámetros Solnova 3. Fuente: Elaboración propia.	80
Tabla 3: Plantas termosolares Abengoa. Fuente: Elaboración propia.....	82
Tabla 4: Parámetros Copero PV. Fuente: Elaboración propia.....	83
Tabla 5: Plantas fotovoltaicas Abengoa. Fuente: Elaboración propia.....	84
Tabla 6: Parámetros Bioetanol Galicia. Fuente: Elaboración propia.	85
Tabla 7: Parámetros AB San Roque. Fuente: Elaboración propia.	87
Tabla 8: Instalaciones de bioenergía Abengoa. Fuente: Elaboración propia.	88
Tabla 9: Prámetros Biocarburantes Castilla y León. Fuente: Elaboración propia.....	90
Tabla 10: Parámetros AB Sao Joao. Fuente: Elaboración propia.....	91
Tabla 11: Parámetros Stalowa Iowa. Fuente: Elaboración propia.....	91
Tabla 12: Plantas cogeneración Abengoa. Fuente: Elaboración propia.	92
Tabla 13: Parámetros ATE IV. Fuente: Elaboración propia.	93
Tabla 14: Líneas de transmisión Abengoa. Fuente: Elaboración propia.....	94
Tabla 15: Parámetros Chennai. Fuente: Elaboración propia.	95
Tabla 16: Plantas desaladoras. Fuente: Elaboración propia.	95
Tabla 17: Parámetros Palmatir. Fuente: Elaboración propia.....	96
Tabla 18: Parques eólicos. Fuente: Elaboración propia.	96
Tabla 19: Resultados obtenidos para la planta termosolar Solnova 3. Fuente: Elaboración propia.....	97
Tabla 20: Principales magnitudes negocio termosolar. Fuente: Elaboración propia.	98
Tabla 21: Resultados obtenidos para la planta fotovoltaica Copero PV. Fuente: Elaboración propia.....	98
Tabla 22: Principales magnitudes negocio fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia. ..	99
Tabla 23: Resultados obtenidos para la planta Bioetanol Galicia. Fuente: Elaboración propia.....	100
Tabla 24: Resultados obtenidos para la planta AB San Roque Fuente: Elaboración propia.....	101
Tabla 25: Principales magnitudes negocio de la bioenergía. Fuente: Elaboración propia.	101

Tabla 26: Resultados obtenidos para la planta Biocarburantes Castilla y León. Fuente: Elaboración propia.....	102
Tabla 27: Resultados obtenidos para la planta AB Sao Joao. Fuente: Elaboración propia.	103
Tabla 28: Resultados obtenidos para la planta Stalowa Wola. Fuente: Elaboración propia.	104
Tabla 29: Principales magnitudes negocio de la cogeneración. Fuente: Elaboración propia.	104
Tabla 30: Resultados obtenidos para la línea ATE IV. Fuente: Elaboración propia....	105
Tabla 31: Principales magnitudes negocio de las líneas de transmisión. Fuente: Elaboración propia.....	106
Tabla 32: Resultados obtenidos para la planta desaladora Chennai. Fuente: Elaboración propia.	106
Tabla 33: Principales magnitudes negocio de la desalación. Fuente: Elaboración propia.	107
Tabla 34: Resultados obtenidos para el parque eólico Palmatir. Fuente: Elaboración propia.	107
Tabla 35: Principales magnitudes negocio eólico. Fuente: Elaboración propia.....	108
Tabla 36: Ponderación para el cálculo del número de acciones de Abengoa. Fuente: Elaboración propia.....	108
Tabla 37: Cálculo del valor en bolsa de Abengoa. Fuente: Elaboración propia.	109
Tabla 38: Resultados principales por tecnologías. Fuente: Elaboración propia.....	111

1. Introducción

En las últimas dos décadas, España ha experimentado un crecimiento económico y tecnológico que ha llevado a su desarrollo y por tanto, al aumento de la necesidad energética. El sistema energético español se basó principalmente en la generación de electricidad en centrales térmicas de combustibles fósiles (especialmente carbón y fueloil) hasta el año 2000, año en el que con esta tecnología se producía un 56% de la energía generada en España. La escasa presencia de yacimientos de estos combustibles en el país elevó la dependencia energética española hasta el 88% en 2008, una cifra muy superior al resto de países de la Unión Europea. A partir del año 2000, se produjo una penetración de las energías renovables y un gran aumento en la construcción de centrales de ciclo combinado, cuya cobertura de la demanda alcanzó en 2010 un 35% y un 29% respectivamente. La energía eólica, también ha experimentado un gran aumento en estos últimos años, llegando a cubrir en 2013 un 21,1% de la demanda, por encima de la energía nuclear, que siempre ha sido base en España y cuya contribución actual a la demanda es de aproximadamente el 21%. Este desarrollo de las energías renovables, junto con la actual crisis económica que sufre el país, ha provocado una disminución de la dependencia energética española. No obstante, España sigue teniendo una dependencia energética por encima de la del resto de países de la Unión Europea.

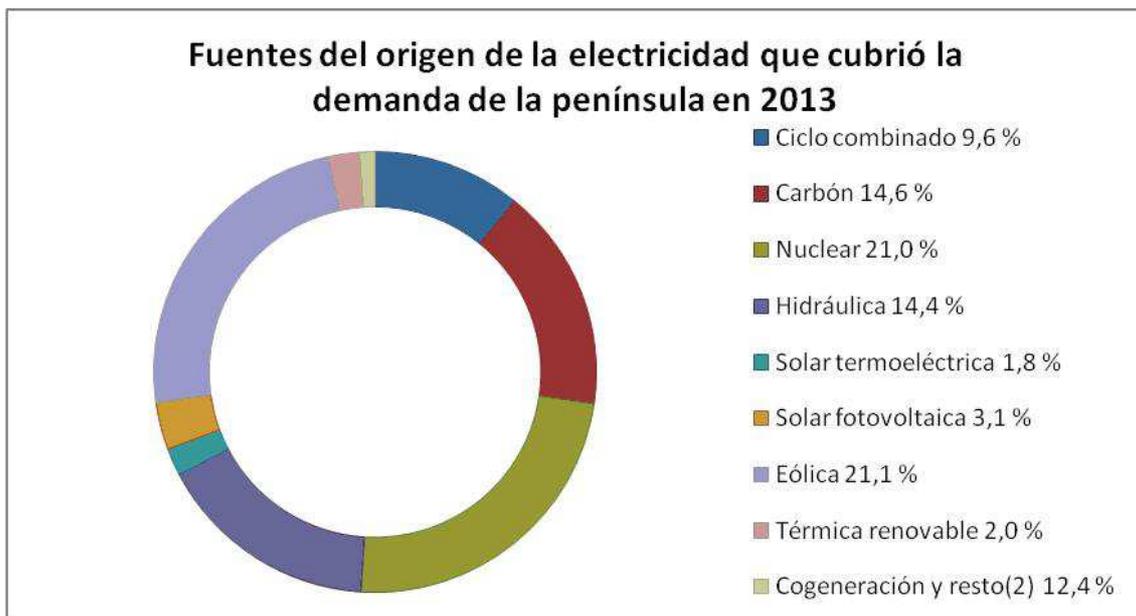


Figura 2: Fuentes del origen de la electricidad española en 2013. Fuente: Red eléctrica Española.

En los últimos años, las energías renovables se han convertido en un instrumento fundamental de la política energética española para lograr un desarrollo sostenible y conseguir la reducción de la dependencia energética del exterior. El desarrollo de estas energías ha sido provocado en su mayor parte por las leyes y decretos establecidos por el Gobierno de España y por los planes energéticos creados por la Unión Europea. Se han promovido numerosas acciones para incrementar la eficiencia energética, la reducción de emisiones de GEI y la conservación del medio ambiente. Entre estas acciones, cabe destacar la propuesta de acción integral lanzada por la Comisión Europea

en 2009, llamada “Paquete Verde” que plantea este triple objetivo para 2020; el sistema de retribución con primas y el Plan de energías renovables del Gobierno de España.

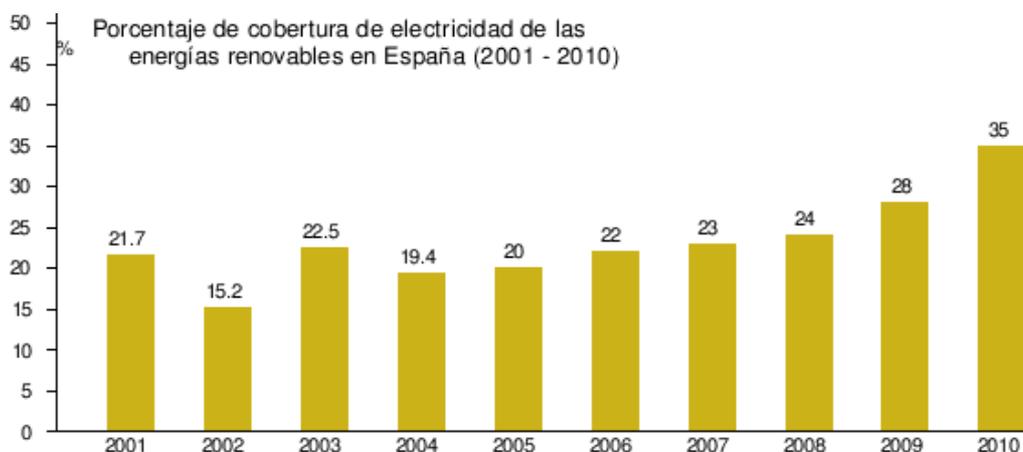


Figura 3: Porcentaje de cobertura de las energías renovables. Fuente: Red Eléctrica Española

Sin embargo, en julio de 2013 se publicó el Real Decreto-ley 9/2013, que suprime las primas del sistema de retribución de electricidad de las renovables. Esta reforma energética se prevé que provoque a largo plazo un cambio en el mix energético del país.

El objetivo de la reforma es atajar el déficit de tarifa, el desajuste entre los costes regulados y los ingresos del sistema eléctrico, que ya supera los 26.000 millones. Los costes regulados, que son aproximadamente la mitad de la factura, incluyen los pagos a la distribución, el transporte, las primas al régimen especial y otros costes como la amortización del déficit de tarifa acumulado. La otra mitad de la factura (el coste de la generación de energía) se fija en una subasta que tiene lugar cada tres meses en el mercado. El déficit de tarifa comenzó a generarse en el año 2000 y se disparó desde 2005, cuando los costes comenzaron a crecer a mucha más velocidad que los ingresos. [AREC13]

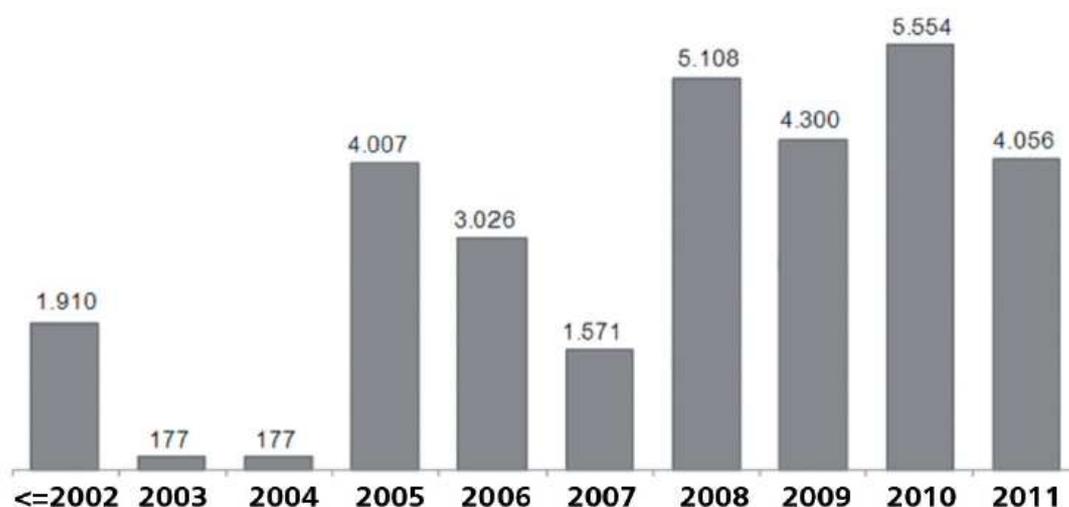


Figura 4: Evolución del déficit de tarifa. Fuente: CNE.

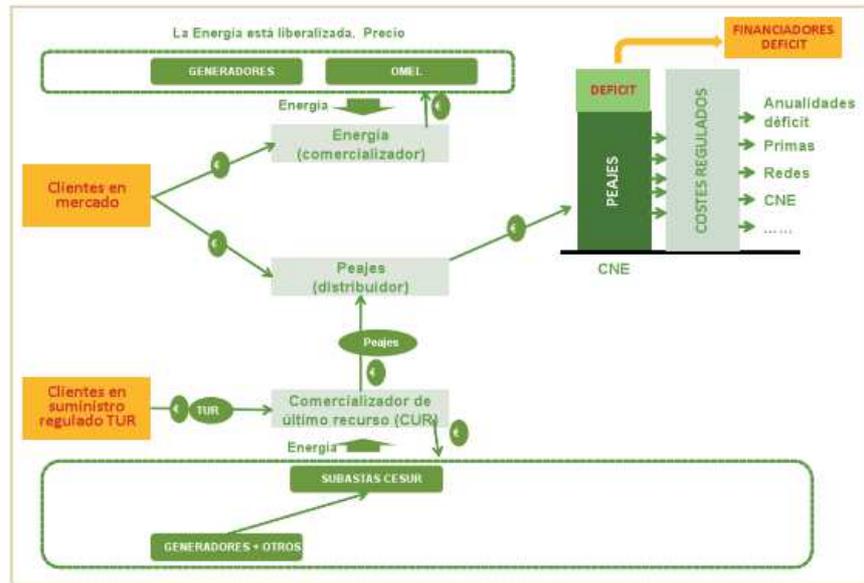


Figura 5: Diagrama de flujos económicos en el mercado eléctrico español. Fuente: El déficit de tarifa y la importancia de la ortodoxia en la regulación del sector eléctrico.

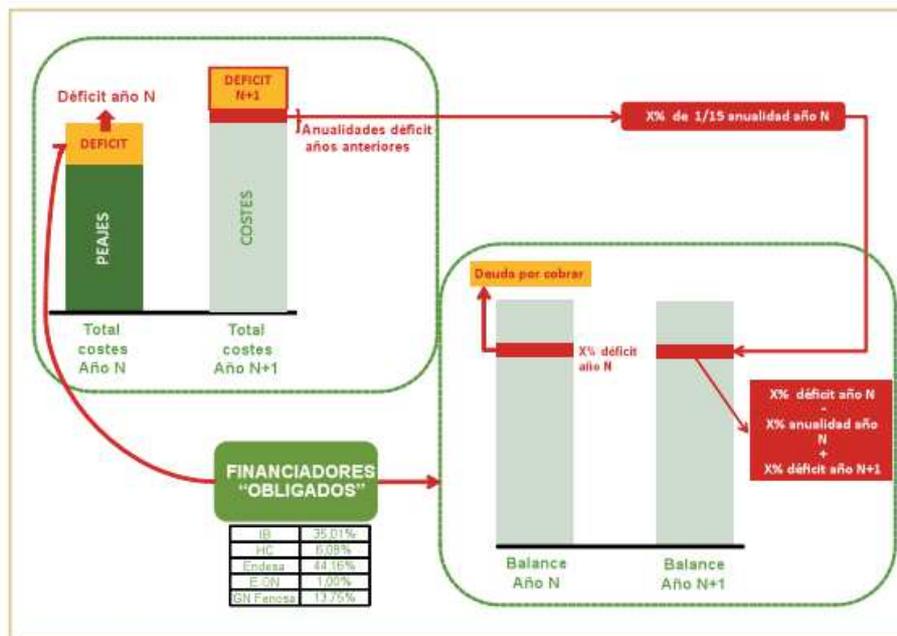


Figura 6: Diagrama de financiación del déficit de tarifa. Fuente: El déficit de tarifa y la importancia de la ortodoxia en la regulación del sector eléctrico.

Debido a estos cambios en las políticas energéticas del país y en el sistema de retribución, es necesario realizar una valoración de las distintas tecnologías, con el objetivo de analizar su rentabilidad y que las empresas generadoras de electricidad puedan establecer estrategias a futuro.

Este proyecto, consiste en la valoración financiera de una empresa del sector energético, en concreto Abengoa. En la actualidad, Abengoa es una compañía internacional que aplica soluciones tecnológicas innovadoras para el desarrollo sostenible en los sectores

de energía y medioambiente, generando electricidad a partir del sol, produciendo biocombustibles, desalando agua de mar o reciclando residuos industriales. Está presente en más de setenta países y obtuvo en el ejercicio de 2012 unas ventas de 7.783,3 millones de euros y un EBITDA de 1.246,3 millones de euros. El desarrollo estratégico de Abengoa se fundamenta en la generación de opciones de futuro para un mundo sostenible. Como resultado de dicha estrategia, Abengoa ofrece hoy una combinación de actividades diversificadas en mercados y cartera de clientes, lo que refuerza sus capacidades frente a su negocio original de ingeniería. [ABE_14]

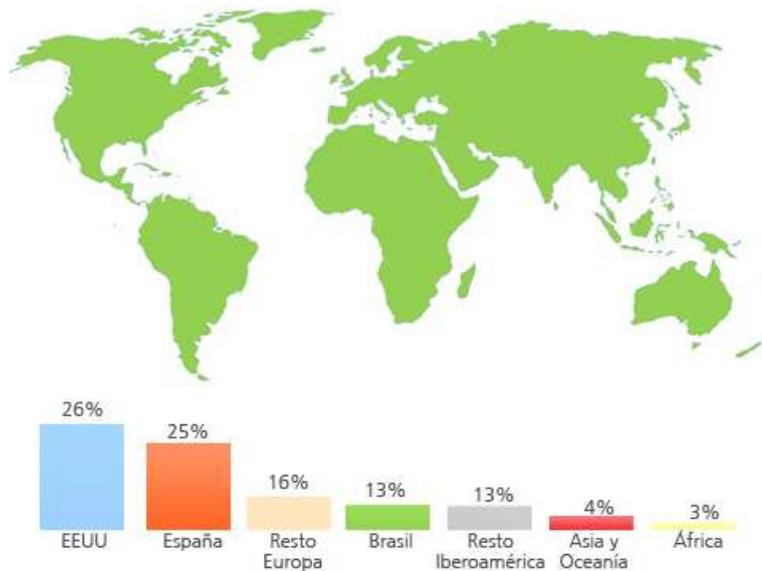


Figura 7: Distribución de Abengoa por países. Fuente: Abengoa

Abengoa está especializada en dos sectores, energía y medioambiente, donde son líderes internacionales. En ambos sectores Abengoa desarrolla su negocio en torno a tres actividades.

1.1. Ingeniería y construcción.

Tienen más de 70 años de experiencia en el mercado, desarrollando proyectos de ingeniería y construcción. Son especialistas en la ejecución de proyectos "llave en mano" entre los que se encuentran plantas termosolares, plantas fotovoltaicas, plantas híbridas de gas-solar, plantas de generación convencional, desaladoras, líneas de transmisión y plantas de producción de biocombustibles.

1.2. Infraestructuras de tipo concesional.

Abengoa posee gran cantidad de activos propios de carácter concesional, donde los ingresos están regulados mediante contratos de venta a largo plazo, tipo compra garantizada ("takeorpay") o suministro-venta de energía ("powerpurchaseagreement"). Incluyen en esta actividad la operación de plantas de generación eléctrica (solares, cogeneración o eólicas) y de desalación, así como de líneas de transmisión.

1.3. Producción industrial.

Esta actividad agrupa los negocios de alto componente tecnológico, como los biocombustibles o el desarrollo de tecnología solar, donde la compañía posee una posición de liderazgo en los mercados geográficos donde opera.

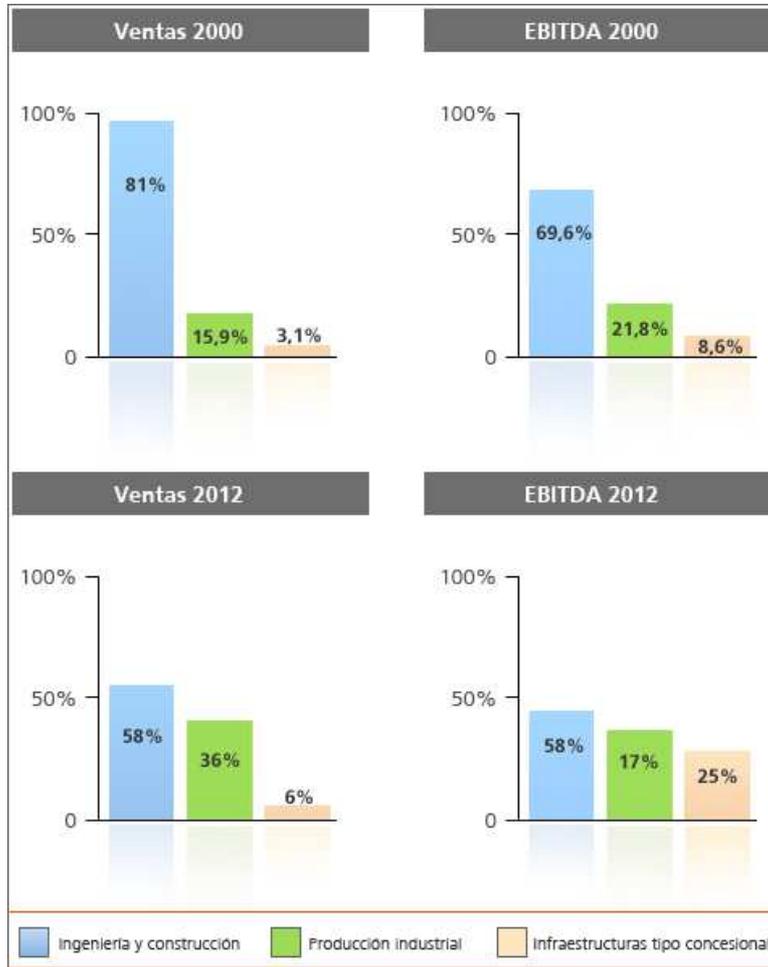


Figura 8: Ventas y EBITDA por sectores de Abengoa. Fuente: Abengoa

Debido a la integración tanto horizontal como vertical con la que cuenta Abengoa, se ha supuesto que la manera óptima de valorarla, es dividiéndola según las tecnologías que opera, en vez de según sus tres actividades. Por ello, en los próximos capítulos se realizará un análisis y un modelo financiero para cada una de sus tecnologías.

2.Estado de la cuestión

Anualmente Abengoa presenta sus Cuentas Anuales en su página web, donde reflejan de manera fiel el estado de sus cuentas, su patrimonio y su situación financiera en general. A partir de estos datos publicados, tanto accionistas como inversores pueden analizar el estado de la empresa y tomar decisiones sobre su capital. Sin embargo, debido a la reciente reforma del sector energético, la retribución de las plantas que opera Abengoa ha cambiado y por tanto, es necesario realizar una valoración de la empresa para conocer su valor actual.

La valoración financiera permite obtener una estimación sobre el valor real de la empresa analizada. Consiste en el estudio profundo de la compañía para obtener información sobre su situación económica-financiera. En muchas ocasiones, con el objeto de facilitar el análisis, el valor de la empresa se calcula como la suma de sus distintas divisiones o unidades de negocio. Para ello, se realiza un diagnóstico exhaustivo de cada línea de negocio con el objetivo de conocer su valor. De este modo, se obtendrá información no solo sobre el valor global de la empresa sino también sobre la rentabilidad de cada una de las actividades de la empresa.

De acuerdo a lo comentado anteriormente, una valoración financiera no sólo permite conocer el valor de la empresa analizada sino que también aporta una gran cantidad de información que puede tener muchos y muy distintos propósitos. Entre estos están la estimación del precio de la empresa a partir del valor de esta y la identificación de las fuentes de creación de valor o tecnologías que suponen una buena inversión. Es importante apreciar la diferencia entre los términos valor y precio. El precio de la empresa es el valor al que se vendería ésta, mientras que el valor de la empresa es lo que realmente vale (teniendo en cuenta su activo y su pasivo). Es decir, el valor en bolsa o precio de una acción de una empresa no coincidirá con el valor de la empresa dividido entre el número de acciones que esta ha emitido.

En este proyecto se va a valorar Abengoa como empresa perteneciente al sector energético. Abengoa se dedica a la aplicación de soluciones tecnológicas para el desarrollo sostenible en los sectores de energía y medioambiente. Desarrolla su negocio es torno a tres actividades: Ingeniería y construcción, Infraestructuras de tipo concesional y Producción Industrial. Entre sus activos cuenta con diversas tecnologías entre las que están solar, desalación, líneas eléctricas, cogeneración y biocombustibles.

Debido a la gran cantidad de usos comentados anteriormente, la valoración financiera de una empresa puede estar realizada por múltiples personas o instituciones. Entre estas, cabe destacar la propia empresa, las empresas competidoras y los brokers.

La empresa realizará periódicamente su análisis financiero con el objeto de tener un informe detallado por sectores o tecnologías. Esto le permite estimar el desarrollo de las actividades de acuerdo a la situación del mercado en ese momento y a la legislación vigente y conocer su rentabilidad, evaluando así que líneas de negocio son más rentables. De esta manera, se toman decisiones estratégicas sobre las tecnologías en las que se debe invertir, a qué mercado se deben expandir y en que tecnología deben investigar para desarrollarla en un futuro.

Las empresas competidoras, además de realizar su propia valoración financiera, analizan a las empresas que son su competencia, entre las que se encuentra la empresa que se valora en el proyecto. Esto les permite conocer el mercado, realizar comparaciones entre empresas y analizar sus fortalezas y debilidades.

Los brokers, que asesoran en la compra de acciones de la bolsa, deben conocer el valor de las empresas cotizadas por lo que realizan la valoración financiera de estas y por tanto, de la empresa que es objeto de estudio en el proyecto. Como se comentó anteriormente, el valor obtenido de la valoración financiera es tan solo un indicativo para los brokers, ya que el precio de las acciones no sólo fluctúa según variables de la empresa sino que también depende de factores como la prima del mercado y el riesgo.

Según lo expuesto, la valoración financiera de Abengoa habrá sido desarrollada por múltiples agentes, pero es importante destacar que cada una de ellas habrá tenido un resultado diferente. Esto es debido a que las valoraciones se basan en modelos financieros, y estos son distintos según el individuo que los desarrolle. Con esto se quiere reflejar, que cada valoración es diferente y aporta valor.

Con el desarrollo del proyecto se pretende por tanto:

- Estudiar los diferentes negocios de Abengoa.

Se clasificarán los activos de la empresa según su tecnología y se calculará el valor de cada uno de ellos de acuerdo al modelo financiero de ésta. Esto permitirá obtener el valor total por tecnología y su rentabilidad, conociendo así las líneas de negocio más productivas.

Para el desarrollo del modelo financiero de cada tecnología, habrá que realizar un estudio profundo de cada uno de los negocios, de manera que se lleguen a conocer todos los factores influyentes en ese tipo de explotación. Por ejemplo, el precio de la tarifa eléctrica, la producción eléctrica por MW instalado, el coste de operación y mantenimiento y los años de vida útil de la planta. Además, para la valoración de cada activo en particular, será necesario conocer características específicas de la planta como pueden ser la potencia instalada, la fecha de puesta en marcha, el coste de la inversión y el plazo y el tipo de interés de la financiación ajena.

- Calcular el valor real de las acciones de la empresa y compararlo con el valor en bolsa de la misma.

Se calculará el valor real de las acciones dividiendo el beneficio neto de la empresa, hallado mediante la valoración financiera realizada, entre el número de acciones emitidas.

3. Hechos relevantes

3.1. Hechos relevantes 2014

[ABEN14]

3.1.1. Abril 2014

- *Ampliación de capital liberada para implementar el pago del dividendo del ejercicio 2013 en la forma de "scripdividend".*

El Consejo de Administración de la Sociedad ha acordado llevar a cabo la ejecución del aumento de capital liberado aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Abengoa con el objeto de implementar el pago del dividendo del ejercicio en la forma de "scripdividend" (el "Aumento de Capital"), habiendo determinado los siguientes extremos en relación con la ejecución del Aumento de Capital:

1. El valor de mercado de referencia máximo del Aumento de Capital es de 91.637.458,59 euros.
 2. El número máximo de acciones nuevas a emitir en virtud del Aumento de Capital es 2.148.873 acciones nuevas de la clase A y 22.477.473 acciones nuevas de la clase B.
 3. Serán necesarios 39 derechos de asignación gratuita para recibir una acción nueva de la clase A y 33 derechos de asignación gratuita para recibir una acción nueva de la clase B.
 4. El importe nominal máximo del Aumento de Capital asciende a 2.373.647,73 euros.
 5. El precio de adquisición de cada derecho de asignación gratuita en virtud del compromiso de compra asumido por Abengoa es de 0,111 euros.
- *Presentación del documento de oferta en formato F-1 de AbengoaYieldplc ("AbengoaYield") ante la U.S. Securities Exchange Commission(the "SEC").*
AbengoaYieldplc ("AbengoaYield"), cuyo socio único es Abengoa, ha presentado el documento de oferta en formato "F-1" ante la Comisión de Valores de Estados Unidos (U.S. Securities and Exchange Commission) (la "SEC") en relación con una potencial oferta pública de acciones ordinarias de AbengoaYield.

3.1.2. Marzo 2014

- *Fijación del precio (pricing) de la emisión de bonos de Abengoa Finance, S.A.U por importe de 500 millones de euros.*

Abengoa Finance, S.A.U., filial de la Sociedad, ha iniciado un proceso de emisión de bonos y ha completado con éxito la fijación del precio (pricing) de la emisión, que será por importe de 500 millones de euros, con vencimiento el 31 de marzo de 2021. El precio de los Bonos ha sido fijado en un 100% de su valor nominal. Los Bonos devengarán un cupón del 6% anual pagadero por semestres vencidos.

Los importes netos obtenidos de los Bonos, se prestarán de forma permanente por Abengoa Finance, S.A.U. a la Sociedad. La Sociedad, por su parte, espera reservar los importes netos en efectivo o en valores negociables para cancelar 300 millones de euros del importe de sus bonos con vencimiento en febrero de 2015 y el remanente de los importes netos para pagar anticipadamente hasta el 30 de septiembre de 2014 parte de la deuda sindicada con vencimiento en julio de 2015.

3.1.3. Febrero 2014

- *Admisión a negociación de las nuevas acciones clase B al término del octavo periodo parcial de conversión.*

La junta general extraordinaria de accionistas de Abengoa acordó modificar el artículo 8 de los Estatutos Sociales para introducir un derecho de conversión que permite a los titulares de acciones clase A de la Sociedad convertirlas en acciones clase B hasta el 31 de diciembre de 2017 (el "Derecho de Conversión").

3.1.4. Enero 2014

- *Reducción de capital social para atender las solicitudes de conversión de acciones clase A en acciones clase B de la sociedad.*

El secretario del consejo de administración determinó el número concreto de acciones afectadas por la conversión en un importe de seiscientos treinta y tres mil doscientos sesenta y cinco euros con treinta y ocho céntimos de euro (633.265,38 €), mediante la reducción del valor nominal de seiscientos treinta y nueve mil seiscientos sesenta y dos (639.662) acciones clase A (las "Acciones Afectadas por la Conversión"), cuyo valor nominal pasará de un 1 euro por acción a un céntimo de euro (0,01€) por acción, destinándose los noventa y nueve céntimos de euro (0,99€) por acción restantes a la constitución de una reserva indisponible de las previstas en el artículo 335.1.c de la LSC.

3.2. Hechos relevantes 2013

[ABEN13]

3.2.1. Octubre 2013

- *Reanudación contratos de liquidez sobre acciones clase B de la compañía y del contrato correspondiente a las acciones clase A.*

Ejercicio de la Opción de Suscripción por las entidades aseguradoras del Aumento de Capital Social de Abengoa por la totalidad de treinta y siete millones quinientas mil (37.500.000) acciones clase B al precio de un euro con ochenta céntimos de euro (1,80 €).

Fijación del precio de emisión efectivo de las nuevas acciones clase B de la sociedad, suscripción y desembolso del importe efectivo del Aumento de Capital.

La Sociedad informa de que el procedimiento de prospección de la demanda ha concluido, habiéndose fijado un precio de emisión (incluyendo valor nominal y prima de emisión) de un euro con ochenta céntimos de euro (1,80 €) por cada nueva acción clase B y un importe total de la emisión de cuatrocientos cincuenta millones (450.000.000 €) de euros, por lo que el número total de acciones que se emitirán al amparo del Aumento de Capital será de doscientas cincuenta millones (250.000.000) de acciones. Además, se ha procedido a la firma del contrato de aseguramiento para el Aumento de Capital entre la Sociedad y los bancos aseguradores.

- *Anuncio del compromiso de suscripción proporcional de nuevas acciones clase B del accionista significativo de Abengoa "Inversión Corporativa I.C., S.A.*

El accionista significativo de Abengoa "Inversión Corporativa I.C., S.A." ha manifestado a la Sociedad su intención de presentar una oferta de suscripción de nuevas acciones clase B que se emitan, en su caso, al amparo del Aumento de Capital representativas de sesenta y tres millones de euros (63.000.000€) al precio o tipo de emisión que se fije en el Aumento de Capital.

- *Suspensión temporal de los contratos de liquidez sobre acciones.*

3.2.2. Septiembre 2013

- *Fijación del precio de la emisión de bonos por la sociedad Abengoa Finance S.A.U por importe de 250 millones de euros.*

Abengoa Finance, S.A.U., filial de la Sociedad, ha completado con éxito la fijación del precio (pricing) de la emisión de bonos por importe de 250 millones de euros. El precio de los Bonos ha sido fijado en un 100,25% de su valor nominal más un importe equivalente a aquellos intereses devengados y no pagados, en su caso, desde el 5 de agosto de 2013. Los Bonos devengarán un cupón del 8,875% anual pagadero por semestres vencidos.

La Sociedad espera utilizar los importes netos obtenidos de los Bonos, que se prestarán de forma permanente por Abengoa Finance, S.A.U. a la Sociedad, para repagar anticipadamente cantidades dispuestas bajo un contrato de financiación forward start suscrito por la Sociedad y sus filiales en abril de 2012 que deben repagarse en el año 2014.

3.2.3. Julio 2013

- *Cierre del acuerdo alcanzado entre Abengoa y determinados fondos de inversión gestionados por Triton para transmitir íntegramente la participación que ostenta en Befesa Medio Ambiente.*

La Sociedad informa de que se ha cerrado, con determinados fondos de inversión gestionados por Triton, la operación para transmitir íntegramente a un precio de 1.075 millones de euros (Enterprise Value) la participación que Abengoa ostenta en Befesa Medio Ambiente.

La operación para Abengoa ha supuesto, una vez ajustado por deuda neta, 620 M€: 348 M€ en efectivo al cierre de la operación; una nota de crédito de 48 M€ con un vencimiento a cinco años, y un pago diferido valorado en 225 M€ mediante un instrumento convertible en el 14 % de acciones de Befesa a la salida del fondo de la misma u otros supuestos.

3.2.4. Abril 2013

- *Anuncio de pago del dividendo correspondiente al ejercicio 2012.*

La Junta General Ordinaria de Accionistas de esta procede a la distribución del dividendo correspondiente al ejercicio 2012 por el importe que se detalla a continuación:

1. Importe del dividendo correspondiente al ejercicio de 2012: 0,072 euros brutos por acción.
 2. Retención en su caso 21% sobre importe bruto:0,01512 euros por acción.
 3. Importe neto del dividendo por acción: 0,05688 euros netos por acción.
- Número de acciones emitidas con derecho a dividendo: 538.062.690 acciones.

3.2.5. Febrero 2013

- *Suspensión del Contrato de Liquidez sobre acciones clase B.*
- *Admisión a negociación de las nuevas acciones clase B de la sociedad al término del cuarto periodo parcial de conversión.*
- *Fijación del precio de la emisión de bonos por la sociedad Abengoa Finance S.A.U por importe de 250 millones de euros.*

Abengoa Finance, S.A.U., filial de la Sociedad, ha completado con éxito la fijación del precio (pricing) de la emisión de bonos por importe de 250 millones de euros, con vencimiento el 5 de febrero de 2018. Los Bonos devengarán un cupón del 8,875% anual pagadero semestralmente.

- *Contrato de Liquidez acciones clase A y adecuación a la Circular CNMV de los contratos de liquidez clase A y B.*

Abengoa, S.A. ha suscrito un contrato de liquidez con el Banco Santander Investment Bolsa S.V cuyo objeto es favorecer la liquidez de las transacciones sobre acciones de las acciones clase A admitidas a negociación en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona y negociadas a través del Sistema de Interconexión Bursátil Español, que sustituye al anteriormente existente hasta ahora en vigor sobre esta clase de acciones.

- *Reanudación contratos de liquidez.*
- *Términos de la emisión de Bono Convertible a 6 años por 400MEur.*

I. Nueva emisión de bonos convertibles en acciones clase B de la Sociedad.

Los términos y condiciones que han quedado fijados definitivamente, son los siguientes:

1. La Sociedad, atendiendo a la demanda generada, ha acordado ampliar en ciento cincuenta millones de euros (€150.000.000) adicionales el importe de la Emisión, quedando el mismo establecido en cuatrocientos millones de euros (€400.000.000).
2. La Emisión de los Bonos se realiza con vencimiento a 6 años.
3. Los Bonos devengarán un interés fijo anual pagadero por semestres vencidos del 6,25% anual.
4. Los Bonos serán convertibles, a opción de los bonistas, por acciones clase B de la Sociedad.

5. Conforme a lo previsto en los Términos y Condiciones, el Emisor podrá decidir, en el momento en que los inversores ejerciten su derecho de conversión, si entrega acciones de la Sociedad, efectivo o una combinación de acciones y efectivo.
6. El precio de conversión inicial de los Bonos (el “Precio de Conversión”) es de 3,2695 euros por cada acción clase B de la Sociedad.

La suscripción y desembolso de los Bonos tendrá lugar en la fecha de cierre, inicialmente prevista para el día 17 de enero de 2013.

II. Recompra de las obligaciones convertibles en acciones de la Sociedad emitidas en julio de 2009.

Una vez terminado el proceso de Recompra de Bonos 2014 realizado por Citigroup Global Markets Limited y Deutsche Bank AG, London Branch, en su condición de intermediarios (jointdealer managers), se han fijado los términos y condiciones definitivos de la Recompra, los cuales se indican a continuación:

1. El valor nominal total de los Bonos 2014 objeto de la Recompra ascenderá a noventa y nueve millones novecientos mil euros (€99.900.000).
2. El importe efectivo total de la Recompra ascenderá a ciento ocho millones ciento noventa y ocho mil cuatrocientos trece euros con veintiocho céntimos de euro (€108.198.413,28), resultado de multiplicar el número de Bonos 2014 que se van a adquirir (1.998) por el precio de recompra de cada bono (cincuenta y cuatro mil ciento cincuenta y tres euros con treinta y seis céntimos de euro (€54.153,36)).

- *Suspensión temporal de los contratos de liquidez sobre acciones.*

3.3. Hechos relevantes 2012

[ABEN12]

3.3.1. Noviembre 2012

- *Contrato de Liquidez con para acciones clase B de Abengoa.*

3.3.2. Octubre 2012

- *Convocatoria de asamblea de las emisiones de bonos convertibles 2009 y 2010.*
Abengoa, S.A. (la “Sociedad”) convoca a la asamblea general de bonistas (respectivamente, la “Asamblea General” y los “Bonistas”) de las siguientes emisiones:
 1. Emisión de bonos de Abengoa, S.A., denominada “€200.000,000 6.875 per cent. Senior Unsecured Convertible Notes due 2014”.
 2. Emisión de bonos de Abengoa, S.A., denominada “€250.000,000 4.75 per cent. Senior Unsecured Convertible Notes due 2017”.

3.3.3. Septiembre 2012

- *Reanudación del contrato de liquidez con Santander Investment.*

3.3.4. Agosto 2012

- *Modificación del pacto parasocial firmado entre Abengoa, S.A. y First Reserve Corporation.*

La modificación consiste en que, a la vigente obligación de que "mientras que FRC o cualquiera de sus entidades vinculadas mantenga en propiedad acciones Clase B de Abengoa o cualquier otro instrumento convertible en, o canjeable por, acciones Clase B de Abengoa emitidas de conformidad con lo previsto en el Acuerdo de Inversión o cualquier otro documento de la transacción, no propondrán, ni pedirán al Consejo de Administración que recomiende a los accionistas cualquier modificación en los Estatutos de la Sociedad que afecte de forma adversa la igualdad de derechos de las acciones Clase B y las acciones Clase A en relación con el reparto de dividendos u otras distribuciones análogas tal y como se prevé en los Estatutos", se añade que "si tal propuesta fuera presentada por otro accionista, o por el Consejo de Administración, votarán en contra".

- *Pacto parasocial entre Abengoa, S.A. y su accionista Inversión Corporativa, IC., S.A.*

La Sociedad se compromete, directamente o indirectamente a través de su filial Finarpisa S.A., a:

1. Votar a favor de los acuerdos relativos a los puntos 2º, 3º, 4º, 5º, 6º y 7º del orden del día de la Junta, siempre que se haya comprobado previamente que los citados acuerdos han sido aprobados por la mayoría de los accionistas de la Clase A distintos de Inversión Corporativa.
2. No ejercer sus derechos de voto sino hasta un máximo del 55,93% en los casos en que, a resultas del ejercicio del derecho de conversión de acciones Clase A en Clase B que se prevé incluir en los Estatutos Sociales, vea incrementado el porcentaje total de derechos de voto de los que sea titular sobre el total de derechos de voto de la Sociedad.
3. El porcentaje que represente en todo momento el número de acciones con voto de las que sea titular (ya sean éstas acciones Clase A o acciones Clase B) sobre las acciones totales de la Sociedad no será en ningún momento inferior a la cuarta parte del porcentaje que representan los derechos de voto que esas acciones atribuyan a Inversión Corporativa, en relación con los derechos de voto totales de la Sociedad (es decir, a que sus derechos de voto no sean superiores en más de cuatro veces a sus derechos económicos); y que, en caso de serlo, enajenará acciones de Clase A o las convertirá en Clase B, en la cuantía necesaria para mantener esa proporción.

- *Suspensión temporal del contrato de liquidez con Santander Investment Bolsa.*

3.3.5. Mayo 2012

- *Abengoa concluye con éxito el proceso de refinanciación y sindicación de la deuda corporativa bancaria a largo plazo, por importe de 1.566 M €.*

La Sociedad informa que ha concluido con éxito el proceso de refinanciación y sindicación de la deuda corporativa bancaria a largo plazo, por importe de 1.566 M€. La operación ha sido liderada por el Banco Santander, y coordinada por los 'bookrunner' Bankia, Bank of America ML, Banco Popular, Banco Sabadell y

Société Générale. El proceso ha contado con la participación de 30 entidades financieras. De esta forma, Abengoa asegura sus necesidades de financiación corporativa para los próximos dos años. La compañía se ha reservado el derecho de ampliar dicha financiación por un importe de 300 M€ adicionales.

3.3.6. Abril 2012

- *Comunicación de pago de dividendo correspondiente al ejercicio 2011.*

La Junta General Ordinaria de Accionistas de esta Sociedad ha acordado proceder a la distribución del dividendo correspondiente al ejercicio 2011 por el importe que se detalla a continuación:

1. Importe del dividendo correspondiente al ejercicio de 2011: 0,35 euros brutos por acción.
 2. Retención en su caso 21% sobre importe bruto: 0,0735 euros por acción.
 3. Importe neto del dividendo por acción: 0,2765 euros netos por acción.
- Número de acciones emitidas con derecho a dividendo: 107.612.538 acciones.

3.3.7. Marzo 2012

- *Acuerdo con la Compañía Energética de Minas Gerais (Cemig) para la venta del 50% restante en cuatro concesiones de transmisión en Brasil.*

La Sociedad ha alcanzado un acuerdo con la Compañía Energética de Minas Gerais (CEMIG), a través de su filial Compañía Transmissora Aliança de Energía Eléctrica S.A. para la venta del 50% restante controlado por Abengoa en cuatro concesiones de transmisión denominadas STE, ATE, ATEII y ATE III.

Esta transacción debe ponerse en relación con la anunciada el pasado 3 de junio de 2011, mediante la cual CEMIG adquirió el 50% de las cuatro concesiones objeto de esta operación, y mediante las cuales se transmitirá el 100% del control de las mismas.

La misma podrá suponer (en caso de materializarse por cumplimiento de las condiciones descritas al final) la obtención de unos ingresos en caja de 376 millones de euros y una reducción adicional de deuda bruta de 210 millones de euros, y sigue la estrategia de rotación selectiva de activos ya anunciada y refuerzo en términos de balance.

La operación está sujeta a la aprobación de Compañía Transmissora Aliança de Energía Eléctrica S.A, las entidades financieras prestamistas y de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

3.4. Hechos relevantes 2011

[ABEN11]

3.4.1. Noviembre 2011

- *Cierre de la toma de participación de First Reserve en Abengoa; ampliación de capital de 300 MEur en acciones clase B.*

La Sociedad cerró la operación que da entrada en el capital social de Abengoa a First Reserve Corporation, fondo de inversión de nacionalidad estadounidense

especializado en inversiones dentro del sector energético, mediante el desembolso y plena ejecución de la inversión de 300 M€ en el capital social de Abengoa mediante la suscripción de acciones clase B y de warrants sobre acciones clase B.

3.4.2. Octubre 2011

- *Suspensión temporal del contrato de liquidez con Santander Investment Bolsa.*
- *Acuerdo de inversión con First Reserve Corporation por importe de 300 MEuros en acciones clase B del capital social de Abengoa.*

La Sociedad ha alcanzado un acuerdo con First Reserve Corporation, en adelante First Reserve o FRC, fondo de inversión de nacionalidad estadounidense especializado en capital privado e inversiones dentro del sector energético, en virtud del cual se ha comprometido a invertir 300 M€ en el capital social de Abengoa. Los principales términos económicos del Acuerdo de Inversión son:

1. Abengoa emitirá 17.142.858 nuevas acciones clase B de un valor nominal de 0.01€/acción, a un precio nominal más prima de 17,5€ por acción mediante una ampliación del capital social exclusivamente en acciones clase B a suscribir íntegramente por FRC, con exclusión del derecho de suscripción preferente (la "Ampliación Inicial").
2. FRC suscribirá la Ampliación Inicial por un importe total equivalente a 300M€, desembolsados en efectivo.
3. FRC asume la obligación de no vender la participación en el capital social de Abengoa suscrita en la Ampliación Inicial durante un periodo de dos años y medio, dando a su inversión un carácter estratégico, reforzando los fondos propios de Abengoa y apoyando el desarrollo de su plan estratégico actual. Finalizado este periodo se establecen distintas fórmulas para la venta de su participación o eventualmente su canje en acciones clase A, a elección de Abengoa.
4. Abengoa emitirá 4.020.124 warrants sobre acciones clase B, a un precio de ejercicio de 0,01 euros, que son transmisibles, y que otorgarán a FRC el derecho a suscribir una acción clase B de Abengoa por cada warrant y a recibir un importe en efectivo equivalente al dividendo por acción y otras distribuciones, durante un periodo de 5 años.
5. Participación de FRC en el Consejo de Administración de Abengoa. Una vez materializada la inversión, FRC contará con la facultad de proponer la designación de un consejero en la sociedad, lo que fortalecerá el Consejo de Administración de Abengoa.
6. El cierre de la operación está sujeto, entre otros pertinentes, al visto bueno de las autoridades de competencia de EE.UU., de conformidad con la "Hart-Scott-Rodino Antitrust Improvements Act" de 1976, y para cuya resolución positiva, que se estima recibir en el plazo de un mes, no se espera impedimento.

3.4.3. Agosto 2011

- *Reanudación de las operaciones bajo el contrato de liquidez.*
- *Opciones sobre acciones.*

La Sociedad ha suscrito opciones de compra sobre 450.000 acciones de la propia Sociedad, ejercitables a un precio de 30,27 euros por acción.

La suscripción de dichas opciones tiene la finalidad de proporcionar cobertura parcial a las obligaciones de la Sociedad bajo la emisión de bonos canjeables en acciones de febrero de 2010, por importe total de 250 000 000 euros y con vencimiento el 3 de febrero de 2017 (los “ Bonos 2017”), para el supuesto de ejercicio de la opción de conversión por parte de los bonistas, coincidiendo el precio de ejercicio de las opciones con el precio de canje previsto en los términos y condiciones de los Bonos 2017.

- *Opciones sobre acciones.*

La Sociedad ha suscrito opciones de compra sobre 900.000 acciones de la propia Sociedad, ejercitables a un precio de 30,27 euros por acción.

La suscripción de dichas opciones tiene la finalidad de proporcionar cobertura parcial a las obligaciones de la Sociedad bajo la emisión de bonos canjeables en acciones de febrero de 2010, por importe total de 250 000 000 euros y con vencimiento el 3 de febrero de 2017 (los “ Bonos 2017”), para el supuesto de ejercicio de la opción de conversión por parte de los bonistas, coincidiendo el precio de ejercicio de las opciones con el precio de canje previsto en los términos y condiciones de los Bonos 2017.

- *Opciones sobre acciones.*

La Sociedad ha suscrito opciones de compra sobre 1 000 000 acciones de la propia Sociedad, ejercitables a un precio de 21,125 euros por acción.

La suscripción de dichas opciones tiene la finalidad de proporcionar cobertura parcial a las obligaciones de la Sociedad bajo la emisión de bonos canjeables en acciones de junio de 2009, por importe total de 200 000 000 euros y con vencimiento el 24 de julio de 2014 (los “ Bonos 2014”), para el supuesto de ejercicio de la opción de conversión por parte de los bonistas, coincidiendo el precio de ejercicio de las opciones con el precio de canje previsto en los términos y condiciones de los Bonos 2014.

3.4.4. Julio 2011

- *Suspensión temporal del Contrato de Liquidez con Santander Investment Bolsa, S.V.*

3.4.5. Junio 2011

- *Extensión del Plan de Adquisición de Acciones por un periodo adicional de dos años.*

La Sociedad informa, en relación a la implantación de un Plan de Adquisición de Acciones destinado a los Directivos de Abengoa, de que ha procedido a la extensión de dicho Plan durante un periodo adicional de dos años, hasta 31 de diciembre de 2012, de acuerdo con las entidades financiadoras participantes y los directivos beneficiarios del Plan.

- *Abengoa alcanza acuerdo estratégico con CEMIG, que incluye la venta de participaciones en líneas de transmisión en Brasil por valor de 485 millones de euros.*

La Sociedad ha alcanzado un acuerdo con la Compañía Energética de Minas Gerais (Cemig), a través de su filial Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (Taesa), para la venta del 100% de la sociedad de transmisión en Brasil NTE, junto con la venta del 50% del subholding que incluye las sociedades de transmisión STE, ATE, ATEII y ATE III, actualmente propiedad de Abengoa.

El precio de la oferta equivale aproximadamente a 485 millones de euros, (dependiendo del tipo de cambio), supondrá una reducción de deuda neta total consolidada de 656 millones de euros y una plusvalía estimada después de impuestos entre 27 y 30 millones de euros que puede variar en función de gastos de la operación, fecha definitiva de cierre y tipo de cambio entre otras variables.

La operación está sujeta a la aprobación de las entidades financieras prestamistas, así como de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

- *Acuerdo de venta de Abengoa con Schneider Electric de su participación en Telvent.*

La Sociedad ha alcanzado un acuerdo con Schneider Electric, S.A. para transmitir íntegramente la participación que Abengoa ostenta en TelventGit, S.A. (Nasdaq; TLVT) representativa de un 40% del capital social, a un precio de cuarenta dólares por acción (USD 40 / acción).

Dicho acuerdo se ejecutará mediante la venta de las citadas acciones en el proceso de una oferta pública de adquisición que Schneider Electric iniciará formalmente en el plazo de diez días laborales, sobre el cien por cien del capital social de Telvent GIT, S.A., en el mercado de valores Nasdaq de los Estados Unidos, al mismo precio por acción antes citado para todos los accionistas de Telvent GIT, S.A.

A resultas de esta operación Abengoa obtendrá una entrada de caja neta de 421 millones de euros (370 derivado de la venta y 51 en concepto de repago de la deuda a 31 de mayo) y reduce su deuda neta consolidada (dependiendo del tipo de cambio) en 774 millones de euros.

La operación se halla sujeta exclusivamente a la aprobación de las autoridades de defensa de la competencia, para cuya resolución positiva no se espera impedimento.

3.4.6. Mayo 2011

- *Reanudación de operaciones bajo el contrato de liquidez.*
- *Opciones sobre acciones.*

La Sociedad ha suscrito opciones de compra sobre 1 750 000 acciones de la propia Sociedad, ejercitables a un precio de 30,27 euros por acción, incrementado en el exceso (si lo hubiera) del valor de cotización a la fecha de ejercicio sobre un valor máximo de cobertura de 39 euros por acción.

La suscripción de dichas opciones tiene la finalidad de proporcionar cobertura parcial a las obligaciones de la Sociedad bajo la emisión de bonos canjeables en acciones de febrero de 2010, por importe total de 250 000 000 euros y con vencimiento el 3 de febrero de 2017 (los “ Bonos 2017”), para el supuesto de ejercicio de la opción de conversión por parte de los bonistas, coincidiendo el precio de ejercicio de las opciones con el precio de canje previsto en los términos y condiciones de los Bonos 2017.

3.4.7. Marzo 2011

- *Opciones sobre acciones.*

La Sociedad ha suscrito opciones de compra sobre 2 000 000 acciones de la propia Sociedad, ejercitables a un precio de 21,125 euros por acción.

La suscripción de dichas opciones tiene la finalidad de proporcionar cobertura parcial a las obligaciones de la Sociedad bajo la emisión de bonos canjeables en acciones de junio de 2009, por importe total de 200 000 000 euros y con vencimiento el 24 de julio de 2014 (los “ Bonos 2014”), para el supuesto de ejercicio de la opción de conversión por parte de los bonistas, coincidiendo el precio de ejercicio de las opciones con el precio de canje previsto en los términos y condiciones de los Bonos 2014.

- *Suspensión temporal del Contrato de Liquidez con Santander Investment Bolsa, S.V.*

3.4.8. Febrero 2011

- *Befesa comunica a la Cnmv la posibilidad de una Opa de Exclusión.*

Befesa está estudiando la posibilidad de someter a la consideración de la Junta General de accionistas la exclusión de negociación de sus acciones de las Bolsas de Valores previa la formulación de una oferta pública de exclusión (la “Opa de Exclusión”). La Sociedad está analizando en la actualidad la estructura y los posibles términos de la potencial Opa de Exclusión, sin que hasta la fecha se haya adoptado acuerdo alguno al respecto. No obstante, puede anticiparse que la eventual Opa de Exclusión se formularía en un precio no superior a 26 euros por acción, sujeto en todo caso a su verificación positiva en el momento de formulación, en su caso, de la oferta.

3.5. Hechos relevantes 2010

[ABEN10]

3.5.1. Diciembre 2010

- *Acuerdo de venta de Befesa Medio Ambiente, S.A. a Abeinsa, Ingeniería y Construcción Industrial, S.A. de la actividad de ingeniería y construcción de proyectos de agua.*

Befesa Medio Ambiente, S.A. y Abeinsa, Ingeniería y Construcción Industrial, S.A., sociedad íntegramente participada por Abengoa, S.A. han suscrito un contrato de promesa de compraventa para la venta por la primera a la segunda de su negocio de ingeniería y construcción de proyectos de agua. La operación está sujeta a la formalización previa de la escisión de dicha actividad.

El precio de la compraventa (Enterprise value) es de 159 millones de euros.

- *Abengoa, S.A. y Befesa Medio Ambiente, S.A firman un protocolo que regula las relaciones entre ambas sociedades en tanto que cotizadas matriz / filial, sus respectivos ámbitos de actividad y flujos de información, así como las operaciones vinculadas (Recomendación Segunda del Código Unificado de Buen Gobierno).*

3.5.2. Octubre 2010

- *Fijación del precio para la emisión de bonos simples por importe de 650.000.000 USD entre inversores, dentro y fuera de los Estados Unidos de América, al amparo de la Regla 144^a.*

La Sociedad ha iniciado un proceso de emisión de bonos (“Notes”) por parte de Abengoa Finance, S.A. Unipersonal, sociedad española cuyo accionista único es la Sociedad, por un importe de seiscientos cincuenta (650) millones de dólares americanos.

Ha finalizado el proceso de fijación del precio (“pricing”) de la emisión de los bonos). La emisión se ha estructurado por importe de seiscientos cincuenta (650) millones de dólares americanos con vencimiento a siete (7) años, cupón anual del 8,875% y tipo de emisión del 98,095% de su valor nominal.

- *Abengoa obtiene calificación crediticia de Standard & Poor's tras la ya obtenidas de Moody's Investors Service y Fitch Ratings.*

La Sociedad informa que, tras la obtención por parte de las agencias Moody's Investors Service y Fitch Ratings de la calificación crediticia Ba3 y BB respectivamente, así como para sus emisiones de bonos con vencimiento 2015 y 2016 que han obtenido la misma calificación, la agencia Standard & Poor's ha asignado la calificación B+ a Abengoa e igualmente a las citadas emisiones.

3.5.3. Septiembre 2010

- *Abengoa obtiene calificación crediticia de las agencias Moody's Investors Service y Fitch Ratings.*

La Sociedad informa de que ha obtenido por parte de las agencias Moody's Investors Service y Fitch Ratings la calificación crediticia Ba3 y BB respectivamente. Así mismo, las emisiones de bonos senior ordinarios realizadas por Abengoa en noviembre de 2009 (300 millones de euros) y en marzo de 2010 (500 millones de euros) han obtenido la misma calificación.

3.5.4. Agosto 2010

- *Reanudación del contrato de liquidez con Santander Investment.*

3.5.5. Julio 2010

- *Compra de opciones sobre acciones, Bonos 2017.*

La Sociedad ha suscrito opciones de compra sobre 4 000 000 de acciones de la propia Sociedad, ejercitables a un precio de 30,27 euros por acción.

La suscripción de dichas opciones tiene la finalidad de proporcionar cobertura parcial a las obligaciones de la Sociedad bajo la emisión de bonos canjeables en acciones de febrero de 2010, por importe total de 250 000 000 euros y con vencimiento el 3 de febrero de 2017 (los “ Bonos 2017”) , para el supuesto de ejercicio de la opción de conversión por parte de los bonistas, coincidiendo el precio de ejercicio de las opciones con el precio de canje previsto en los términos y condiciones de los Bonos 2017.

3.5.6. Junio 2010

- *Compra de opciones sobre acciones.*

La Sociedad ha suscrito opciones de compra sobre 4 000 000 acciones de la propia Sociedad, ejercitables a un precio de 21,125 euros por acción.

La suscripción de dichas opciones tiene la finalidad de proporcionar cobertura parcial a las obligaciones de la Sociedad bajo la emisión de bonos canjeables en acciones de junio de 2009, por importe total de 200 000 000 euros y vencimiento el 24 de julio de 2014 (los “Bonos 2014”), para el supuesto de ejercicio de la opción de conversión por parte de los bonistas, coincidiendo el precio de ejercicio de las opciones con el precio de canje previsto en los términos y condiciones de los Bonos 2014.

- *Anuncio de pago de dividendo correspondiente al ejercicio 2009.*

La Junta General Ordinaria de Accionistas de esta Sociedad ha acordado proceder a la distribución del dividendo correspondiente al ejercicio 2009, a los señores accionistas, por el importe que se detalla a continuación:

1. Importe del dividendo correspondiente al ejercicio de 2009: 0.19 euros por acción.
2. Retención en su caso 19% sobre importe bruto: 0.0361 euros por acción
3. Importe neto del dividendo por acción 0.1539 euros netos por acción.

Número de acciones emitidas con derecho a dividendo: 90. 469. 680 acciones

3.5.7. Mayo 2010

- *Suspensión temporal del contrato de liquidez con Santander Investment Bolsa.*

3.5.8. Abril 2010

- *Abengoa anuncia la firma de un contrato de refinanciación sindicada.*

La Sociedad ha suscrito con un sindicato compuesto por cincuenta y dos entidades de crédito españolas e internacionales un contrato de financiación en la modalidad “forward start facility” y con garantía solidaria de quince de sus sociedades participadas, en virtud del cual extiende parcialmente los vencimientos de sus actuales préstamos sindicados de los años 2005, 2006 y 2007.

Los nuevos vencimientos quedan fijados entre el 20 de julio de 2012 y el 20 de julio de 2013. El contrato de financiación incluye un nuevo tramo adicional para la atención de necesidades corporativas generales. El importe del nuevo contrato, incluyendo este tramo, asciende a 1.571.181.618 euros.

3.5.9. Marzo 2010

- *Abengoa anuncia que ha completado con éxito una emisión de bonos por importe de 500 millones de euros y con vencimiento el 31 de marzo de 2016.*

La Sociedad ha completado con éxito en el mercado institucional europeo una emisión de bonos por importe de 500 millones de euros y con vencimiento el 31 de marzo de 2016. Los bonos devengarán un cupón de un 8,50% anual pagaderos semestralmente. El cierre y el desembolso de la emisión se realizará previsiblemente

el 31 de marzo de 2010, sujeto al cumplimiento de las condiciones precedentes habituales en este tipo de emisiones.

3.5.10. Enero 2010

- *Abengoa coloca entre inversores cualificados la emisión de bonos convertibles por 250M€ a 7 años.*

La Sociedad anuncia que la emisión de 250M€ de Bonos Convertibles con un vencimiento en 2017 ha sido colocada entre inversores cualificados e institucionales. La emisión fue establecida por un importe de 250M€ incluyendo el ejercicio de la opción de ampliación de 50M€ entre el lanzamiento y la fijación del precio. El cupón ha sido establecido en un 4,50% anual pagadero por semestres vencidos y el precio de conversión se ha fijado en 30,27€ por acción, representando una prima de canje del 32,5% sobre el precio en Bolsa de las Acciones Ordinarias de la Sociedad determinado sobre la base de la media ponderada del precio de cotización de dichas acciones por su volumen de negociación en Bolsa durante el período comprendido entre el anuncio y la fijación del precio.

Abengoa utilizará los fondos recibidos por la venta de los Bonos Convertibles para atender necesidades generales de financiación, financiar el crecimiento orgánico de la Compañía, fortalecer su balance y diversificar sus fuentes de financiación.

Los términos y condiciones de la Emisión (los “Términos y Condiciones”) que han quedado fijados definitivamente, son los siguientes:

1. La Emisión de los Bonos se realiza por importe de doscientos cincuenta millones de euros (250.000.000€) y con vencimiento a siete (7) años.
2. Los Bonos devengarán un interés fijo anual pagadero por semestres vencidos del 4,5% anual.
3. Los Bonos serán convertibles, a opción de los bonistas, por acciones de la Sociedad. Conforme a lo previsto en los Términos y Condiciones, el Emisor podrá decidir, en el momento en que los inversores ejerciten su derecho de conversión, si entrega acciones de la Sociedad, efectivo o la combinación de acciones y efectivo.
4. El precio de conversión inicial de los Bonos (el “Precio de Conversión”) es de treinta euros con veintisiete céntimos de euro (30,27€) por cada acción de la Sociedad.

3.6. Hechos relevantes 2009

[ABEN09]

3.6.1. Noviembre 2009

- *Abengoa incrementa la emisión de bonos en 50 MEur hasta 300 MEur.*

La Sociedad, como consecuencia del éxito en el proceso de colocación, ha incrementado el tamaño de su emisión de bonos por importe de 250.000.000 euros y vencimiento en febrero de 2015 en 50.000.000 euros, de tal forma que el importe final de dicha emisión se sitúa en 300.000.000 euros, manteniéndose el resto de los términos.

- *Abengoa anuncia la emisión de bonos por importe de 250 Millones de Euros.*
La Sociedad ha completado con éxito la fijación del precio (pricing) de su emisión de 250.000.000 euros de bonos con vencimiento en febrero de 2015. Los bonos devengarán un cupón del 9,625% anual pagadero semestralmente. El cierre y desembolso de la emisión se realizará previsiblemente en torno al 1 de diciembre de 2009, sujeto al cumplimiento de las condiciones precedentes habituales en este tipo de emisiones.
Abengoa utilizará los fondos que reciba por el desembolso de los bonos para atender necesidades generales de financiación.

3.6.2. Junio 2009

- *Abengoa S.A. lanza una emisión de Bonos Convertibles por un importe máximo de 200M.*
El Consejo de Administración de la Sociedad aprobó llevar a cabo una emisión de bonos canjeables en acciones de la Sociedad (los “Bonos”) por un importe máximo de doscientos millones de euros (€200.000.000) estando prevista la suscripción incompleta y con vencimiento a cinco (5) años (la “Emisión”).
Los términos y condiciones de la Emisión (los “Términos y Condiciones”) que han quedado fijados definitivamente, son los siguientes:
 1. La Emisión de los Bonos se realiza por importe de doscientos millones de euros (200.000.000€) y con vencimiento a cinco (5) años.
 2. Los Bonos devengarán un interés fijo anual pagadero semestralmente del 6,875% anual.
 3. Los Bonos serán canjeables, a opción de los bonistas, por acciones existentes de la Sociedad.
 4. El precio de canje inicial de los Bonos (el “Precio de Canje”) es de veintiún euros con doce céntimos (€21,12) por cada acción de la Sociedad.
- *Pago del dividendo ordinario del ejercicio 2008.*
La Junta General Ordinaria de Accionistas de esta Sociedad ha acordado proceder a la distribución del dividendo correspondiente al ejercicio 2008, a los señores accionistas, por el importe que se detalla a continuación:
 1. Importe del dividendo correspondiente al ejercicio de 2008: 0,18 euros brutos por acción.
 2. Retención, en su caso, 18% sobre importe bruto, (aplicando el porcentaje legal de retención como norma general en España, aunque depende del receptor del dividendo): 0,0324 euros por acción.
 3. Importe neto del dividendo por acción: 0,1476 euros netos por acción.Número de acciones emitidas con derecho a dividendo: 90.469.680 acciones.

3.6.3. Mayo 2009

- *Acuerdo de venta de un 9,12% de Telvent.*
La Sociedad ha concluido un acuerdo para la venta de 3.109.975 acciones de la citada Telvent representativas de un 9,12%, quedando establecida nuestra participación actual en el 54,75%.

La operación supone para Abengoa una entrada neta de caja de 39,6 millones de Euros y un beneficio consolidado después de impuestos de 13,1 millones de Euros.

3.7. Hechos relevantes 2008

[ABEN08]

3.7.1. Junio 2008

- *Pago del dividendo ordinario del ejercicio 2007.*

La Junta General Ordinaria de Accionistas de esta Sociedad ha acordado proceder a la distribución del dividendo correspondiente al ejercicio 2007, a los señores accionistas, por el importe que se detalla a continuación:

1. Importe del dividendo correspondiente al ejercicio de 2007: 0'17 euros brutos por acción.
2. Retención, en su caso, 18% sobre importe bruto:0'0306 euros por acción.
3. Importe neto del dividendo por acción: 0'1394 euros netos por acción.

Número de acciones emitidas con derecho a dividendo: 90.469.680 acciones.

3.8. Hechos relevantes 2007

[ABEN07]

3.8.1. Noviembre 2007

- *Acuerdo con Santander Inv. Bolsa S.V. para liquidez del valor.*

La compañía ha suscrito un contrato con Santander Investment Bolsa, S.V. con el objeto de, sin interferir en el normal desenvolvimiento del mercado y en estricto cumplimiento de la normativa bursátil, favorecer la liquidez de las transacciones sobre acciones, la regularidad en la cotización y evitar variaciones cuya causa no sea la propia tendencia del mercado.

3.8.2. Agosto 2007

- *Adquisición de Dedini Agro en Brasil.*

Abengoa Bioenergía, filial de Abengoa ha suscrito un acuerdo para la adquisición del 100% del capital social de la sociedad brasileña "Adriano Ometto Participações Ltda." (Grupo Dedini Agro), por un precio de 216 millones de euros (297 millones de dólares americanos). Asimismo Abengoa asumirá con la operación una deuda de 281 millones de euros (387 millones de dólares).

La citada adquisición incluye sociedades operativas dedicadas al cultivo y procesamiento de caña de azúcar en Brasil, así como a la producción, comercialización y exportación de etanol y azúcar refinado. Grupo Dedini Agro desarrolla su actividad en Brasil en el sector del bioetanol y el azúcar, y cuenta con dos plantas de producción en el estado de Sao Paulo.

La adquisición está condicionada a la aprobación por las autoridades brasileñas de la Competencia cuya resolución favorable se espera dentro de los próximos meses.

Con esta adquisición Abengoa Bioenergía pasa a ser la única empresa del mundo presente en los tres grandes mercados mundiales de bioetanol: Estados Unidos, Brasil y Europa.

3.8.3. Junio 2007

- *Pago de dividendo 2006.*

La Junta General Ordinaria de Accionistas de esta Sociedad ha acordado proceder a la distribución del dividendo correspondiente al ejercicio 2006, a los señores accionistas, por el importe que se detalla a continuación:

1. Importe del dividendo correspondiente al ejercicio de 2006: 0'16 euros brutos por acción.
 2. Retención, en su caso, 18% sobre importe bruto: 0'0288 euros por acción.
 3. Importe neto del dividendo por acción: 0'1312 euros netos por acción.
- Número de acciones emitidas con derecho a dividendo: 90.469.680 acciones.

4. Caracterización del modelo de negocio

4.1. Tecnología termosolar.

La energía solar termoelectrica o energía termosolar es la tecnología que usa el calor de la radiación solar para generar electricidad. Las plantas que realizan este tipo de conversión de la energía solar en energía eléctrica son llamadas solares termoelectricas ó centrales termosolares.

La centrales termosolares se pueden clasificar según el tipo de concentrador de radiación solar que utilizan para la generación eléctrica. Se distinguen:

- Centrales de torre o de receptor central
- Captadores cilindro parabólicos
- Concentradores lineales Fresnel
- Disco parabólico Stirling

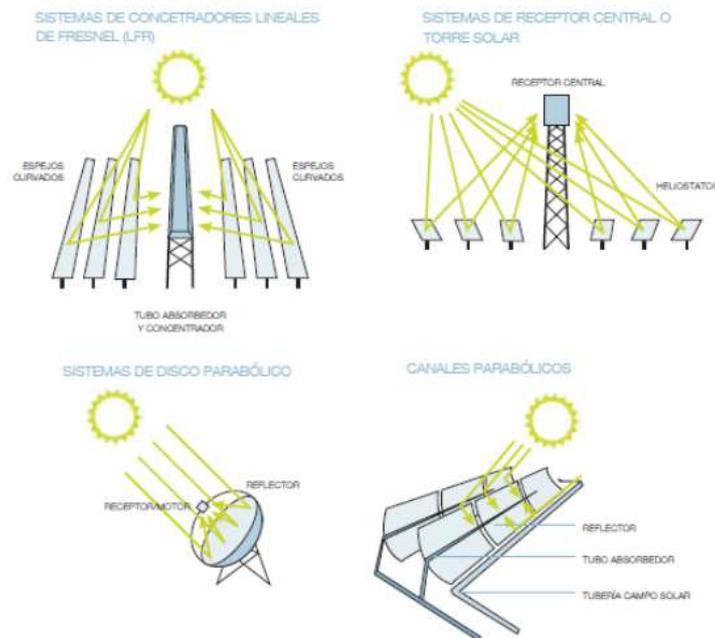


Figura 9: Fuente: SolarPACES, Energía Solar Térmica de Concentración. Perspectiva Mundial 2009.

4.1.1. Centrales de torre.

Las centrales de torre o de receptor central están formadas por reflectores planos o heliostatos que se orientan hacia el sol de manera individual. El grado de concentración del receptor, situado en la torre central, está entre las 600 y mil veces. El calor concentrado en el receptor se transmite a un fluido para generar el vapor que se usara

para la generación de electricidad a través de su expansión en la turbina acoplada al sistema.

El funcionamiento de este tipo de centrales solares está basado principalmente en tres elementos:

- *Los helióstatos:* son los reflectores planos que reciben y captan la radiación solar para dirigirla al receptor central, cuya misión se comentará posteriormente. Estos reflectores está formado por una superficie reflectante con capacidad de movimiento para el posible seguimiento del sol.
- *El receptor:* es el encargada de concentrar la radiación captada por los helióstatos. Su misión es transferir el calor acumulado a un fluido que normalmente es agua o sales fundidas. El fluido caliente es usado para la producción de vapor a alta temperatura, a partir del cual se produce la electricidad por medio de una turbina.
- *La torre:* es el emplazamiento donde se encuentra el receptor. Suelen ser de gran altura con el fin de reducir las sombras entre helióstatos consiguiendo así el óptimo funcionamiento de la planta.

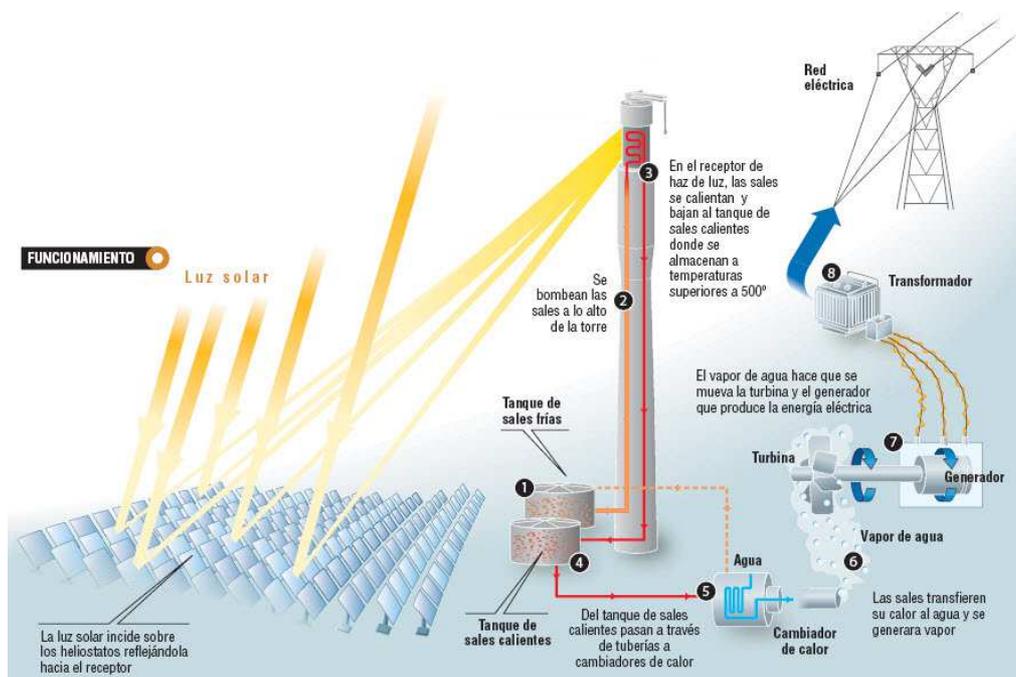


Figura 10: Funcionamiento de planta de receptor central. Fuente: www.torresolenergy.com (TorresolEnergy).

Esta tecnología es empleada tanto para accionar ciclos de vapor como para accionar turbinas de gas o centrales de ciclo combinado, debido a las altas temperaturas que puede alcanzar el fluido (entre 500°C y 800°C). Además, con esta tecnología existe la posibilidad del almacenamiento de energía de hasta 15 horas, lo que posibilita su funcionamiento durante días de escasa o nula radiación solar. El sistema de almacenamiento más usualmente utilizado es el almacenamiento de vapor o el uso de tanques de sales fundidas.



Figura 11: Planta PS20 Fuente: Abengoa (PS10).

4.1.2. Captadores cilindro parabólicos

Los captadores de radiación solar utilizados en este tipo de tecnología tienen forma de cilindro parabólico, tal y como indica su nombre. Estos captadores tienen la capacidad de seguimiento individual del sol permitiendo una concentración en su tubo receptor (que se encuentra en la línea focal del cilindro parabólico) de entre 700 y 1000 veces. El tubo receptor nombrado anteriormente es el encargado de transmitir el calor acumulado al fluido de transferencia térmica que circula por su interior. Este fluido suele ser aceite sintético y alcanza temperaturas entre 300°C y 550°C. y que normalmente suele ser aceite sintético.

El fluido calentado genera, a través de intercambiadores de calor, el vapor sobrecalentado necesario para accionar la turbina que generará la energía eléctrica. Esta tecnología permite también el almacenamiento de energía con el objetivo de poder generar electricidad en condiciones de nubosidad o incluso durante horas nocturnas. Por este motivo y al igual que las centrales de torre central, esta tecnología permite la hibridación. El rendimiento de este tipo de plantas está entre el 12% y el 14%.

Los elementos principales de este tipo de modelo de captadores son:

- *El reflector cilindro parabólico:* es el encargado de concentrar la radiación solar incidente sobre estos sobre el tubo absorbedor. El captador cilindro parabólico está compuesto por películas de aluminio o plata que son soportadas por una estructura que puede ser tanto metálica como de plástico o vidrio.
- *El tubo absorbedor:* en este elemento es donde se concentra la radiación solar. Está compuesto por dos tubos concéntricos separados por un anillo vacío. El

tubo por el que circula el fluido caliente, el interior, es metálico y el tubo exterior es de cristal. El fluido utilizado en este tipo de centrales solares depende de las temperaturas alcanzadas, utilizando aceite sintético para temperaturas entre 200°C y 450°C y agua desmineralizada para temperaturas menos a 200°C.

- *El sistema de seguimiento del Sol:* está unido a los colectores con el objetivo de permitir su reorientación según la hora. Consiste en un eje alrededor del cual gira el captador.
- *La estructura metálica del colector:* está situada por debajo de las láminas de aluminio o plata con el objetivo de proporcionarles rigidez.

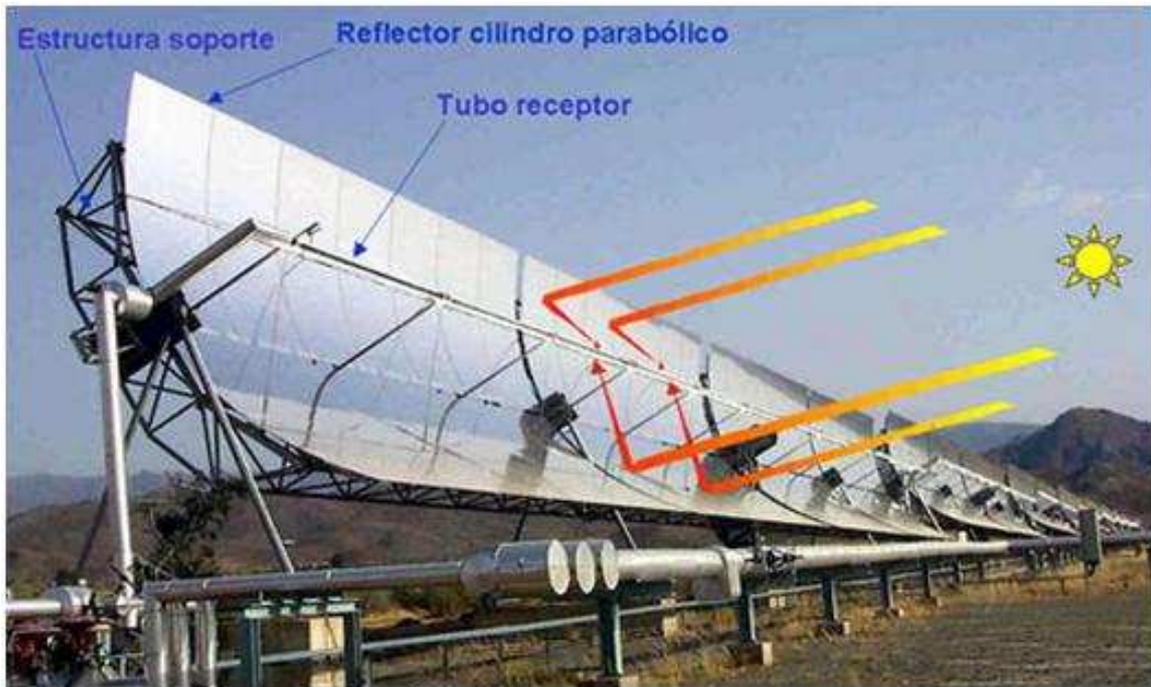


Figura 12: Colectores cilindro-parabólicos en concentración. Fuente: Escuela Europea de Dirección y Empresa.

La optimización de esta tecnología se consigue con el sistema de seguimiento del sol, que permite, a través del giro de su eje, ajustar la inclinación de los colectores cilindro-parabólicos para que reciban la radiación solar lo más directamente posible. El giro permitido por este eje se realiza de este a oeste y la orientación de las filas de colectores tiene orientación norte-sur, lo que maximiza el calor recogido por los captadores.

4.1.3. Concentradores lineales Fresnel.

En esta tecnología la disposición de los reflectores solares es en forma de de filas, aunque en este caso, la forma de los concentradores no es cilindro parabólica sino que son planos o con una pequeña curvatura. En este caso, la radiación incidente es éstos es colectada en un receptor fijado a los reflectores. Al ser planos los concentradores, el seguimiento del sol se realiza mediante un motor instalado en su estructura, que la permite girar. Este tipo de estructura elimina la necesidad que tienen los colectores cilindro parabólicos de juntas rotativas y además, presentan la ventaja de una superficie menor en exposición al viento. Otra de sus principales ventajas es la utilización de agua

como fluido para calentar puesto que elimina la necesidad de intercambiadores de calor y por tanto facilita la generación de vapor.

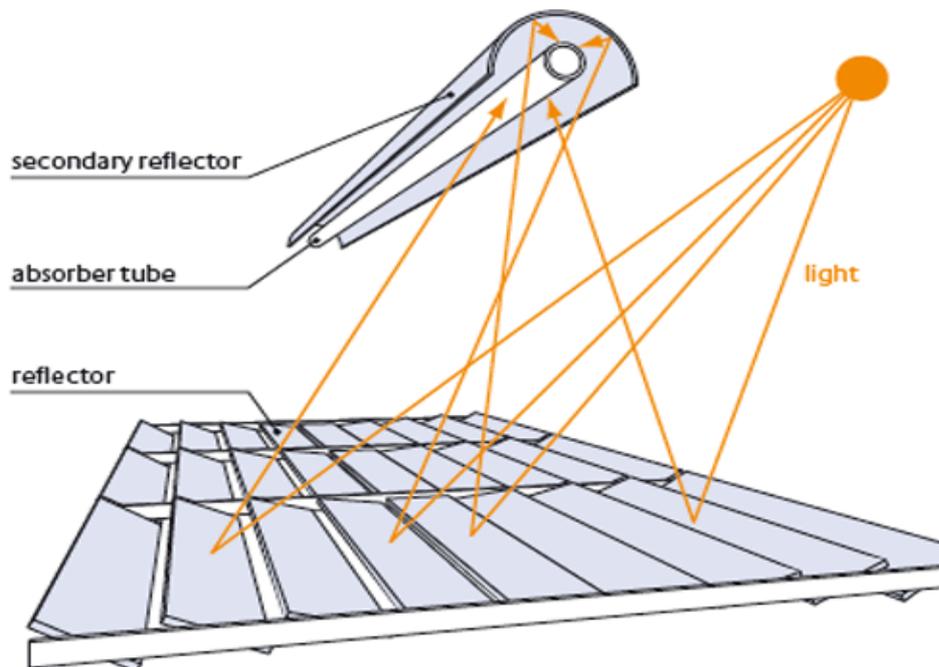


Figura 13: Funcionamiento concentradores lineales Fresnel. Fuente: Solarpraxis.

Sin embargo, este tipo de tecnología también tiene sus desventajas, puesto que la forma y movimiento de los colectores provoca la aparición de sombras entre las lamas, especialmente al amanecer y al atardecer, lo que reduce su rendimiento.

4.1.4. Disco parabólico Stirling

Este tipo de instalaciones se diferencia de las demás en que la generación de electricidad se realiza de manera independiente en cada uno de sus módulos. Cada módulo está compuesto por dos elementos, un concentrador o disco parabólico y un generador de electricidad. Existe una gran variedad de módulos que varían su potencia de generación eléctrica entre los 3KW y los 100KW.

En esta tecnología, la radiación solar incidente sobre el disco parabólico es concentrada en un receptor que está situado en su foco, el cual está acoplado a un transformador termo-mecánico. El motor Stirling utilizado para la generación eléctrica consiste en dos cilindros unidos por un conducto. Uno de los cilindros es el foco frío y otro es el caliente. El gas utilizado por el motor se mueve entre el cilindro caliente, que es el que recibe la radiación solar, y el cilindro frío mediante bielas y pistones que están unidas a un eje común.

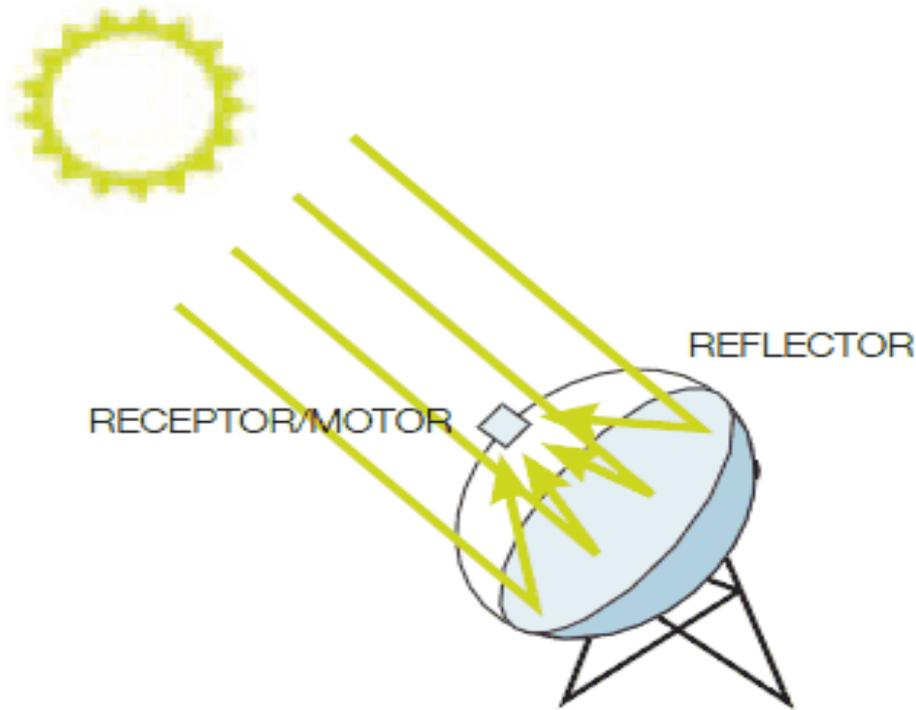


Figura 14: Funcionamiento disco parabólico Stirling. Fuente: ADR Infor S.L.

Una de las desventajas de esta tecnología es que no permite la posibilidad de hibridación, al contrario que el resto de tecnologías. Sin embargo, tiene una ventaja respecto a las otras, que es que no necesita refrigeración del ciclo, ya que el calor residual del ciclo termodinámico se libera a la atmósfera a través de unos ventiladores internos que están instalados debajo del motor.

4.2. Tecnología Solar Fotovoltaica (PV).

La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación de la energía de la radiación solar en energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos. El funcionamiento de los paneles se basa en la excitación del material semiconductor del que están compuestos los paneles provocando una pequeña diferencia de potencial. Los paneles están compuestos por células fotovoltaicas conectadas en serie con el objetivo de conseguir diferencias de potencial mayores. Este tipo de instalaciones tiene la gran ventaja de estar formada por módulos de tamaño variable, lo que permite instalar desde una par de paneles solares para autoconsumo a grandes plantas fotovoltaicas que venden su electricidad al mercado. Además, la energía generada por los paneles fotovoltaicos puede almacenarse en baterías para ser utilizada posteriormente. El rendimiento de este tipo de centrales está entre un 12% y un 15% actualmente.

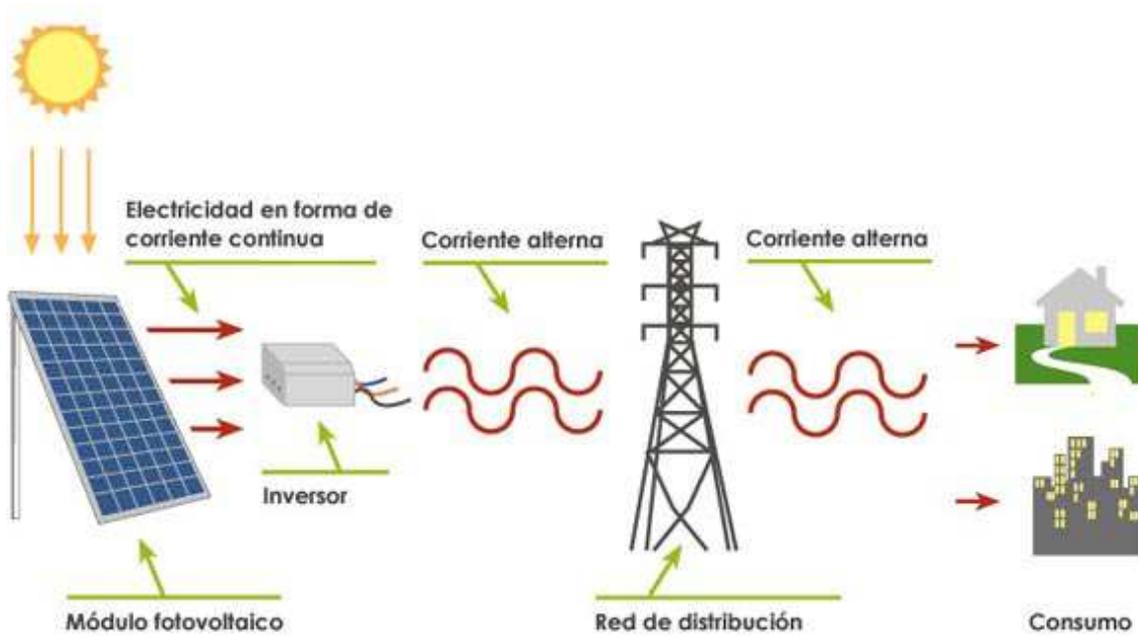


Figura 15: Funcionamiento generación fotovoltaica. Fuente: News Soliclima.

El funcionamiento de una central fotovoltaica puede resumirse de la siguiente forma:

El elemento más simple de una planta fotovoltaica es la célula fotovoltaica, sobre la que incide la radiación solar y donde se crea mediante el efecto fotoeléctrico la corriente eléctrica. Estas células son las que componen los módulos fotovoltaicos, que posteriormente son integrados en paneles fotovoltaicos. La electricidad producida por los paneles es en corriente continua por lo que para poder introducirla en la red eléctrica, es necesario pasarla a través de un inversor que la convierta en corriente alterna y por un centro de transformación que la adapte a las condiciones de las líneas de transmisión.

Por tanto, podemos resumir que los principales componentes de una planta fotovoltaica son:

4.2.1. Paneles solares fotovoltaicos.

El conjunto de células fotovoltaica que forman los paneles, son encapsuladas entre dos capas de etileno-vinilo-acetato, que comúnmente se llaman EVA. Además, éstas láminas se cubren con una lámina de polímero termoplástico por la parte superior y una lámina de vidrio por la parte inferior. Todas estas láminas son agrupadas con un marco de aluminio para aumentar la compactación y resistencia de los paneles y facilitar su enganche a las estructuras de soporte.



Figura 16: Proceso de fabricación de células y paneles fotovoltaicos. Fuente: www.electricidad-gratuita.com.

El material más comúnmente utilizado para la fabricación de las células es el silicio, pudiéndose dividir en diferentes tipos según la estructura de éste. Se diferencian:

- Las *células de silicio monocristalino*: están formadas por un único cristal de silicio que suele ser manufacturado y presentar un color oscuro y uniforme.
- Las *células de silicio policristalino* o multicristalino: están formadas por múltiples cristales de silicio. Suelen tener un color azul claro, más intenso que el de las células monocristalinas y tienen un rendimiento inferior a éstas.
- Las *células de silicio amorfo*: es el tipo de células menos eficiente, aunque también el más económico. Actualmente son las menos utilizadas.

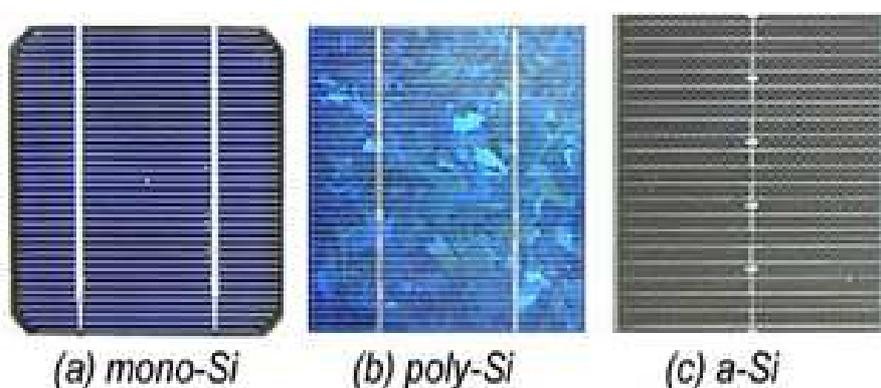


Figura 17: Tipos de células fotovoltaicas. Fuente: www.cardosolopes.net.

4.2.2. Inversores

Dado que la corriente generada por las células fotovoltaicas es continua, es necesaria la utilización de un inversor, que transforme esta corriente en corriente alterna.



Figura 18: Inversor. Fuente: Wikipedia.

4.2.3. Seguidores solares.

Este tipo de tecnología requiere radiación directa de la radiación solar, por lo que es necesario que los paneles fotovoltaicos tengan sistemas de seguimiento del sol, que permitan cambiar su orientación. Este sistema consigue que el índice de radiación sea el mayor posible en todo momento, lo que supone la maximización de la eficacia del sistema.

Cabe distinguir varios tipos:

- *En dos ejes*: este tipo de seguidor permite la orientación del panel fotovoltaico perpendicular al sol en todo momento.
- *En un eje polar*: este eje está orientado al sur y el colector gira en este eje orientándose con un ángulo de los mismos grados que la latitud para optimizar la radiación solar según las horas solares. Esto es lo mismo que decir que se orienta la superficie colectora para que su normal coincida a cada momento con el meridiano de la tierra.
- *En un eje azimutal*: el colector gira sobre un eje vertical por lo que el ángulo de éste es constante y coincidente con la latitud. Por tanto, la normal del reflector está en todo momento ajustada para que sea coincidente con el meridiano local.

- *En un eje horizontal:* este eje está posicionado horizontalmente con orientación norte-sur. El colector va girando en torno a este eje para que su normal coincida con el meridiano de la tierra en todo momento.



Figura 19: Panel fotovoltaico con un eje. Fuente: www.adener.com.

4.3. Bioenergía

La bioenergía se refiere a los biocombustibles, que pueden ser tanto sólidos como líquidos o gaseosos y son producidos con materias primas de biomasa. La gran ventaja de los biocombustibles frente a los combustibles fósiles a los que se adicionan y complementan es la reducción de emisiones de carbono que suponen, especialmente en sectores como el del transporte.

La clasificación principal de los biocombustibles se hace en base al tipo de materia prima del que provienen y a su proceso productivo. Se pueden clasificar en biocombustibles primera generación o convencionales y biocombustibles de segunda generación o avanzados. Los biocombustibles de primera generación provienen de materias primas utilizadas también en otros procesos o para otros usos. Entre estos, cabe diferenciar los biocombustibles líquidos como el bioetanol producido a partir de almidón o el azúcar y el biodiesel proveniente de aceites o cultivos oleaginosos y los biocombustibles gaseosos como el biogás. Los biocombustibles de segunda generación provienen de biomasa o materias que no son utilizados en otras actividades ni procesos, lo que los hace mucho más sostenibles. La biomasa a partir de la cual se generan suele ser materia prima basada en algas, residuos lignocelulósicos de la silvicultura o de la agricultura, cultivos no útiles para el consumo humano, residuos orgánicos urbanos o plantas de rotación rápida. Sin embargo, este tipo de biocombustibles también presentan desventajas, como la necesidad de procesos elaborados y complejos para la conversión de estas materias.

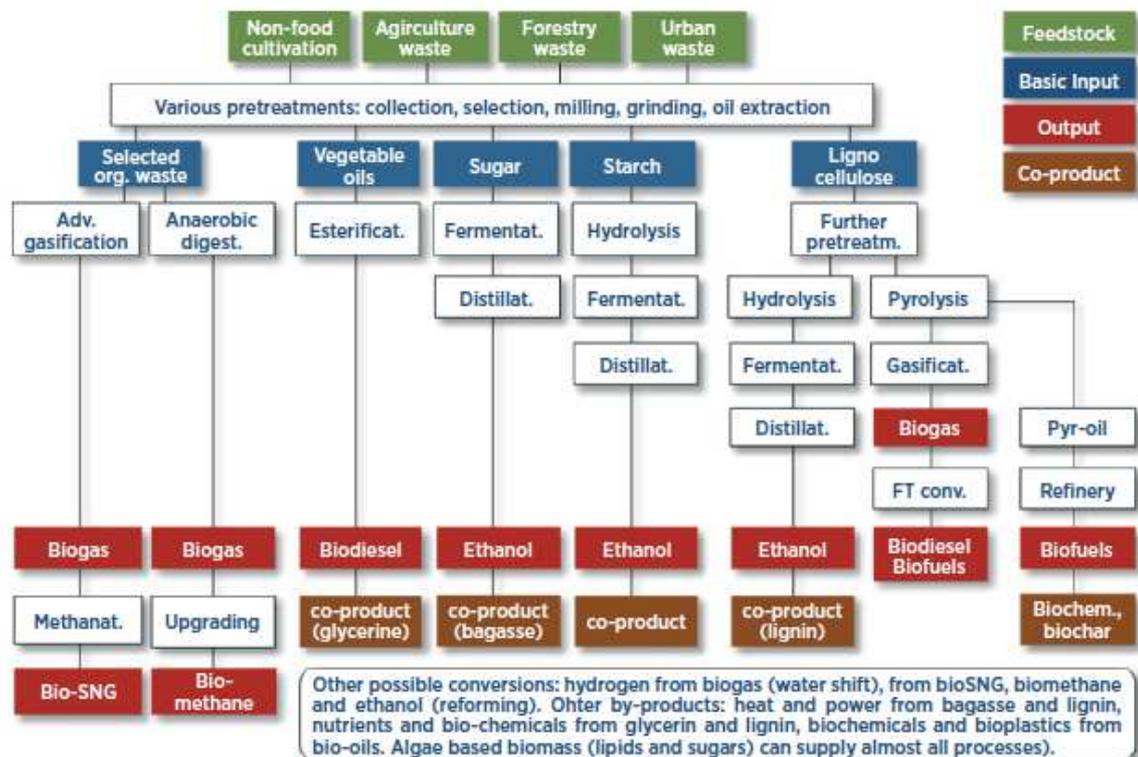


Figura 20: Procesos de fabricación de biocombustibles. Fuente: IRENA.

Las tecnologías convencionales para biocarburantes, se pueden clasificar en:

4.3.1. Bioetanol

El bioetanol es el etanol obtenido a partir de materias primas de la biomasa o de origen renovable. El etanol es un compuesto químico líquido e incoloro que suele ser utilizado como combustible o aditivo para los combustibles fósiles. Actualmente se presenta como un recurso con mucho potencial debido a sus ventajas tanto económicas como medioambientales que tienen respecto a los combustibles convencionales.

El bioetanol, tal y como se ha comentado anteriormente puede proceder de múltiples y variados tipos de materias primas entre los que están el maíz, el trigo, la patata, la caña de azúcar, el sorgo, la yuca y la remolacha azucarera. La producción de bioetanol a partir de los recursos de azúcar (caña de azúcar, sorgo y remolacha azucarera) se realiza fermentando la sacarosa que posteriormente será destilada para obtener el producto final. En el caso de la producción de bioetanol a partir de materias ricas en almidón, como puede ser el maíz, es necesario un paso más. Este paso consiste en la transformación del almidón en azúcar mediante la hidrólisis. Por tanto, en estos casos, el proceso productivo se resumiría en conversión del almidón, fermentación del azúcar y destilación para obtener el bioetanol.

Más en profundidad, se definiría la producción del bioetanol con los siguientes pasos:

- *Dilución:*

Este proceso consiste en añadir agua para ajustar la concentración de azúcar en la mezcla. Es un paso importante puesto que de este porcentaje depende el proceso de fermentación. Si la cantidad de alcohol de la mezcla fuese demasiado alta, la levadura utilizada en la fermentación podría morir y no completarse con éxito el proceso.

- *Conversión:*

Este paso, tal y como se ha comentado antes, sólo es necesario en caso de utilizar materias ricas en almidón para la fabricación del bioetanol. Consiste en convertir este almidón en azúcar para su posterior fermentación. La conversión puede realizarse tratando el almidón con un ácido mediante un proceso denominado hidrólisis ácida o mediante su mezcla con malta o enzimas contenidas en ella.

- *Fermentación:*

Este paso es llevado a cabo por las levaduras de manera anaeróbica. De este proceso se obtiene el alcohol y otra gran variedad de productos.

- *Destilación o Deshidratación:*

En este proceso el agua y el etanol son separados mediante la aportación de calor a la mezcla.

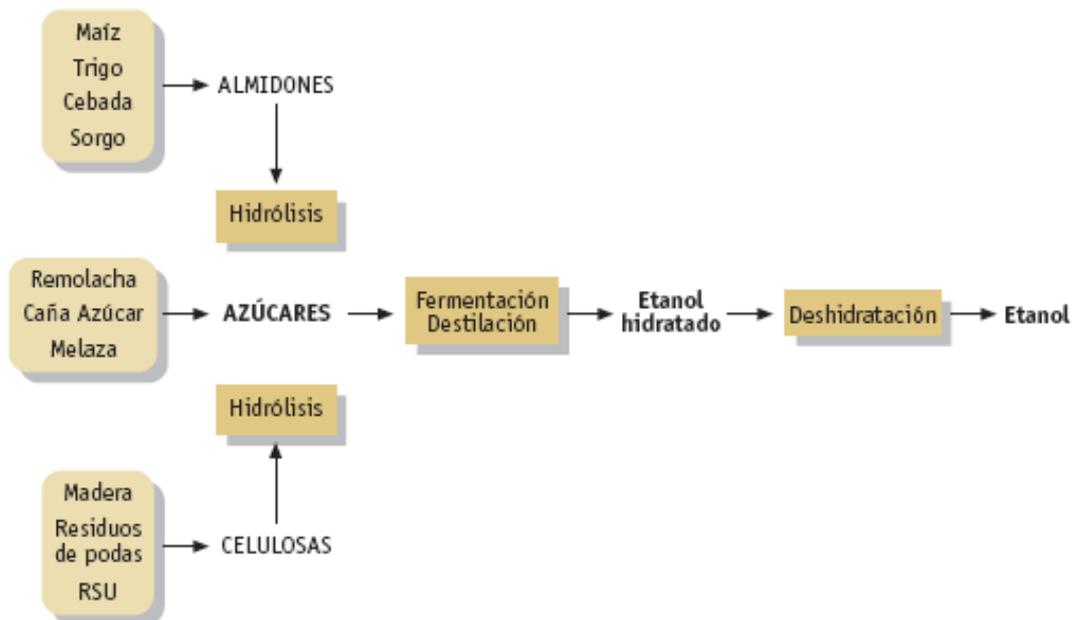


Figura 21: Proceso de obtención del bioetanol. Fuente: Millarium.

Otra de las ventajas de la producción del bioetanol además de la obtención de éste, que es un producto económico y medioambiental, es la generación de subproductos comerciables. En el caso de la producción de etanol a partir de granos, se obtienen como subproductos granos de destilería o DGS, que son comúnmente utilizados en la alimentación de animales y aguas llamadas “de desecho” que son utilizadas como fertilizante debido a su riqueza en nitrógeno. En el caso del etanol que se obtiene a partir de materias provenientes del azúcar, se genera bagazo y vinaza como subproductos. El bagazo es utilizado como materia prima para generar electricidad y vapor y la vinaza como fertilizante de terrenos agrícolas.



Figura 22: Granos de destilación solubles (DGS) Fuente: Abengoa.

4.3.2. Biodiesel

El biodiesel es un combustible líquido que se obtiene mediante esterificación y transesterificación de lípidos, como grasas animales o vegetales, que son ésteres de ácidos con glicerol. El proceso de transesterificación se basa en la deprotonización del alcohol (sustracción de un catión de hidrógeno) mediante el uso de una base con el objetivo de formar un nucleófilo más fuerte o lo que es lo mismo, un anión con un par de electrones libres. Además del triglicérido y el alcohol, en la reacción se adiciona un ácido o una base que aceleran la reacción para poder realizarla en condiciones normales de temperatura. La base no es consumida durante la reacción ya que su labor en el compuesto es actuar de catalizador (generalmente NaOH o KOH). Este proceso, de adición de una base fuerte, es el método más económico para la producción de biodiesel, puesto que consigue una conversión de aproximadamente el 98% en condiciones de baja temperatura y presión. Además, la producción de biodiesel, al igual que el bioetanol, también da lugar a subproductos. Entre estos, cabe destacar la obtención de glicerina, que es utilizada en múltiples aplicaciones como la elaboración de cosméticos y jabones.



Figura 23: Biodiesel. Fuente: www.energiasrenovables.com.

Tal y como se ha comentado anteriormente, existen diversos procesos para la obtención de biodiesel, entre los que se encuentran los siguientes:

- *Proceso base-base*: en este proceso el catalizador utilizado es un hidróxido. Los más comúnmente utilizados son la sosa caústica y el hidróxido de potasio.
- *Proceso ácido-base*: consiste en realizar una esterificación ácida previa al proceso normal base-base. Este método es usado principalmente con aceites muy ácidos.
- *Procesos supercríticos*: este proceso, a diferencia de los demás, se realiza sin catalizador. Éste no es necesario debido a que la reacción se realiza a presiones elevadas.
- *Procesos enzimáticos*: el uso de enzimas en la reacción entre el aceite y el alcohol está siendo investigado actualmente. Se pretende conseguir aumentar la velocidad de la reacción gracias a la presencia de enzimas en la reacción.
- *Método de reacción ultrasónica*: la aplicación de ondas ultrasónicas en la mezcla provoca la cavitación de ésta. Las burbujas producidas permiten que se realice la mezcla y se consiga el calor suficiente para que se lleve a cabo la transesterificación. Éste método reduce el tiempo y la energía que son necesarias en el proceso de producción.
- *Proceso bioquímico*: Este proceso se basa en la transformación de la celulosa y la hemicelulosa en azúcares mediante la hidrólisis ácida o transformación enzimática. Esta conversión es más compleja que la de la biomasa en biocombustibles puesto que es necesaria la previa trituración de la materia prima. Tras la transformación enzimática se realiza la fermentación antes nombrada y posteriormente la destilación del etanol.
- *La hidrogenación de aceites vegetales*: Este proceso de producción de biodiesel consiste en la hidrogenación catalítica y posterior craqueo de grasas animales y aceites vegetales. Genera un biodiesel de alta calidad, pero tiene la desventaja de necesitar una gran cantidad de hidrógeno para realizar la transformación.
- *Los biocombustibles basados en algas*: Actualmente es un método de producción de biocombustible muy investigado debido al gran aprovechamiento que se le puede dar a las algas. Éstas, están compuestas en un 40% aproximadamente de lípidos y triglicéridos, que son utilizados en la producción de biodiesel y en azúcar y proteínas el tanto por ciento restante, el cual es usado en la producción de bioetanol. El inconveniente que presenta esta tecnología es el difícil y costoso cultivo de algas y su vulnerabilidad a la contaminación.

4.4. Cogeneración

Es un sistema de producción simultánea de energía térmica (calorífica o frigorífica) y de electricidad a partir de la energía de un sólo combustible. El combustible más frecuentemente utilizado en la cogeneración es el gas natural, sin embargo también se

pueden emplear fuentes de energía renovables o procedentes de la biomasa. El funcionamiento de estos sistemas se basa en el aprovechamiento del calor residual, procedente del proceso de generación eléctrica, para la producción de energía térmica en forma de vapor, agua caliente o agua fría. Aproximadamente el 40% del vapor obtenido es utilizado en la generación eléctrica, mientras que el resto (menos las pérdidas) es el que se utiliza en la producción de energía térmica mediante sistemas de condensación y calefacción o refrigeración.

La cogeneración resulta útil en cualquier actividad en la que se necesite energía térmica, como pueden ser la climatización, el tratamiento de residuos (biogás, lodos y los residuos porcino y vacuno) y los procesos productivos de papel, textil, químicos, de cerámica, etc.

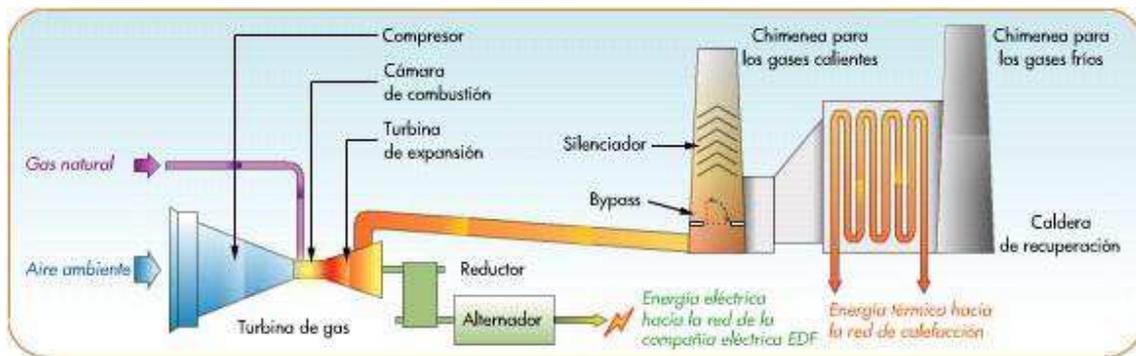


Figura 24: Funcionamiento planta de cogeneración. Fuente: www.energium.com.

Los elementos principales de un sistema de cogeneración son:

- Fuente de energía primaria:
 - Gas natural.
 - Combustibles líquidos.
 - Otros combustibles.
- Elemento motor:
 - Turbina de gas.
 - Turbina de vapor.
 - Motores alternativos.
 - Generador - Rectificador - Transformador
- Sistema de aprovechamiento de la energía calorífica:
 - Caldera convencional.
 - Caldera de recuperación.
 - Secadero.
 - Intercambiadores.

- Sistema de aprovechamiento de la energía mecánica:
 - Accionamiento de generadores eléctricos.
 - Accionamientos mecánicos (bombas).

Los sistemas de cogeneración se pueden clasificar en base a distintos criterios:

En base a la producción de electricidad y calor. Se pueden clasificar según el orden de producción de energía térmica y electricidad en:

- *Sistemas superiores o Topping Cycles*: en estos sistemas la energía primaria obtenida a partir de la combustión de la materia prima (gas natural, diesel, carbón, etc) se utiliza en la generación de energía eléctrica. Posteriormente, se genera energía térmica a partir del fluido caliente, en forma de gas o vapor, que se ha obtenido en el primer proceso.
- *Sistemas inferiores o Bottoming Cycles*: los sistemas inferiores funcionan de manera inversa. Utilizan la energía primaria obtenida de la combustión para la generación de energía térmica y utilizan los desechos de este proceso en la generación de electricidad.

La clasificación más empleada para distinguir los tipos de cogeneración es en base al primotor. Se basa en diferenciar el motor principal que se utiliza en el proceso de generación de electricidad. Se pueden distinguir:

4.4.1. Cogeneración con turbina de vapor

La turbina de vapor es accionada con el vapor a alta presión que proviene de la caldera. Este motor fue el primero que se utilizó en las plantas de cogeneración, sin embargo actualmente su uso está limitado a las instalaciones que utilizan biomasa como materia prima y a los ciclos combinados. Existen distintos tipos de turbinas de vapor, entre las que se encuentran:

- *Turbinas de contrapresión*: la presión de salida de la turbina es superior a la presión atmosférica.
- *Turbinas de condensación*: en estas turbinas el vapor a presión atmosférica se expande hasta estar por debajo de esta presión, se condensa y se reenvía de nuevo a la caldera mediante una bomba.
- *Turbinas de extracción*: este tipo de turbina posee una toma de vapor en su carcasa para alimentar a un determinado servicio. Se suelen utilizar en los procesos industriales que requieren dos niveles de presión.

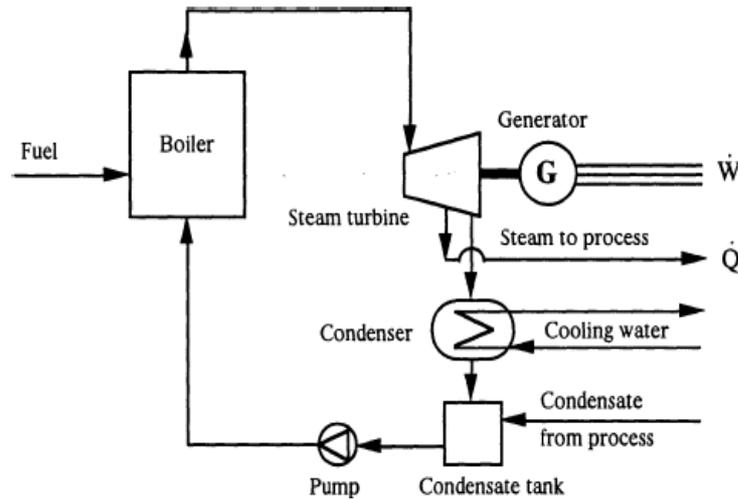


Figura 25: Turbina de vapor. Fuente: Presentación cogeneración en el sector terciario.

4.4.2. Cogeneración con turbina de gas.

Es el motor más usado en las plantas de cogeneración. El funcionamiento de este mecanismo consiste en el accionamiento de la turbina por la expansión de los gases calientes producidos en la combustión. Se introduce aire de la atmósfera en la cámara de combustión tras su compresión por el compresor y se mezcla con el combustible produciéndose la ignición. El eje del compresor mencionado es accionado mediante la turbina a través de la cual pasan los gases calientes que se producen en este proceso.

Las turbinas de gas pueden utilizar combustibles tanto gaseosos (gas natural, propano) como líquidos (gasóleo, gasolina).

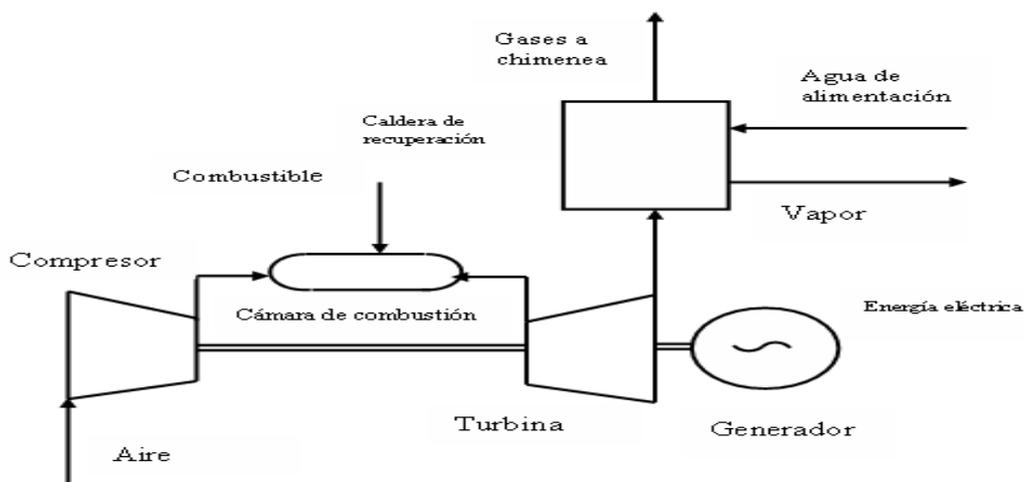


Figura 26: Cogeneración con turbina de gas. Fuente: Cogeneración en el sector terciario.

4.4.3. Cogeneración con ciclo combinado

Los ciclos combinados incluyen una turbina de vapor y una turbina de gas. Parte del vapor generado en el ciclo simple es recuperado y utilizado en la turbina de contrapresión, mejorando así la eficiencia de la planta.

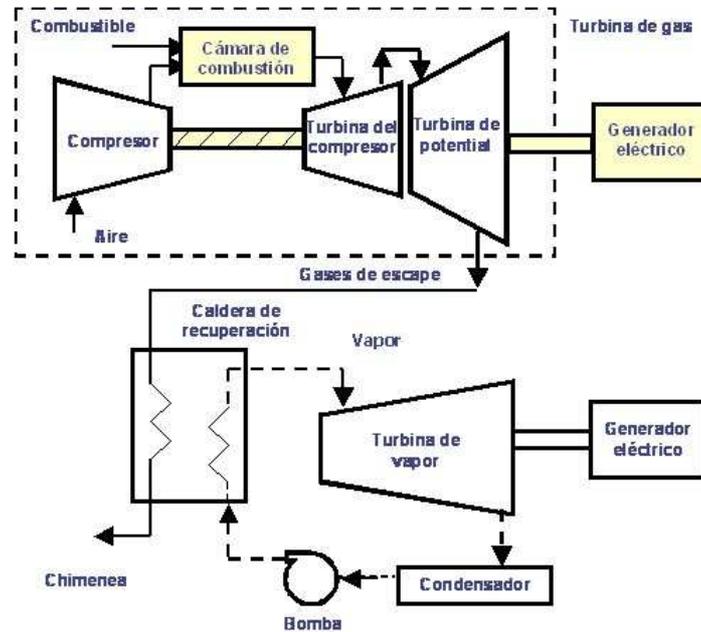


Figura 27: Cogeneración con ciclo combinado. Fuente: Blog ciclocombinadogasnatural.

4.4.4. Cogeneración con motores alternativos

Este tipo de motores utiliza como combustible gasóleo, gas natural o fueloil. Las plantas que utilizan este método de cogeneración son muy eficientes eléctricamente pero no tanto térmicamente. El sistema de recuperación de calor se realiza mediante una caldera, obteniendo vapor a partir de agua. Además, estas plantas, aprovechan el calor a alta temperatura extraído del circuito de refrigeración para producir agua caliente.

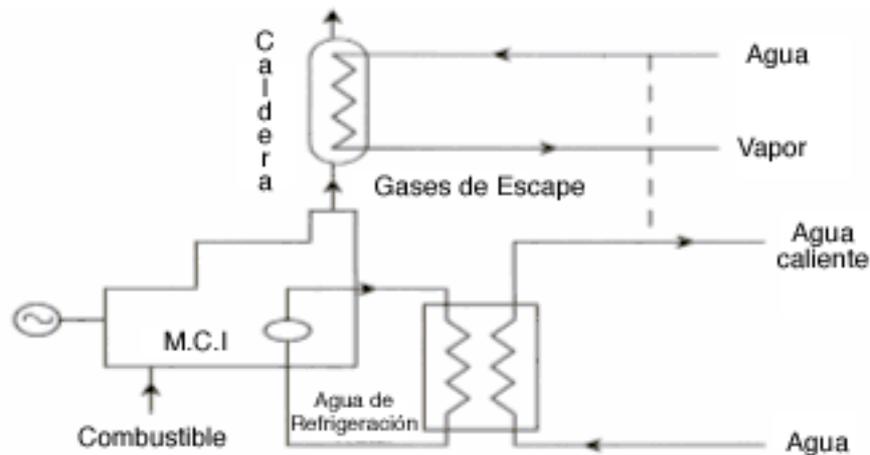


Figura 28: Cogeneración con motores alternativos. Fuente: Cogeneración en el sector terciario.

4.4.5. Trigeneración

Este tipo de plantas están basadas en la cogeneración, con la diferencia de que en ellas se genera electricidad, calor y frío. El sistema de producción de frío consiste en añadir un sistema de absorción a la planta de cogeneración.

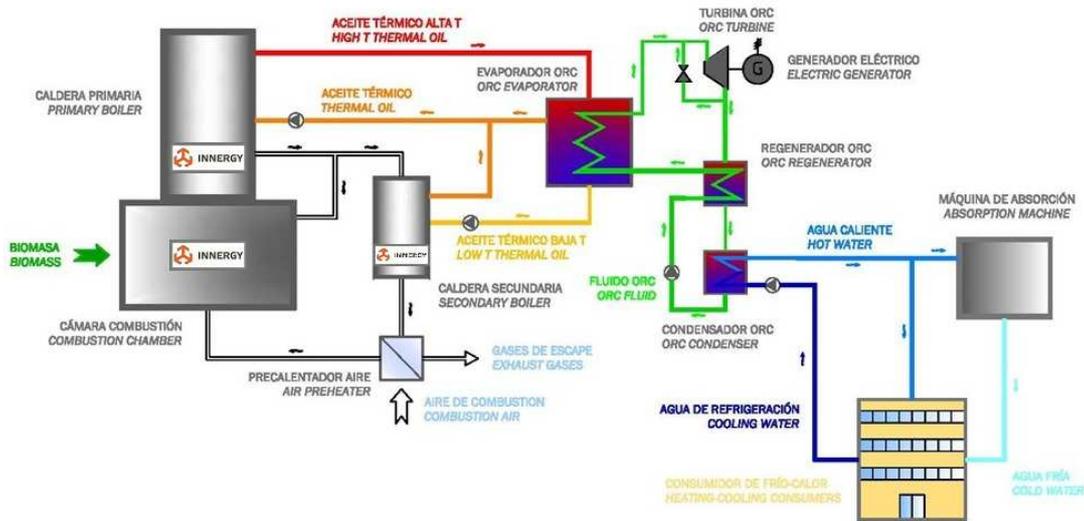


Figura 29: Trigeneración. Fuente: CYS Ingeniería.

Otros tipos de sistemas menos comunes son: las pilas de combustible, las microturbinas, los motores Stirling y los ciclos de Rankine con fluido orgánico.

A continuación se muestran las ventajas e inconvenientes de los principales sistemas utilizados en la cogeneración:

Tipo	Ventajas	Inconvenientes
Turbina de gas	Amplio rango de aplicaciones	Limitación de reservas de combustibles
	Gran fiabilidad	
	Elevada temperatura de la energía térmica	Ciclo de vida relativamente corto (<15 años)
	Rango desde 0,5 a 100 MW	
	Gases con alto contenido en oxígeno	
Turbina de vapor	Rendimiento global alto	Baja relación electricidad/calor
	Extremadamente segura	
	Posibilidad de emplear cualquier tipo de combustibles fósiles	No permite alcanzar altas potencias eléctricas

	Ciclo de vida largo	
	Amplia gama de potencias	
Motores alternativos	Elevada relación electricidad/calor	Pues en marcha lenta
	Alto rendimiento eléctrico	Alto coste de mantenimiento
	Tiempo de vida largo	La energía térmica se dispersa en grandes cantidades a baja temperatura
	Capacidad de adaptación a variaciones en la demanda	

Tabla 3:Tabla comparativa. Fuente: Elaboración propia.

4.5. Líneas de transmisión

Una línea de transmisión es el medio físico empleado para el transporte de la energía eléctrica en largas distancias desde el punto de generación hasta los puntos de carga o de consumo.



Figura 30: Líneas de transmisión. Fuente: Blog fantasticenergy

Las líneas de transmisión están compuestas por los siguientes elementos:

- Estructuras: Se distinguen varios tipos de estructuras:
 - Estructura de paso.
 - Estructura de paso doble.
 - Estructura semi-volada.
 - Estructura de paso con cruceta volada.
 - Estructura de paso doble cruceta semi-volada.
 - Estructura de paso volada con doble cruceta.



Figura 31: Estructura línea de transmisión. Fuente: Abeinsa.

- Aisladores:

La misión de los aisladores es aislar eléctricamente el conductor del apoyo de la línea. Por tanto, es de especial importancia que tengan buenas propiedades dieléctricas que contengan el paso de la corriente hacia la tierra. Los materiales más comúnmente utilizados son la porcelana, el vidrio y los materiales sintéticos.

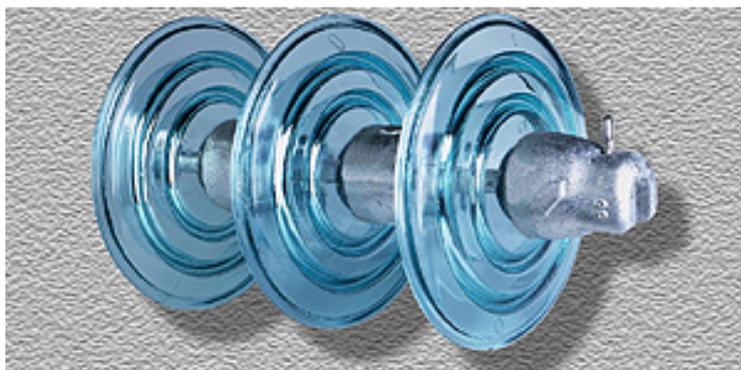


Figura 32: Aislador. Fuente: Grupo TEI México.

- Herrajes:

La unión de los conductores con los aisladores y de estos con los apoyos se efectúa mediante piezas metálicas denominadas herrajes. Se distinguen:

- Grapas para sujetar cables de fases y guarda
- Anillos para control de efecto corona
- Amortiguadores
- Crucetas y demás elementos metálicos
- Cables para retención o anclaje
- Espaciadores para mantener separados los conductores de un haz
- Cuernos de arco



Figura 33: Tipos de herrajes. Fuente: tuveras.com.

- Puesta a tierra:

La resistencia de puesta a tierra es distinta en cada una de las torres de la línea y depende de la composición del suelo, (características físicas y químicas). El suelo será considerado de resistencia baja cuando tenga un alto contenido de minerales conductores, sea de composición arcillosa y húmedo, y de resistencia alta cuando el suelo sea rocoso o de composición seca.

Existen diversos tipos de puestas a tierra, entre los que se distinguen:

- Varillas de puesta a tierra en cobre o copperweld.
- Cable de cobre desnudo.
- Mallas de puesta a tierra.
- Conectores cobre-cobre o bimetálicos.
- Contrapesos.



Figura 34: Malla de puesta a tierra. Fuente: Universidad Tecnológica de Pereira.

- Pararrayos de línea

Los pararrayos de línea se sitúan suspendidos en paralelo a los aisladores. La misión de estos elementos es proteger a la línea frente al movimiento de los aisladores y reducir el nivel de sobretensión que aplican las ondas viajeras a los conductores a su paso. Las ondas viajeras son debidas a aperturas y cierres de circuitos, impactos cercanos de rayos y otros fenómenos transitorios.



Figura 35: Pararrayos de línea. Fuente: tecnored.cl.

Las líneas de transmisión se pueden clasificar en:

4.5.1. Línea aérea de transmisión.

Está compuestas por:

- Postes (acero, cemento o madera).
- Seccionadores (interruptores y cuchillas).
- Conductores.
- Hilos de guarda: su función es elevar el punto de referencia a tierra hasta los conductores que transmiten la electricidad.
- Pararrayos.

- Apartarrayos.
- Banco de capacitores.
- Aisladores.

4.5.2. Línea subterránea de transmisión.

- Ductos y registros: son una parte esencial de las líneas subterráneas puesto que son el soporte de los cables y los puntos de acceso a ellos respectivamente. Los registros están fabricados en acero y los ductos pueden ser un tubo de PVC de alta densidad o ductos de PVC conduit.
- Soportes no metálicos.
- Terminales.
- Cables.
- Tierras: su función es igualar las diferencias de potencial de los campos eléctricos. Están constituidas por un cable longitudinal que va desde el inicio de la línea, pasando por todas las terminales, hasta su terminación.
- Empalmes.

4.6. Desalación

La desalación consiste en la separación de las sales que están presentes en una disolución acuosa. Este proceso se realiza con el objetivo de poder separar el agua de las sales y así obtener agua potable. La transformación de agua salada en agua para el consumo humano ha sido un proceso muy ambicionado desde la prehistoria. Fue en ese momento cuando se descubrió que el agua de lluvia, que provenía de la evaporación del agua de la tierra, no era salada. Las primeras instalaciones de desalación se realizaron tras la segunda guerra mundial en Arabia Saudí y Kuwait, pero en los años sesenta fue realmente cuando éste proceso alcanzó su estado actual, ya que fue entonces cuando se desarrolló la técnica de potabilización del agua mediante ósmosis inversa.

El proceso de desalación se realiza a múltiple tipos de soluciones acuosas, desde el agua subterránea presente en los acuíferos hasta el agua del mar. Sin embargo, la clasificación de los procesos de potabilización, no se realiza en función de la proveniencia del agua, sino en función del tipo de técnica que se utilice para transformarla. Se distinguen:

4.6.1. Desalación por ósmosis inversa

La ósmosis inversa basa su proceso en el de ósmosis natural. El fenómeno de ósmosis natural consiste en la separación de dos soluciones con un mismo disolvente a través de una membrana semipermeable. El disolvente pasa desde el lado de menor concentración hacia el lado de mayor concentración, hasta que estos se igualen. Al contrario que el disolvente, las sales disueltas no pueden pasar a través de la membrana quedándose en un lado de ésta. El paso del disolvente de un lado a otro de la membrana se consigue sin la necesidad de aporte externo de energía gracias a la presión osmótica, de donde proviene el nombre del proceso.

La ósmosis inversa está basada en el proceso de ósmosis natural con la diferencia de que el disolvente utilizado en este caso es agua y que éste pasa desde el lado de mayor concentración (agua con sales disueltas) al lado de menor concentración, al revés que en

el proceso convencional. Este proceso, al contrario que el anterior, requiere aportación de energía externa en forma de presión para pasar el disolvente de un lado a otro de la membrana. La presión que se debe realizar para conseguir este paso debe de ser superior a la presión osmótica y depende del grado de salinidad que posea el agua y el grado de desalación que se quiera obtener.

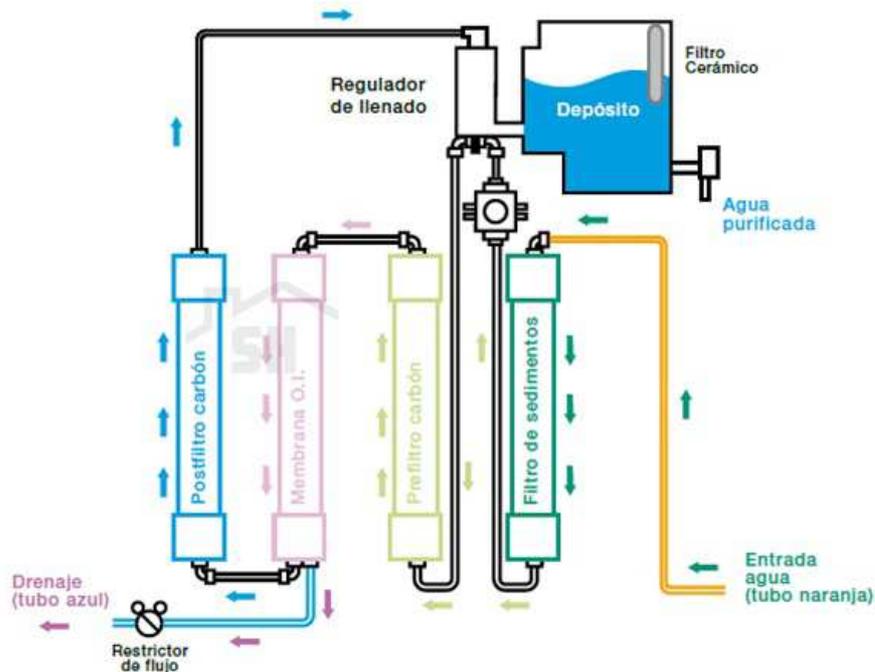


Figura 36: Proceso de ósmosis inversa Fuente: googleimages.

4.6.2. Desalación por destilación

La desalación por destilación consiste en la obtención del agua dulce a partir de la condensación del vapor evaporado del agua salada. Este proceso es realizado en diversas etapas, en cada una de las cuales se transforma una parte del agua de origen (evaporación y condensación). En cada etapa va descendiendo la temperatura y la presión consiguiéndose así la concentración de la salmuera restante. Este proceso podría considerarse cíclico puesto que parte del calor utilizado para calentar el agua que hay que destilar es obtenido de la evaporación anterior. Dentro de este tipo de proceso, se distinguen varias técnicas:

- *Destilación térmica*: consiste en el calentamiento del agua a partir de la combustión de combustibles fósiles como el carbón, el petróleo o el gas natural.
- *Compresión de vapor*: se usa un compresor adiabático para crear un flujo de vapor entre dos partes con diferentes presiones. El flujo va desde el lado de mayor temperatura de condensación y presión hacia el lado de menor presión y temperatura, que es donde se produce el proceso de condensación.
- *Destilación solar*: realiza el calentamiento utilizando la energía del sol, ya sea de manera directa o mediante concentración en células fotovoltaicas.

4.6.3. Desalación por congelación

En este proceso, el agua salada es pulverizada en una cámara con condiciones de baja presión y temperatura. Esto produce la cristalización del agua contenida en la disolución sobre la salmuera, de tal manera ésta puede ser separada. Posteriormente los cristales de agua son deshechos con agua normal, obteniéndose así agua potable.

4.6.4. Desalación mediante evaporación relámpago

Este proceso consiste en introducir el agua salada en forma de gotas finas en una cámara con una presión por debajo de la de saturación. De esta manera, parte de las gotas son evaporadas y mediante la condensación de este vapor se obtiene el agua dulce. El proceso se vuelve a repetir con el agua que no ha sido evaporada, pero metiéndolo en una cámara con una presión más baja que en la anterior. Esto se repite descendiendo la presión hasta que mediante el mismo proceso de calentamiento, evaporación relámpago y condensación, se consigue el grado de desalación buscado. Por este motivo, este método de desalación es llamado evaporación multietapa o MSF.

4.6.5. Electrodialisis

En este proceso las sales son separadas del agua mediante el paso a través de la solución iónica de una corriente eléctrica. Esta corriente provoca que los cationes o iones positivos vayan hacia el cátodo o electrodo negativo y los aniones o iones negativos hacia el ánodo o electrodo positivo. La transferencia de iones se realiza a través de dos membranas semipermeables que sólo permiten el paso de las partículas de cloro y sodio, desalinizando de esta manera la celda electrolítica y obteniendo por tanto agua desalinizada.

4.7. Tecnología Eólica

La tecnología eólica es la transformación de la energía cinética de las corrientes de aire en energía eléctrica. Esta transformación se realiza mediante el aerogeneradores cuyo rotor es girado a partir de su unión mecánica con las hélices del molino sobre las que inciden los flujos de aire. Se suele decir que la energía eólica proviene en última instancia del sol, ya que es éste el que mediante el calentamiento desigual de las zonas geográficas y la rotación de la tierra, provocan las corrientes de aire. Las instalaciones eólicas, llamadas parques eólicos, suelen ser agrupaciones de hélices instaladas en puntos estratégicos de la geografía donde se dan condiciones óptimas de viento para su funcionamiento.



Figura 37: Parque eólico. Fuente: Abengoa.

Se pueden distinguir tres tipos de instalaciones: las instalaciones aisladas, que generan electricidad para el autoconsumo, los parques eólicos, cuya producción es vendida a la red eléctrica y las instalaciones marinas u «offshore».

Otra distinción es según los tipos de aerogeneradores utilizados. Estos se pueden clasificar según el tipo de aerogenerador (corriente alterna o corriente continua), el número de palas y la posición del eje principal (horizontal o vertical).

En los parques eólicos, el aerogenerador más comúnmente utilizado es el aerogenerador de corriente alterna con eje horizontal. En este tipo de generador cabe distinguir las siguientes partes:

- *Torre*: su función es sujetar la góndola y resistir la fuerza del viento por lo que debe de ser una estructura fuerte y estable.
- *Sistema de captación*: se llama así a las palas que componen la hélice, cuyo número es variable en función del diseño.
- *Sistema de transmisión*: es el encargado de acoplar el sistema de geración con el sistema de captación.
- *Góndola*: es el emplazamiento situado sobre la torre donde se encuentra el aerogenerador y los sistemas de control. Además, también incluye un sistema de orientación del rotor según la dirección del viento.

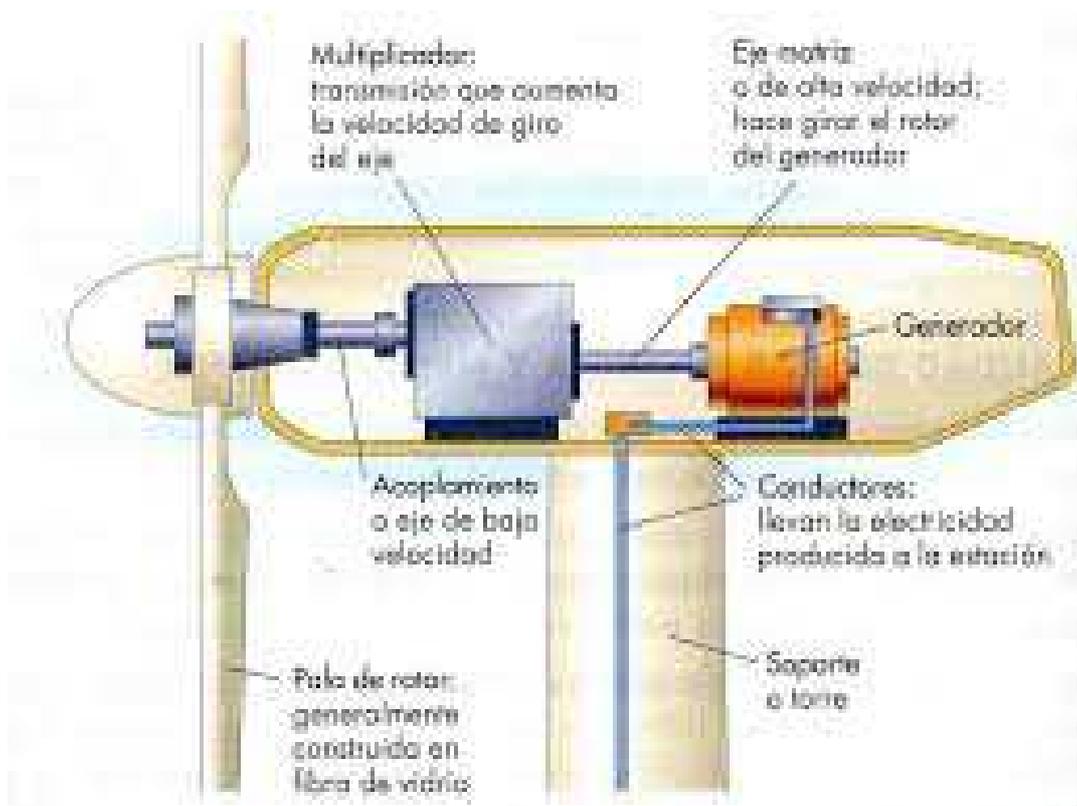


Figura 38: Aerogenerador. Fuente: www.renovables-energia.com

En términos generales, la energía eólica tiene ventajas e inconvenientes. Su principal ventaja es que es una energía renovable que genera muy pocos gases contaminantes puesto que no utiliza combustibles fósiles en la generación de energía, sino la fuerza del viento, que es un recurso inagotable. Esto, supone intrínsecamente la ventaja de la contribución a la economía del país, puesto que reduce su dependencia energética del extranjero. Además de su escasa contaminación por emisiones, se puede decir que tampoco es contaminante ni sonora ni visualmente, por lo que esta tecnología provoca un impacto medioambiental y social mínimo.

Por otra parte, su principal inconveniente es la dependencia de las condiciones climatológicas y de viento, que son variables y no se pueden ajustar a la demanda energética.

5. Valoración financiera

Uno de los objetivos de este proyecto es hallar el valor de Abengoa a través de la valoración financiera de cada uno de sus activos, que se realizará mediante los modelos financieros de cada una de las tecnologías operadas o explotadas por la empresa. Para poder valorar los activos de Abengoa y realizar unos modelos financieros fiables para cada una de las tecnologías, es necesario el conocimiento y estudio de éstas en detalle. Debido a esto, en este capítulo se realizará un análisis de cada una de las tecnologías en profundidad, teniendo en cuenta todos los factores que influyen en la rentabilidad de sus plantas. Entre estos factores se encuentran los datos relativos a los costes de inversión y método de financiación, los costes de explotación (operación y mantenimiento) de cada tecnología, los costes de las materias primas necesarias para la producción, los ingresos por venta de los productos finales o subproductos y la retribución obtenida por la venta de la electricidad generada.

Existen diversos métodos de valoración de empresas. En este proyecto se utilizará la valoración por flujos de caja (DCF), ya que constituye la forma más completa y realista de realizar la valoración de una empresa.

5.1. Valoración por flujos de caja

El valor de una empresa con deuda o Enterprise Value (EV) por descuento de flujos de caja se calcula restando la deuda viva de la empresa al Valor Actual (VA) de Abengoa. Este valor actual de la empresa se obtendrá por valoración de las partes. El valor total de Abengoa, sin contar la deuda, será por tanto la suma de todos los valores actuales de los flujos de caja libres de los activos que se esperan obtener, actualizados a la tasa media ponderada de capital (WACC). Lo más importante en una valoración por descuento de flujos de caja (DCF) es la proyección en el futuro de la cuenta de resultados de la empresa, lo que obliga a conocerlo todo de la empresa y el sector para poder estimar su evolución a lo largo del tiempo. En este caso, al realizar las valoraciones por activos clasificados según su tecnología, será imprescindible hacer un estudio profundo de cada una de estas para realizar un buen modelo financiero que represente de manera realista los flujos futuros que se obtendrán.

Por tanto, para la valoración de un activo por el método de descuento de flujos de caja, los pasos a seguir serán:

- Estudio profundo y en detalle de la tecnología para la realización del modelo financiero.
- Proyección de la cuenta de resultados y balance.
- Obtención de los flujos de caja libres
- Calculo de la tasa media ponderada del capital
- Actualización de los flujos de caja libres con la tasa WACC.
- Obtención del VA.

El flujo de caja libre (FCL) representa la capacidad de una empresa o un activo para generar caja, es decir cuantía de dinero restante tras realizar todos los pagos, independientemente de su estructura financiera. Es la cantidad de dinero disponible para hacer frente a los pagos de los recursos financieros de la empresa o el activo, es decir, tanto para cubrir deuda adquirida por los préstamos con entidades bancarias como para repartir dividendos entre los accionistas, una vez se han deducido el pago a proveedores y las compras del activo fijo (construcciones, maquinaria...).

$$FCL = NOPAT + Amortizaciones - \Delta NOF - \text{Flujos de Caja de Inversión}$$

Siendo,

$$NOPAT = EBIT \cdot (1 - T)$$

$$\Delta NOF = \Delta Clientes - \Delta Proveedores$$

En este proyecto se ha considerado que las compras de activos fijos como maquinaria se realizan al principio del proyecto de construcción y operación de cada planta, por lo que esta cantidad estaría incluida en la inversión realizada y no estará presente en el flujo de caja libre. Además, con objeto de simplificar la valoración, se ha considerado que tanto clientes como proveedores realizan sus pagos en el momento de llevarse a cabo las transacciones por lo que la variación de NOF ha sido establecida como cero. Por tanto, el flujo de caja libre queda:

$$FCL = EBITDA - EBIT \cdot (1 - T)$$

La tasa media ponderada del capital (WACC), a la que se descontarán los flujos de caja libres calculados, es el coste medio ponderado de capital con el que se financia el activo. Esta tasa es a la que se actualiza el flujo de caja libre con objeto de conocer si se va a ser capaz de retribuir a las fuentes de financiación. Un activo será capaz si su VAN actualizado a la WACC es igual o mayor a cero. Cada activo valorado tiene dos fuentes principales de recursos financieros: la deuda y el capital. El coste de la deuda es el tipo de interés anual fijado por las entidades bancarias por el préstamo realizado y el coste del capital es la rentabilidad mínima que exigen los accionistas para invertir o mantener el dinero en ese proyecto. Si la rentabilidad de la inversión (TIR) es mayor a la tasa media ponderada del capital WACC, se podrá retribuir a las fuentes de financiación.

$$WACC = K_e \cdot \frac{E}{E + D} + K_d \cdot (1 - T) \cdot \frac{D}{E + D}$$

Donde,

E = Equity, capital social o capital financiado por los accionistas.

K_e = Coste del capital social, que es la rentabilidad mínima exigida por los accionistas para invertir en la empresa o proyecto. Se calcula:

$$K_e = \text{Tasa libre de riesgo} + \beta \cdot \text{Prima de riesgo del mercado}$$

Tasa libre de riesgo = Rentabilidad mínima que existe en el mercado, es la rentabilidad obtenida al invertir en activos cuyo riesgo es prácticamente nulo (se suele tomar como activo libre de riesgo los bonos estatales de países como Alemania)

β = Volatilidad de las acciones de la empresa con respecto al comportamiento general del mercado. Mide la relación entre el riesgo del índice General de la Bolsa y la acción de la empresa.

Prima de riesgo del mercado = prima de riesgo del mercado en el que cotiza la acción.

D = Deuda, capital financiado por un banco o un conjunto de ellos.

K_d = Coste de la deuda, definido por el tipo de interés que la entidad bancaria impone a la empresa por el préstamo que les ha realizado.

$(1 - T)$ = Escudo fiscal ó reducción de los impuestos sobre ingresos como resultado de estar la activo financiada mediante deuda. T = Tasa impositiva.

Una vez actualizados los flujos de caja libres con la tasa WACC, se halla el Valor Actual Neto (VAN) de la inversión, que es la cantidad de capital que se espera obtener de la inversión por encima de la tasa WACC. Es decir, la cantidad que espero ganar por encima del dinero que necesito generar para retribuir las financiaciones. Se calcula restando al valor actual de los FCL actualizados el valor de la inversión realizada (dinero invertido en la construcción y entrada en operación de la planta).

$$VAN = -I_0 + \frac{FCL_1}{(1 + WACC)^1} + \frac{FCL_2}{(1 + WACC)^2} + \dots + \frac{FCL_n}{(1 + WACC)^n}$$

Otro parámetro importante en la valoración financiera de un activo o proyecto es la Tasa Interna de Retorno (TIR). El TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero (FCL actualizados al TIR – inversión = 0). Representa la rentabilidad del proyecto en forma de porcentaje anual sobre la inversión.

Actualmente, debido a la reforma eléctrica comenzada en Julio de 2013 en España, la retribución de las plantas en régimen especial a partir de 2014, se realizará en base a que obtengan una rentabilidad de las inversiones (TIR) antes de impuestos del 7,5%, según establece del RDI 9/2013.

5.2. Valoración por tecnologías

5.2.1. Valoración del negocio de termosolar

Abengoa diseña y construye plantas de generación eléctrica con tecnología termosolar de tres clases: cilindro-parabólica, torre central e híbrida de ciclo combinado solar (ISCC). Acumula 1641 MW de potencia instalada en 21 plantas situadas a lo largo de la geografía, en países como España, EEUU, Argelia y Emiratos Árabes Unidos.



Figura 39: Localización plantas termosolares. Fuente: Abengoa

Para explicar los parámetros relevantes en la valoración financiera de una planta termosolar, se analizará el modelo financiero realizado para una de ellas. En este caso, la planta analizada será Solnova 3, una termosolar cilindro-parabólica sin almacenamiento situada en Sanlúcar la Mayor (Sevilla). Esta planta tiene una potencia instalada de 50 MW y produce en torno a 100000 MWh/año, lo que equivale a 2000h/año. La vida útil de la planta es de 25 años y entró en operación en mayo de 2010. Debido a esto, está inscrita y regulada según del Real Decreto 661/2007 en la categoría b.1.2. Según la ITC/3519/2009, las instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la radiación solar, serán retribuidas el primer año con una tarifa de 284,983 €/MWh y a partir de entonces, suponiendo que venden su electricidad generada al mercado eléctrico, se retribuirán mediante la suma del valor del mercado (pool) más una prima establecida por el Real Decreto. Esta prima se establece en 268,717 €/MWh en 2011 y se actualizará con un incremento del IPC-0,25% hasta 2012 y del IPC-0,5% a partir de entonces. Sin embargo, la reforma energética de finales de 2013, ha eliminado la retribución primada y ha establecido que este tipo de plantas perciban un pago fijo anual, cuyo valor será calculado de tal manera que éstas tengan una rentabilidad antes de impuestos del valor del rendimiento del mercados secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley de las Obligaciones del Estado a diez años incrementada en 300 puntos básico. Esto es equivalente a establecer un pago fijo que garantice que la rentabilidad de las plantas antes de impuestos sea del 7,5%. Además, la Orden Ministerial ha establecido en 52 €/MWh el precio del pool a partir de 2016.

Termosolar Solnova 3 (CSP sin almacenamiento)			
Puesta en marcha	may-10	Inversión (M€)	250
Vida útil (años)	25	Deuda	80%
Potencia instalada (MW)	50	Recursos propios	20%
Producción eléctrica (MWh/año)	100000	Tipo de interés	5%
Categoría Real Decreto 661/2007	b.1.2	Plazo de financiación (años)	18
Tarifa (€/MWh)	284,983	Impuestos	30%
Prima (€/MWh)	268,717	Impuesto sobre la generación	7%
Gastos O&M (M€/MW/año)	0,012		

Tabla 4:Parámetros Solnova 3. Fuente: Elaboración propia.

Los costes de operación y mantenimiento de una instalación termosolar conectada a la red de distribución de electricidad son distintos en función de si la planta tiene capacidad de almacenamiento o no. Se estiman en 0,15 M€/MW y 0,12 M€/MW respectivamente según los costes de O&M que publica el Plan de Energías Renovables 2011-2020 desglosados como se muestra en la siguiente figura. Estos costes en las instalaciones de torre central con almacenamiento de estiman en 0,12 M€/MW. Los costes de O&M se ha estimado que evolucionan con un crecimiento del IPC, supuesto desde 2015 en España del 2%.

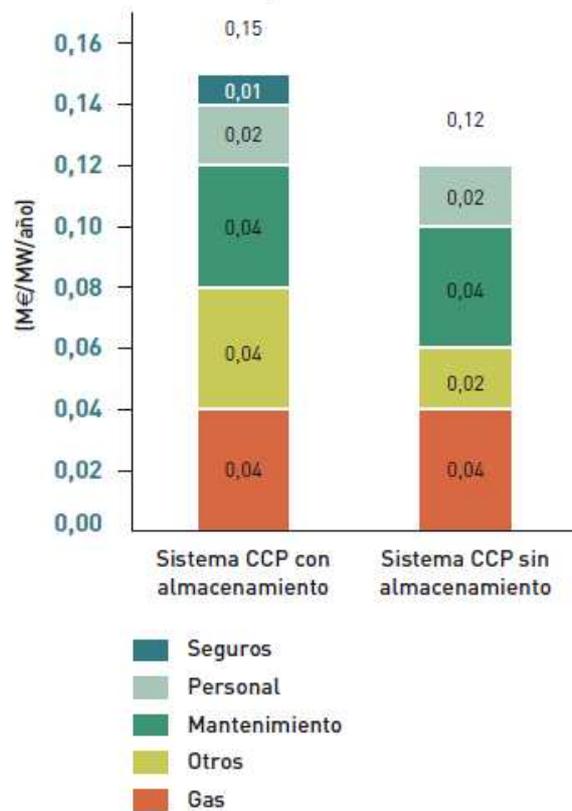


Figura 40: Costes O&M termosolar. Fuente: Plan de Energías Renovables 2011-2020.

La inversión de la planta fue de 250 M€ según los datos publicados por la compañía, lo que supone un coste de inversión de 5 M€/MW. La planta ha sido financiada con un 20% de recursos propios y un 80% de deuda con un tipo de interés del 5% a 18 años. La amortización de la planta se realiza de forma lineal a lo largo de su vida útil.

Las 21 plantas termosolares que posee Abengoa se describen en la tabla siguiente:

Nombre	Tipo de activo	Tecnología	Características	País	Fecha P.M.	Inversión (M€)
PS 10	PS - Termosolar	Torre con alm.	11 MW	España	mar-07	35
PS 20	PS - Termosolar	Torre con alm.	20 MW	España	abr-09	82,66
Solnova 1	PS - Termosolar	CSP sin alm.	50 MW	España	may-10	220
Solnova 3	PS - Termosolar	CSP sin alm.	50 MW	España	may-10	250
Solnova 4	PS - Termosolar	CSP sin alm.	50 MW	España	ago-10	250
Helioenergy 1	PS - Termosolar	CSP sin alm.	50 MW	España	sep-11	275
Helioenergy 2	PS - Termosolar	CSP sin alm.	50 MW	España	nov-11	275
Helios 1	PS - Termosolar	CSP sin alm.	50 MW	España	may-12	215
Helios 2	PS - Termosolar	CSP sin alm.	50 MW	España	jul-12	215
Solacor 1	PS - Termosolar	CSP sin alm.	50 MW	España	feb-12	250
Solacor 2	PS - Termosolar	CSP sin alm.	50 MW	España	feb-12	250
Solabén 1	PS - Termosolar	CSP sin alm.	50 MW	España	nov-13	250
Solabén 2	PS - Termosolar	CSP sin alm.	50 MW	España	sep-12	250
Solabén 3	PS - Termosolar	CSP sin alm.	50 MW	España	may-12	250
Solabén 6	PS - Termosolar	CSP sin alm.	50 MW	España	nov-13	250
Solana	PS - Termosolar	CSP con alm.	280 MW	EEUU	ago-12	1478
Mojave Solar	PS - Termosolar	CSP sin alm.	280 MW	EEUU	nov-13	1250
Shams - 1	PS - Termosolar	CSP sin alm.	100 MW	Emiratos Árabes Unidos	may-12	500
Hassi-R'mel	PS - Termosolar	ISCC	150 MW	Argelia	jul-11	315
Kaxu Solar One	PS - Termosolar	CSP sin alm.	100 MW	Sudáfrica	feb-15	560
Khi Solar One	PS - Termosolar	Torre sin alm.	50 MW	Sudáfrica	nov-14	335

Tabla 5: Plantas termosolares Abengoa. Fuente: Elaboración propia

5.2.2. Valoración del negocio fotovoltaico

Abengoa diseña y construye plantas de generación eléctrica con tecnología fotovoltaica de dos clases: paneles fijos o con seguimiento del sol con doble eje. Acumula 11,7 MW de potencia instalada en 5 plantas situadas en España. Además, optimizan el diseño de planta en función de las características del terreno en el que se instala, usando paneles de alta, baja o sin concentración y de lámina delgada.



Figura 41: Localización plantas fotovoltaicas. Fuente: Abengoa.

Para explicar los parámetros relevantes en la valoración financiera de una planta fotovoltaica, se analizará el modelo financiero realizado para una de ellas. En este caso, la planta analizada será Copero PV, una planta de paneles fotovoltaicos de doble eje con baja concentración situada en Sevilla. Esta planta tiene una potencia instalada de 1 MW y produce en torno a 1750 MWh/año. La vida útil de la planta es de 25 años y entró en operación en enero de 2008. Debido a esto, está inscrita y regulada según del Real Decreto 661/2007 en la categoría b.1.1. Según la ITC/3860/2007, las instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la radiación solar con potencia menor o igual a 100 KW, serán retribuidas con una tarifa de 431,486 €/MWh sin prima, por lo que éste tipo de instalaciones no entraba en la subasta del mercado eléctrico. Esta tarifa se actualizará con un incremento del IPC-0,25% hasta 2012 y del IPC-0,5% a partir de entonces. Sin embargo, la reforma energética de finales de 2013, ha eliminado la retribución primada y ha establecido que este tipo de plantas perciban un pago fijo anual, cuyo valor será calculado de tal manera que éstas tengan una rentabilidad antes de impuestos del valor del rendimiento del mercados secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley de las Obligaciones del Estado a diez años incrementada en 300 puntos básico. Esto es equivalente a establecer un pago fijo que garantice que la rentabilidad de las plantas antes de impuestos sea del 7,5%. Además, la Orden Ministerial ha establecido en 52 €/MWh el precio del pool a partir de 2016.

Fotovoltaica Copero PV (dos ejes)			
Puesta en marcha	ene-08	Inversión (M€)	4,5
Vida útil (años)	25	Deuda	75%
Potencia instalada (MW)	1	Recursos propios	25%
Producción eléctrica (MWh/año)	1750	Tipo de interés	5%
Categoría Real Decreto 661/2007	b.1.1	Plazo de financiación (años)	18
Tarifa (€/MWh)	431,486	Impuestos	30%
Gastos O&M (M€/MW/año)	0,018	Impuesto sobre la generación	7%

Tabla 6: Parámetros Copero PV. Fuente: Elaboración propia.

Los costes de operación y mantenimiento de una instalación fotovoltaica conectada a la red de distribución de electricidad son distintos en función de si la planta tiene seguimiento solar de un eje, de dos o no tiene. Se estiman en 0,1 M€/MW en las instalaciones con seguimiento de doble eje y 0,0472 M€/MW en las de seguimiento de un eje en base al Plan de Energías Renovables 2011-2020 desglosados como se muestra en la siguiente figura. Los costes de O&M se ha estimado que evolucionan con un crecimiento del IPC, supuesto desde 2015 en España del 2%.

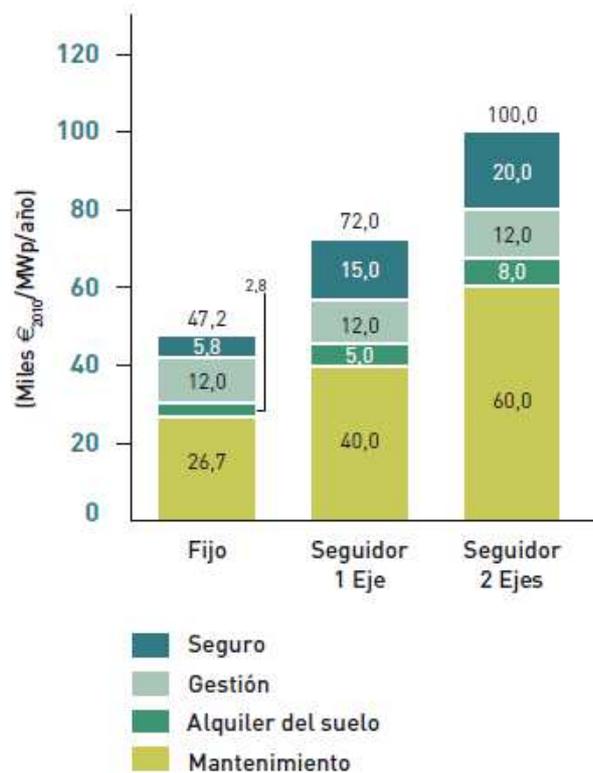


Figura 42: Costes O&M fotovoltaica. Fuente: Plan de Energías Renovables 2011-2020.

La inversión de la planta fue de 4,5 M€ según los datos publicados por la compañía, lo que supone un coste de inversión de 4,5 M€/MW. La planta ha sido financiada con un 25% de recursos propios y un 75% de deuda con un tipo de interés del 5% a 18 años. La amortización de la planta se realiza de forma lineal a lo largo de su vida útil.

Las 5 plantas fotovoltaicas que posee Abengoa se describen en la tabla siguiente:

Nombre	Tipo de activo	Tecnología	Características	País	Fecha P.M.	Inversión (M€)
Sevilla PV	PS - Fotovoltaica	PV	1,2 MW	España	jun-09	5,4
Copero PV	PS - Fotovoltaica	PV	1 MW	España	jul-09	4,5
Las Cabezas PV	PS - Fotovoltaica	PV	5,7 MW	España	jul-09	25,65
Casaquemada PV	PS - Fotovoltaica	PV	1,9 MW	España	jul-09	8,55
Linares PV	PS - Fotovoltaica	PV	1,9 MW	España	jul-09	8,55

Tabla 7: Plantas fotovoltaicas Abengoa. Fuente: Elaboración propia.

5.3. Valoración del negocio de la bioenergía

Abengoa ejecuta proyectos “llave en mano” de plantas de producción de biodiesel y bioetanol a partir de distintos tipos de biomasa, entre los que se encuentran el trigo, la cebada, el sorgo, el maíz, la caña de azúcar, el aceite de palma, el aceite de soja y el aceite de colza. Acumula una capacidad instalada de 3236 ML en 15 plantas situadas a lo largo de la geografía, en países como España, EEUU, Francia, Países Bajos y Brasil.



Figura 43: Localización instalaciones de bioenergía. Fuente: Abengoa.

Para explicar los parámetros relevantes en la valoración financiera de una planta de bioenergía, se analizarán el modelo financiero realizado para una planta de generación de bioetanol y una de generación de biodiesel.

5.3.1. Bioetanol

En el caso de la planta de bioetanol, la planta analizada será Bioetanol Galicia, una instalación de producción de bioetanol a partir de trigo y cebada, situada en Galicia. Esta planta tiene una capacidad instalada de 196 ML y genera como subproducto en torno a 130000 ton/año de DGS. La vida útil de la planta es de 30 años y entró en operación en noviembre de 2003.

Bionenergía Bioetanol Galicia			
Puesta en marcha	nov-03	Inversión (M€)	92
Vida útil (años)	30	Deuda	71,4%
Producción bioetanol (ML)	196	Recursos propios	28,6%
Precio bioetanol (€/L)	0,4	Tipo de interés	5%
Producción DGS (ton/año)	131000	Plazo de financiación (años)	20
Precio DGS (€/ton)	83,14	Impuestos	30,00%
Consumo trigo y cebada (ton/año)	340000		
Precio trigo y cebada (€/ton)	126,34		
Gastos O&M (M€/ML/año)	0,015		

Tabla 8: Parámetros Bioetanol Galicia. Fuente: Elaboración propia.

En este año según la Chicago Board of Trade, el precio de venta del bioetanol era de aproximadamente 0,4 €/L. El precio de la tonelada de DGS en 2003 según Indexmundi era de 83,14 €/ton, precio que se estima como 10€ inferior al de la tonelada de maíz en diversas fuentes, entre las que se encuentra www.ddgs.umn.edu. La evolución a futuro de estos precios a partir de 2014, se ha supuesto que aumenta con el IPC.

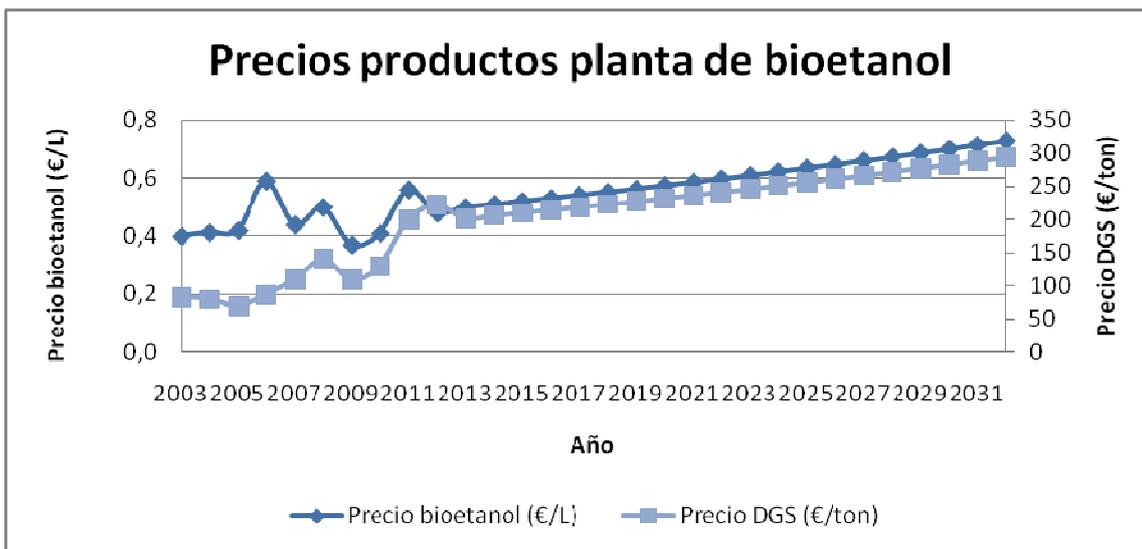


Figura 44: Evolución del precio de los productos planta de bioetanol. Fuente: Elaboración propia.

Esta planta consume 340000 toneladas al año de trigo y cebada. El precio de la tonelada de trigo y cebada en 2003 según Indexamundi era de 126,34 €/ton. La evolución a futuro de este precio a partir de 2014, se ha supuesto que aumenta con el IPC. La tabla siguiente muestra la evolución de los precios de las principales materias primas utilizadas en la producción de bioetanol.

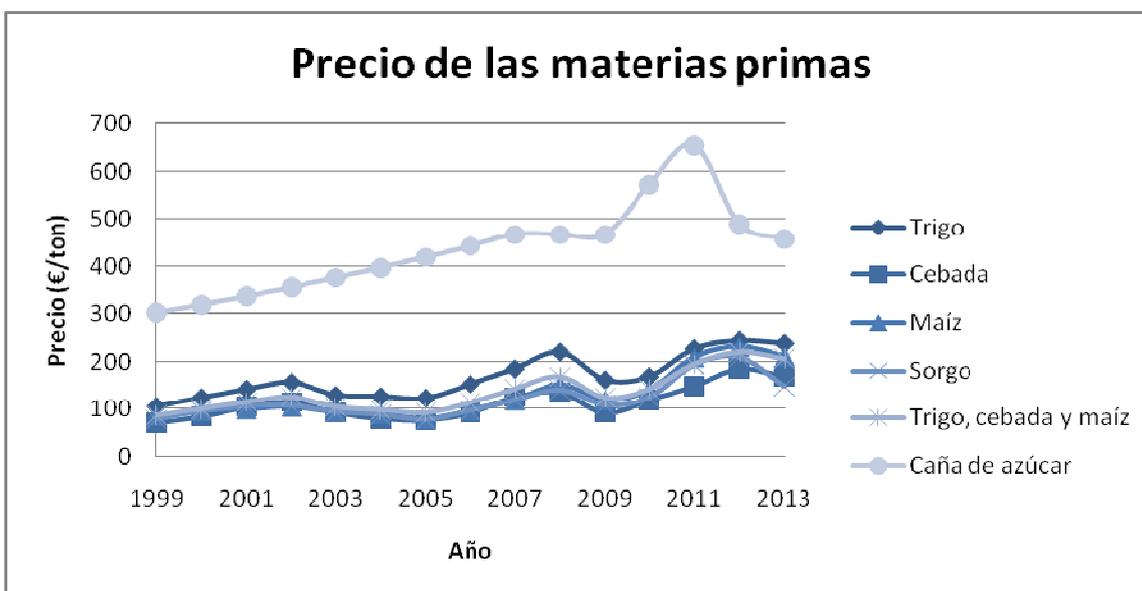


Figura 45: Evolución del precio de las materias primas de las instalaciones de bioetanol. Fuente: Elaboración propia.

Los costes de operación y mantenimiento de una planta de producción de bioetanol se estiman en 0,015 M€/ML. Los costes de O&M se ha estimado que evolucionan con un crecimiento del IPC, supuesto desde 2015 en España del 2%.

La inversión de la planta fue de 92 M€ según los datos publicados por la compañía, lo que supone un coste de inversión de 0,469 M€/ML. La planta ha sido financiada con un

28,6% de recursos propios y un 71,4% de deuda con un tipo de interés del 5% a 20 años. La amortización de la planta se realiza de forma lineal a lo largo de su vida útil.

5.3.2. Biodiesel

En el caso de la planta de biodiesel, la planta analizada será AB San Roque, una instalación de producción de biodiesel a partir de trigo y cebada, situada en Cádiz. Esta planta tiene una capacidad instalada de 225 ML y genera como subproducto en torno a 185000 ton/año de glicerina cruda. La vida útil de la planta es de 20 años y entró en operación en febrero de 2009.

Bionenergía Biodiesel AB San Roque			
Puesta en marcha	feb-09	Inversión (M€)	80
Vida útil (años)	20	Deuda	70,0%
Producción biodiesel (ML)	225	Recursos propios	30,0%
Precio biodiesel (€/L)	0,32	Tipo de interés	5%
Producción glicerina cruda (ton/año)	18500	Plazo de financiación (años)	15
Precio glicerina cruda (€/ton)	85	Impuestos	30,00%
Consumo aceite de palma (ton/año)	205000		
Precio aceite de palma (€/ton)	440		
Gastos O&M (M€/ML/año)	0,025		

Tabla 9: Parámetros AB San Roque. Fuente: Elaboración propia.

En este año según Indexmundi, el precio de venta del bioediesel estaba en torno a 0,32 €/L. El precio de la tonelada de glicerina cruda en 2003 según la revista “biodiesel magazine” y la empresa Advanced Projects Research Incorporated era de 85 €/ton. La evolución a futuro de estos precios a partir de 2014, se ha supuesto que aumenta con el IPC.

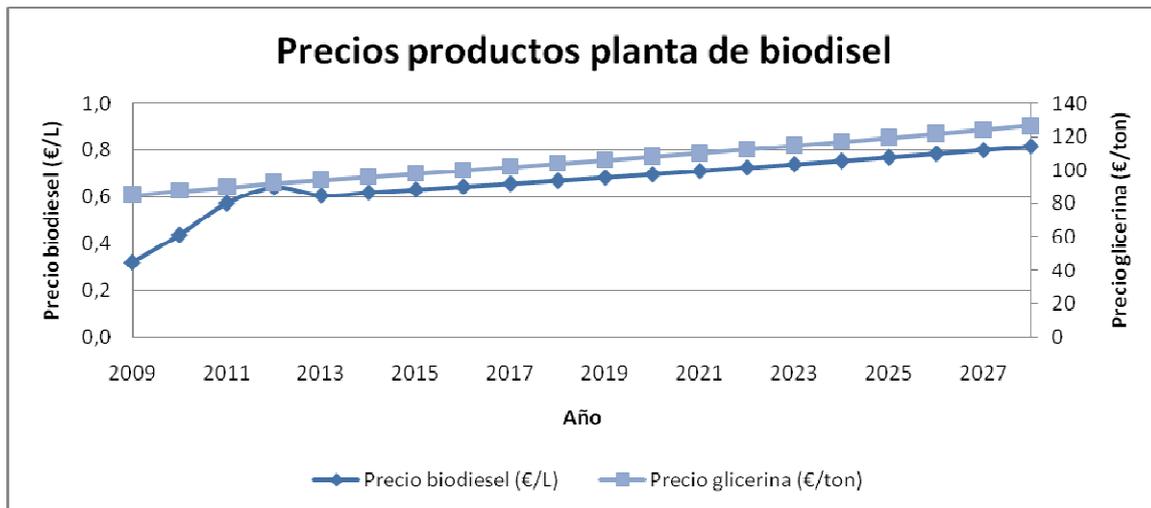


Figura 46: Evolución del precio de los productos planta de biodiesel. Fuente: Elaboración propia.

Esta planta consume 205000 toneladas al año de aceite de palma. El precio de la tonelada de aceite de palma en 2009 según Indexmundi era de 440 €/ton. La evolución a futuro de este precio a partir de 2014, se ha supuesto que aumenta con el IPC. La tabla

siguiente muestra la evolución de los precios de las principales materias primas utilizadas en la producción de biodiesel.

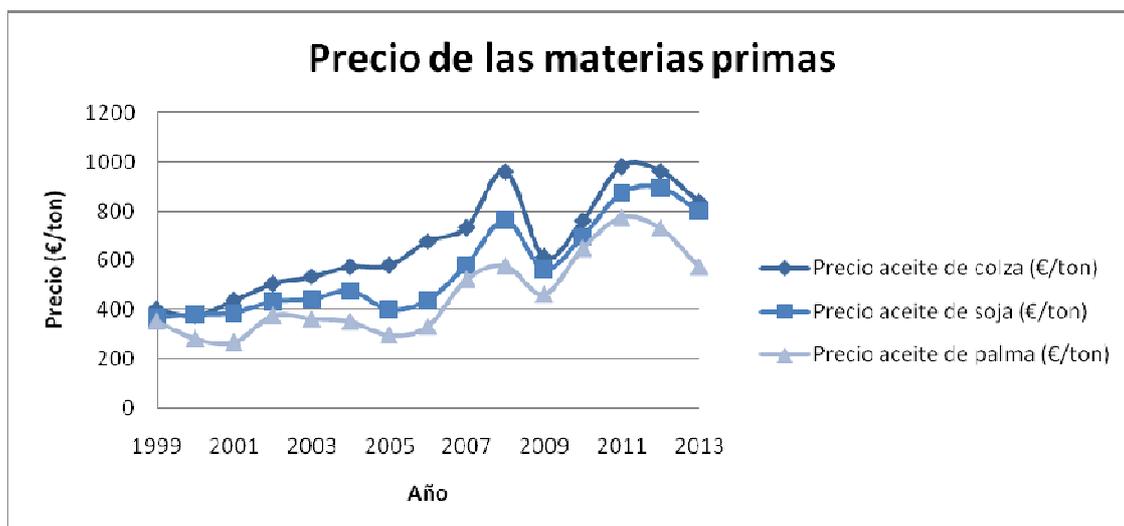


Figura 47: Evolución del precio de las materias primas de las instalaciones de biodiesel. Fuente: Elaboración propia.

Los costes de operación y mantenimiento de una planta de producción de biodiesel se estiman en 0,025 M€/ML. Los costes de O&M se ha estimado que evolucionan con un crecimiento del IPC, supuesto desde 2015 en España del 2%.

La inversión de la planta fue de 80 M€ según los datos publicados por la compañía, lo que supone un coste de inversión de 0,36 M€/ML. La planta ha sido financiada con un 30% de recursos propios y un 70% de deuda con un tipo de interés del 5% a 15 años. La amortización de la planta se realiza de forma lineal a lo largo de su vida útil.

Las 15 plantas bioenergía que posee Abengoa se describen en la tabla siguiente:

Nombre	Tipo de activo	Tecnología	Características	País	Fecha P.M.	Inversión (M€)
AB Nebraska	B - Planta etanol	Etanol de 1ª gen.	340 ML	Estados Unidos	jun-09	471,83
AB Corporation - Colwich	B - Planta etanol	Etanol de 1ª gen.	95 ML	Estados Unidos	nov-01	131,836
AB Corporation - Portales	B - Planta etanol	Etanol de 1ª gen.	115 ML	Estados Unidos	nov-01	159,59
AB Corporation - York	B - Planta etanol	Etanol de 1ª gen.	210 ML	Estados Unidos	nov-01	291,43
AB - Illinois	B - Planta etanol	Etanol de 1ª gen.	340 ML	Estados Unidos	mar-10	471,83
AB - Indiana	B - Planta etanol	Etanol de 1ª gen.	340 ML	Estados Unidos	mar-10	471,83
AB Biomass of Kansas - Hugoton	B - Planta etanol	Etanol de 2ª gen.	95 ML	Estados Unidos	jul-09	255
Bioetanol Galicia	B - Planta etanol	Etanol de 1ª gen.	196 ML	España	nov-03	92
Biocarburantes de Castilla y León	B - Planta etanol	Etanol de 1ª gen.	200 ML	España	abr-06	170
Ecocarburantes Españoles	B - Planta etanol	Etanol de 1ª gen.	150 ML	España	jun-09	71
AB France	B - Planta etanol	Etanol de 1ª gen.	250 ML	Francia	jun-07	200
AB Netherlands	B - Planta etanol	Etanol de 1ª gen.	480 ML	Países Bajos	sep-10	550
AB Sao Joao	B - Planta etanol	Etanol de 1ª gen.	130 ML	Brasil	sep-07	323
AB Sao Luiz	B - Planta etanol	Etanol de 1ª gen.	70 ML	Brasil	sep-07	156
AB San Roque	B - Planta biodiesel	Biodiesel	225 ML	España	feb-09	80

Tabla 10: Instalaciones de bioenergía Abengoa. Fuente: Elaboración propia.

5.4. Valoración del negocio de la cogeneración

A partir de la biomasa, del gas natural o de residuos industriales, Abengoa genera calor y electricidad que se aprovechan en procesos industriales, y cuyo excedente se vende a

la red eléctrica. Acumula 1091 MW de potencia instalada en 11 plantas situadas a lo largo de la geografía, en países como España, Países Bajos, Brasil y Polonia.



Figura 48: Localización plantas de cogeneración. Fuente: Abengoa.

Para explicar los parámetros relevantes en la valoración financiera del negocio de la cogeneración, se analizarán el modelo financiero realizado para una planta de cogeneración con turbina de gas, una de cogeneración con turbina de vapor y un ciclo combinado.

5.4.1. Turbina de gas

En el caso de la planta de cogeneración con turbina de gas, la planta analizada será Biocarburantes Castilla y León, situada en Salamanca. Esta planta tiene una potencia instalada de 25 MW y produce en torno a 204000 MWh/año. La vida útil de la planta es de 25 años y entró en operación en abril de 2006. Debido a esto, está inscrita y regulada según del Real Decreto 436/2004 en la categoría a.1.1. Según éste, las instalaciones que únicamente utilicen como combustible gas natural, siempre que este suponga al menos el 95% de la energía primaria utilizada de más de 10 MW y no más de 25 MW serán retribuidas con una tarifa del 55% sobre la tarifa media regulada, que en el año 2006 correspondía a 76,588 €/MWh. A partir del segundo año, se considera que la planta vende su electricidad al mercado, obteniendo por ella el precio de éste más una prima se del precio de mercado, siendo en este caso 33,374 €/MWh, y a partir de 22,12 €/MWh en 2007 y que se actualizará con un incremento del IPC-0,25% hasta 2012 y del IPC-0,5% a partir de entonces. Sin embargo, la reforma energética de finales de 2013, ha eliminado la retribución primada y ha establecido que este tipo de plantas perciban un pago fijo anual, cuyo valor será calculado de tal manera que éstas tengan una rentabilidad antes de impuestos del valor del rendimiento del mercados secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley de las Obligaciones del Estado a diez años incrementada en 300 puntos básico. Esto es equivalente a establecer un pago fijo que garantice que la rentabilidad de las plantas antes de impuestos sea del 7,5%. Además, la Orden Ministerial ha establecido en 52 €/MWh el precio del pool a partir de 2016.

Biocarburantes Castilla y León (turbina de gas)			
Puesta en marcha	abr-06	Inversión (M€)	18,75
Vida útil (años)	25	Deuda	80,0%
Potencia instalada (MW)	25	Recursos propios	20,0%
Producción eléctrica (MWh/año)	204000	Tipo de interés	5%
Categoría Real Decreto 661/2007	a.1.1	Plazo de financiación (años)	18
Prima (€/MWh)	22,12	Impuestos	30,00%
Precio gas (€/MWh)	13,47	Impuesto sobre la generación	7%
Gastos O&M (€/KWh/año)	0,005		

Tabla 11: Parámetros Biocarburantes Castilla y León. Fuente: Elaboración propia.

El precio del gas utilizado para la generación de electricidad se estima en 13,47 €/MWh en 2006 según expansión. La siguiente gráfica muestra la evolución del precio del gas en €/MWh.

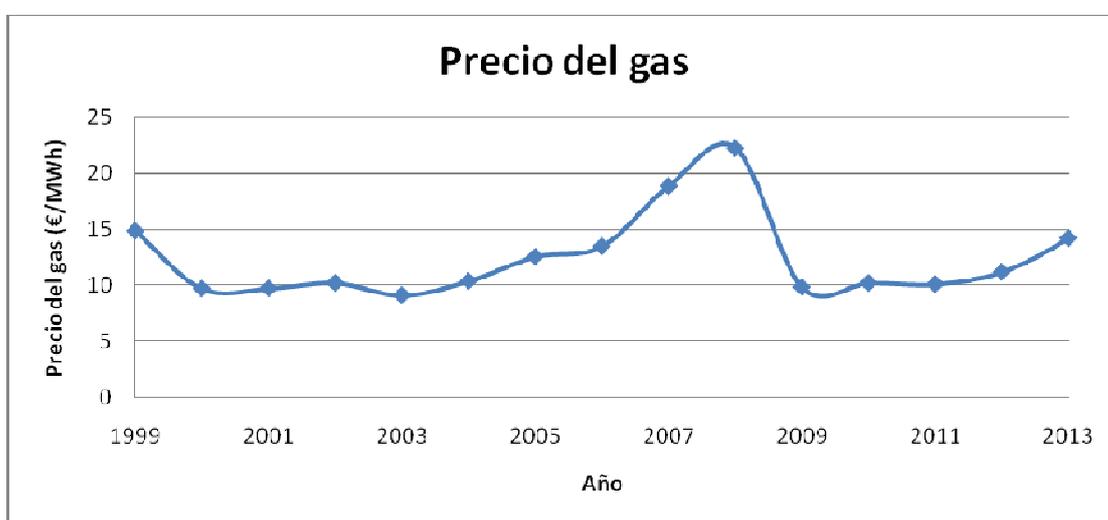


Figura 49: Evolución del precio del gas. Fuente: Elaboración propia.

Los costes de operación y mantenimiento de una instalación de cogeneración con turbina de gas conectada a la red de distribución de electricidad se estiman en 0,005 €/KWh según los costes de O&M que publica Review of Combined Heat and Power Technologies. Los costes de O&M se ha estimado que evolucionan con un crecimiento del IPC, supuesto desde 2015 en España del 2%.

La inversión de la planta fue de 18,75 M€ según los datos publicados por la compañía, lo que supone un coste de inversión de 0,75 M€/MW. La planta ha sido financiada con un 20% de recursos propios y un 80% de deuda con un tipo de interés del 5% a 18 años. La amortización de la planta se realiza de forma lineal a lo largo de su vida útil.

5.4.2. Turbina de vapor

En el caso de la planta de cogeneración con turbina de vapor, la planta analizada será AB Sao Joao, situada en Brasil. Esta planta tiene una potencia instalada de 70 MW y produce en torno a 201500 MWh/año. La vida útil de la planta es de 25 años y entró en

operación en agosto de 2010. Abengoa realizó un contrato de construcción, operación y mantenimiento con el Gobierno de Brasil por el que recibirían 0,1455 M€/MW.

Cogeneración AB Sao Joao (turbina de vapor)			
Puesta en marcha	ago-10	Inversión (M€)	60,55
Vida útil (años)	25	Deuda	71,4%
Potencia instalada (MW)	70	Recursos propios	28,6%
Producción eléctrica (MWh/año)	201500	Tipo de interés	5%
Precio electricidad (€/MW)	145540	Plazo de financiación (años)	18
Gastos O&M (€/KWh/año)	0,004	Impuestos	34,00%

Tabla 12: Parámetros AB Sao Joao. Fuente: Elaboración propia.

Los costes de operación y mantenimiento de una instalación de cogeneración con turbina de vapor conectada a la red de distribución de electricidad se estiman en 0,004 €/KWh según los costes de O&M que publica Review of Combined Heat and Power Technologies. Los costes de O&M se ha estimado que evolucionan con un crecimiento del IPC, supuesto desde 2015 en Brasil del 5%.

La inversión de la planta fue de 60,55 M€ según los datos publicados por la compañía, lo que supone un coste de inversión de 1,15 M€/MW. La planta ha sido financiada con un 28,6% de recursos propios y un 71,4% de deuda con un tipo de interés del 5% a 18 años. La amortización de la planta se realiza de forma lineal a lo largo de su vida útil.

5.4.3. Ciclo combinado

En el caso de la planta de cogeneración de ciclo combinado, la planta analizada será Stalowa Wola, situada en Polonia. Esta planta tiene una potencia instalada de 450 MW y produce en torno a 2834595 MWh/año. La vida útil de la planta es de 25 años y entrará en operación en junio de 2015. Abengoa vende la electricidad en el mercado polaco, cuyo valor en 2014 está en 40,93 €/MWh.

Cogeneración Stalowa Iowa (ISCC)			
Puesta en marcha	jun-15	Inversión (M€)	380
Vida útil (años)	25	Deuda	71,4%
Potencia instalada (MW)	450	Recursos propios	28,6%
Producción eléctrica (MWh/año)	2834595	Tipo de interés	5%
Precio electricidad (€/MWh)	40,93	Plazo de financiación (años)	18
Precio gas (€/MWh)	18,72	Impuestos	19,00%
Gastos O&M (€/KWh/año)	0,005		

Tabla 13: Parámetros Stalowa Iowa. Fuente: Elaboración propia.

Los costes de operación y mantenimiento de una instalación de cogeneración de ciclo combinado conectada a la red de distribución de electricidad se estiman en 0,005 €/KWh según los costes de O&M que publica Review of Combined Heat and Power Technologies. Los costes de O&M se ha estimado que evolucionan con un crecimiento del IPC, supuesto desde 2015 en Polonia del 4%.

La inversión de la planta fue de 380 M€ según los datos publicados por la compañía, lo que supone un coste de inversión de 1,18 M€/MW. La planta ha sido financiada con

28,6% de recursos propios y un 71,4% de deuda con un tipo de interés del 5% a 18 años. La amortización de la planta se realiza de forma lineal a lo largo de su vida útil.

	MACI C.DIESEL	MACI C.OTTO	TURBINA DE VAPOR	TURBINA DE GAS		MICRO- TURBINA	PILA DE COM- BUSTIBLE
				CICLO SIMPLE	CICLO COMBINADO		
η eléctrico (PCI)	30-50%	25-45%	30-42%	25-40%	40-60%	20-30%	40-70%
Rango P (MW)	0,01-30	0,15-5	---	3-200		0,025-0,25	0,2-2
Espacio requerido (m ³ /kW)	0,02	0,02-0,03	<0,01	0,002-0,06		0,014-0,14	0,06-0,4
Coste instalación (€/kWe)	780-1480		780-950	670-860		480-1240	>2850
Coste OM* (€/kWh)	0,005- 0,008	0,007- 0,015	0,004	0,002-0,008		0,002-0,01	0,003- 0,015
Disponi- bilidad	90-95%	92-97%	≈100%	90-98%		90-98%	>95%
h entre puestas pto.	Anual	Anual	>50000	30000-50000		5000-40000	10000- 40000
t arranque	10s	10s	1h-1día	10min-1h		60s	3h-2días
Presión combus- tible (bar)	<0,35	0,07-3	---	8,5-35		3-7	0,04-3
Combus- tible	Gasoil, aceites residuale s	GN, biogás, propano	Todos	GN, biogás, propano, aceites destilados		GN, biogás, propano, aceites destilados	H ₂ , GN, propano
Ruido	Moderado a alto (requiere edificio cerrado)	Moderado a alto (requiere edificio cerrado)	Moderado a alto (requiere edificio cerrado)	Alto (requiere edificio cerrado)		Moderado (requiere edificio cerrado)	Bajo (no requiere aislamient o)
NOx (Kg/MWh)	1,36-15	1-12,7	0,82	0,14-1,82		0,18-1	0,009
Uso para calor recuperado	AC, vapor BP, "district heating"	AC, vapor BP, "district heating"	Vapor BP-AP, "district heating"	Calor directo, AC, vapor BP-AP, "district heating"		Calor directo, AC, vapor BP	AC, vapor BP
Tempera- tura aprove- chable (°C)	82-480	150-260	---	260-395		205-345	60-370

Figura50:Parámetros cogeneración. Fuente: Review of Combined Heat and Power Technologies

Las 11 plantas de cogeneración que posee Abengoa se describen en la tabla siguiente:

Nombre	Tipo de activo	Tecnología	Características	País	Fecha P.M.	Inversión (M€)
Cogeneración Motril	Cogeneración	Turbina de gas	45,9 MW	España	jun-09	35
Cogeneración Villaricos	Cogeneración	Motor Diesel	21,1 MW	España	jun-09	19,23
Bioetanol Galicia	Cogeneración	Turbina de gas	25,8 MW	España	may-02	19,35
Biocarburantes de Castilla y León	Cogeneración	Turbina de gas	25 MW	España	abr-06	18,75
Ecocarburantes Españoles	Cogeneración	Turbina de gas	22,4 MW	España	sep-09	16,8
AB Netherlands	Cogeneración	Turbina de gas	45,9 MW	Países Bajos	may-10	34,425
AB Sao Joao	Cogeneración	Turbina de vapor	70 MW	Brasil	ago-10	60,55
AB Sao Luiz	Cogeneración	Turbina de vapor	70 MW	Brasil	sep-10	60,896
Cogeneración Pemex	Cogeneración	Turbina de gas	300 MW	Méjico	nov-12	630
Procesos Ecológicos Vilches	Cogeneración	Motogeneradores	15 MW	España	jun-09	11,25
Stalowa Wola	Cogeneración	ISCC	450 MW	Polonia	jun-15	380

Tabla 14: Plantas cogeneración Abengoa. Fuente: Elaboración propia.

5.5. Valoración del negocio de las líneas de transmisión

Abengoa es líder internacional en la construcción infraestructuras de transmisión, y uno de los principales concesionarios privados en Latinoamérica. Acumula 6713 Km de línea en 14 líneas de transmisión situadas a lo largo de la geografía, en países como Brasil, Perú y Chile.

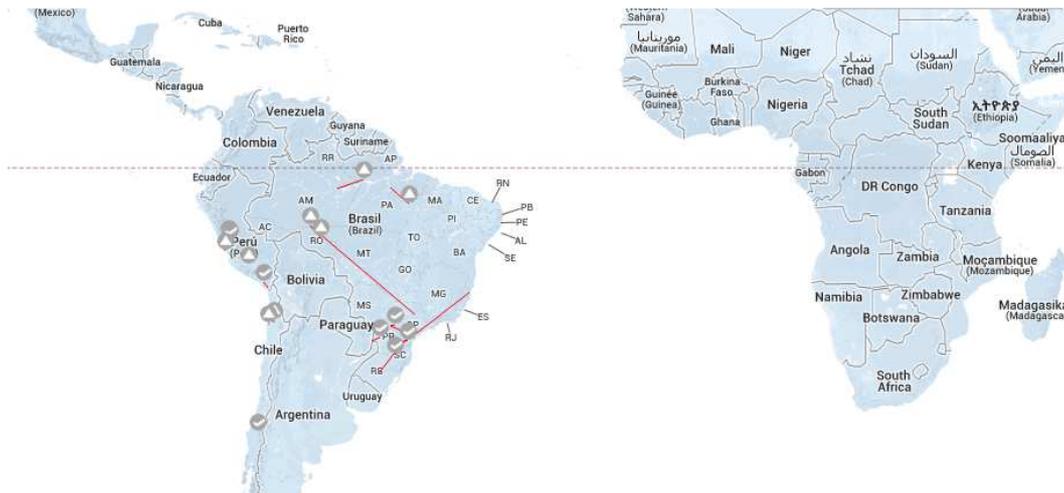


Figura 51: Localización líneas de transmisión. Fuente: Abengoa.

Para explicar los parámetros relevantes en la valoración financiera de una línea de transmisión, se analizará el modelo financiero realizado para una de ellas. En este caso, la línea analizada será ATE IV, situada en Brasil. Esta línea eléctrica tiene una longitud de 85 Km. Su vida útil es de 30 años y entró en operación en septiembre de 2011. Se ha estimado el precio percibido por Abengoa en 0,035 M€/Km en 2011 según el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de Perú. Este precio de venta se actualiza con el IPC, supuesto desde 2015 en Brasil del 6%.

Línea de transmisión ATE IV			
Puesta en marcha	sep-11	Inversión (M€)	28,45
Vida útil (años)	30	Deuda	80%
Longitud línea (Km)	85	Recursos propios	20%
Precio transmisión electricidad (M€/Km)	0,035	Tipo de interés	5%
Gastos O&M (M€/Km/año)	0,00562	Plazo de financiación (años)	20
		Impuestos	34%

Tabla 15: Parámetros ATE IV. Fuente: Elaboración propia.

Los costes de operación y mantenimiento de una línea de transmisión estiman en 0,00562 M€/Km según los costes de O&M publicados para otras líneas, como ISA Perú e ISA AB Chile. Los costes de O&M se ha estimado que evolucionan con un crecimiento del IPC.

La inversión de la línea se ha estimado en 28,45 M€ según el valor proporcional a los datos correspondientes de las líneas antes nombradas. La línea ha sido financiada con 20% de recursos propios y un 80% de deuda con un tipo de interés del 5% a 20 años. La amortización de la planta se realiza de forma lineal a lo largo de su vida útil.

Las 14 líneas de transmisión que posee Abengoa se describen en la tabla siguiente:

Nombre	Tipo de activo	Tecnología	Características	País	Fecha P.M.	Inversión (M€)
ATE IV	Línea de transmisión	525-230 KV AC	85 Km	Brasil	ene-10	28,455
ATE V	Línea de transmisión	230 KV AC	132 Km	Brasil	oct-10	44,188
ATE VI	Línea de transmisión	230 KV AC	131 Km	Brasil	ene-10	43,85
ATE VII	Línea de transmisión	525-230 KV AC	115 Km	Brasil	ago-09	38,497
Manaus	Línea de transmisión	500 KV AC	586 Km	Brasil	oct-11	196,169
Norte Brasil	Línea de transmisión	600 KV AC	2375 Km	Brasil	oct-12	795,055
Linha Verde	Línea de transmisión	230 KV AC	987 Km	Brasil	oct-11	330,408
Lote I	Línea de transmisión	231 KV AC	108 Km	Brasil	oct-12	36,154
Redesur	Línea de transmisión	220 KV AC	431 Km	Perú	mar-01	144,28
ATN	Línea de transmisión	220 KV AC	696 Km	Perú	dic-10	224,29
ATS	Línea de transmisión	500 KV AC	872 Km	Perú	jul-13	291,91
Palmucho	Línea de transmisión	220 KV AC	10 Km	Chile	nov-07	3,35
ATN 1	Línea de transmisión	220 KV AC	55 Km	Perú	nov-12	18,41
ATN 2	Línea de transmisión	220 KV AC	130 Km	Perú	jul-13	43,52

Tabla 16: Líneas de transmisión Abengoa. Fuente: Elaboración propia.

5.6. Valoración del negocio de la desalación

Abengoa es especialista en el diseño, construcción y puesta en marcha de proyectos “llave en mano” de plantas de desalación con tecnología de osmosis inversa. Acumula una capacidad instalada de 805000m³ en 7 plantas de desalación, situadas a lo largo de la geografía, en países como India, China y Argelia.



Figura 52: Localización plantas desaladoras. Fuente: Abengoa.

Para explicar los parámetros relevantes en la valoración financiera de una planta termosolar, se analizará el modelo financiero realizado para una de ellas. En este caso, la planta analizada será Chennai, situada en India. Esta planta tiene una capacidad instalada de 100000 m³. Su vida útil es de 25 años y entró en operación en agosto de 2010. Se ha estimado el precio percibido por Abengoa por la venta del agua desalada en 0,6 €/m³ en 2010 según la Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Nueva Delhi. Este precio de venta se actualiza con el IPC, supuesto desde 2015 en India del 8%.

Desaladora ósmosis inversa Chennai			
Puesta en marcha	ago-10	Inversión (M€)	91
Vida útil (años)	25	Deuda	77%
Producción (Mm3/año)	36,5	Recursos propios	23%
Precio venta agua (€/m3)	0,6	Tipo de interés	5%
Consumo energía (KWh/m3)	4	Plazo de financiación (años)	20
Precio energía (M€/GWh)	0,032	Impuestos	32,45%
Gastos O&M (M€/m3/año)	0,513		

Tabla 17: Parámetros Chennai. Fuente: Elaboración propia.

Los costes de operación y mantenimiento de una planta desaladora se estiman en 0,513 M€/m3 según Ambientum. Los costes de O&M se ha estimado que evolucionan con un crecimiento del IPC.

La inversión de la planta fue de 91 M€ según los datos publicados por infomercados, lo que supone un coste de inversión de 910 €/m3. La planta ha sido financiada con 23% de recursos propios y un 77% de deuda con un tipo de interés del 5% a 20 años. La amortización de la planta se realiza de forma lineal a lo largo de su vida útil.

Las 7 plantas desaladoras que posee Abengoa se describen en la tabla siguiente:

Nombre	Tipo de activo	Tecnología	Características	País	Fecha P.M.	Inversión (M€)
Ténès	Desalación	Osmosis inversa	200000 m3	Argelia	jul-09	173,89
Honaine	Desalación	Osmosis inversa	200000 m3	Argelia	jul-09	176,11
Skikda	Desalación	Osmosis inversa	100000 m3	Argelia	jul-09	100
Chennai	Desalación	Osmosis inversa	100000 m3	India	jul-09	91
Qingdao	Desalación	Osmosis inversa	100000 m3	China	jul-09	135
Ghana	Desalación	Osmosis inversa	60000 m3	Ghana	jul-09	95
Barka	Desalación	Osmosis inversa	45000 m3	Omán	ene-14	45,3

Tabla 18: Plantas desaladoras. Fuente: Elaboración propia.

5.7. Valoración del negocio eólico

Abengoa desarrolla la ingeniería, el diseño, la construcción, el mantenimiento y la puesta en marcha de dos parques eólicos. Uno de ellos de 64 MW de potencia instalada en Brasil y el otro, de 50 MW de potencia instalada en Uruguay.



Figura 53: Localización parques eólicos. Fuente: Abengoa.

Para explicar los parámetros relevantes en la valoración financiera de un parque eólico, se analizará el modelo financiero realizado para uno de ellas. En este caso, el parque analizado será Palmatir, situado en Uruguay. Esta planta tiene una potencia instalada de 50 MW y produce en torno a 935000 MWh/año. Su vida útil es de 20 años y entrará en operación en septiembre de 2014. Se ha estimado el precio percibido por Abengoa por la venta de la electricidad producida en 157,61 €/MWh en 2014 según la Administración del Mercado Eléctrico de Uruguay. Este precio de venta se actualiza con el IPC, supuesto desde 2015 en Uruguay del 7,5%.

Parque eólico Palmatir			
Puesta en marcha	sep-14	Inversión (M€)	108
Vida útil (años)	20	Deuda	60%
Potencia instalada (MW)	50	Recursos propios	40%
Producción (MWh/año)	93500	Tipo de interés	5%
Precio venta electricidad (€/MWh)	157,61	Plazo de financiación (años)	15
Gastos O&M (M€/MW/año)	0,045	Impuestos	25%

Tabla 19: Parámetros Palmatir. Fuente: Elaboración propia.

Los costes de operación y mantenimiento de un parque eólico conectado a la red de distribución de electricidad se estiman en 0,045 M€/MW según los costes de O&M que publica el Plan de Energías Renovables 2011-2020 desglosados como se muestra en la siguiente figura. Los costes de O&M se ha estimado que evolucionan con un crecimiento del IPC.

La inversión de la planta fue de 108 M€ según los datos publicados por la compañía, lo que supone un coste de inversión de 2,16 M€/MW. La planta ha sido financiada con 40% de recursos propios y un 60% de deuda con un tipo de interés del 5% a 15 años. La amortización de la planta se realiza de forma lineal a lo largo de su vida útil.

Los 2 parques eólicos que posee Abengoa se describen en la tabla siguiente:

Nombre	Tipo de activo	Tecnología	Características	País	Fecha P.M.	Inversión (M€)
Complejo Eólico Brasil	Parque eólico	Parque eólico	64 MW	Brasil	jul-09	138
Parque eólico Palmatir	Parque eólico	Parque eólico	50 MW	Uruguay	jul-09	108

Tabla 20: Parques eólicos. Fuente: Elaboración propia.

6. Resultados

En este capítulo se mostrarán los resultados obtenidos de la valoración de las plantas analizadas en el capítulo 5, los resultados generales por tecnologías y los resultados globales.

La rentabilidad obtenida para cada tecnología se considerará la media de las rentabilidades de las plantas que opera Abengoa en dicha tecnología y se calculará de manera análoga el valor actual de cada línea de negocio.

6.1. Resultados por tecnologías

6.1.1. Termosolar

Los resultados obtenidos a partir del modelo financiero elaborado para la planta termosolar cilindroparabólica Solnova 3 se recogen en la siguiente tabla:

Inversión (M€)	250
Coste de los f.propios	11,18%
Coste de la deuda	3,50%
WACC (%)	5,04%
VAN (M€)	251,905
TIR(%)	5,52%

Tabla 21: Resultados obtenidos para la planta termosolar Solnova 3. Fuente: Elaboración propia.

El flujo de caja libre de la planta a lo largo de su vida útil sigue la evolución mostrada en la siguiente gráfica.

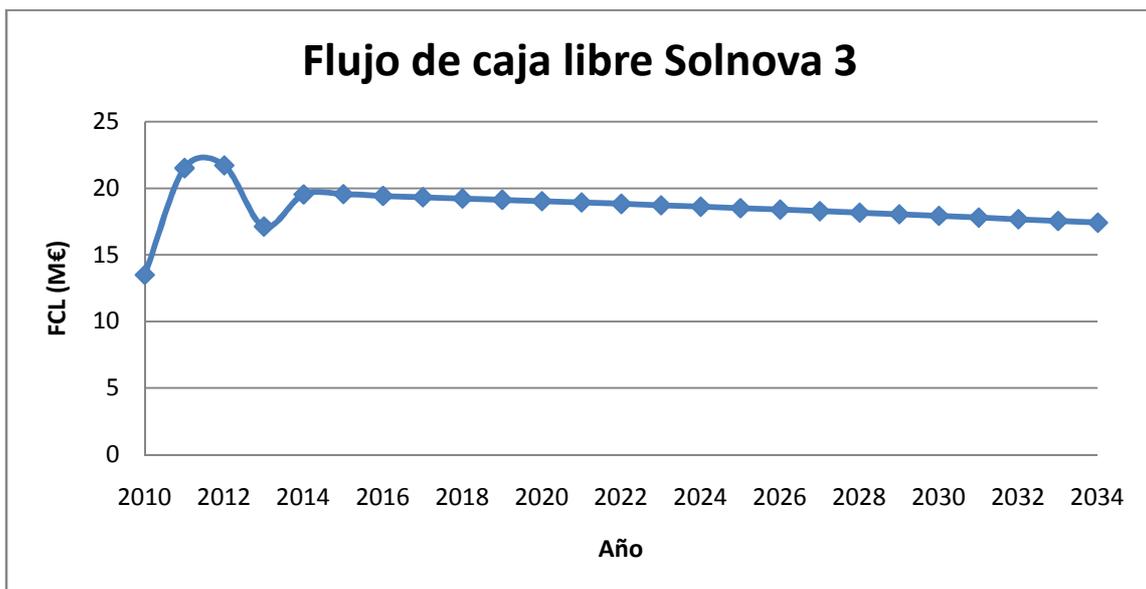


Figura 54: Evolución del FCL de Solnova 3. Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la gráfica, el flujo de caja sigue un decrecimiento lineal a partir de 2014, debido al pago fijo establecido por la reforma energética a las tecnologías anteriormente primadas. Este pago fijo es de 27,985 M€ al año en esta planta de manera estable hasta el final su vida útil, lo que corrobora el decrecimiento del flujo de caja, al seguir aumentando anualmente con el IPC los gastos de la planta.

Valor del negocio (M€)	9102,42
Potencia instalada (MW)	1641
Valor por MW instalado (M€)	5,55
TIR medio (%)	6,50
Porcentaje del VA total	41,74%

Tabla 22: Principales magnitudes negocio termosolar. Fuente: Elaboración propia.

La tecnología termosolar representa un 41,74% de los ingresos de Abengoa, suponiendo uno de sus negocios principales. El valor actual por MW instalado es de 5,5 M€/MW con una rentabilidad media del negocio de 6,5%. Este valor se considera alto debido a que la mayoría de las plantas termosolares que posee Abengoa están en España, donde se ha impuesto desde 2014 un TIR del 7,5% antes de impuestos, lo que supone un TIR en torno a 5,5% después de impuestos.

6.1.2. Fotovoltaica

Los resultados obtenidos a partir del modelo financiero elaborado para la planta fotovoltaica Copero PV se recogen en la siguiente tabla:

Inversión (M€)	4,5
Coste de los f.propios	11,18%
Coste de la deuda	3,50%
WACC (%)	5,42%
VAN (M€)	2,385
TIR (%)	4,84%

Tabla 23: Resultados obtenidos para la planta fotovoltaica Copero PV. Fuente: Elaboración propia.

El flujo de caja libre de la planta a lo largo de su vida útil sigue la evolución mostrada en la siguiente gráfica.

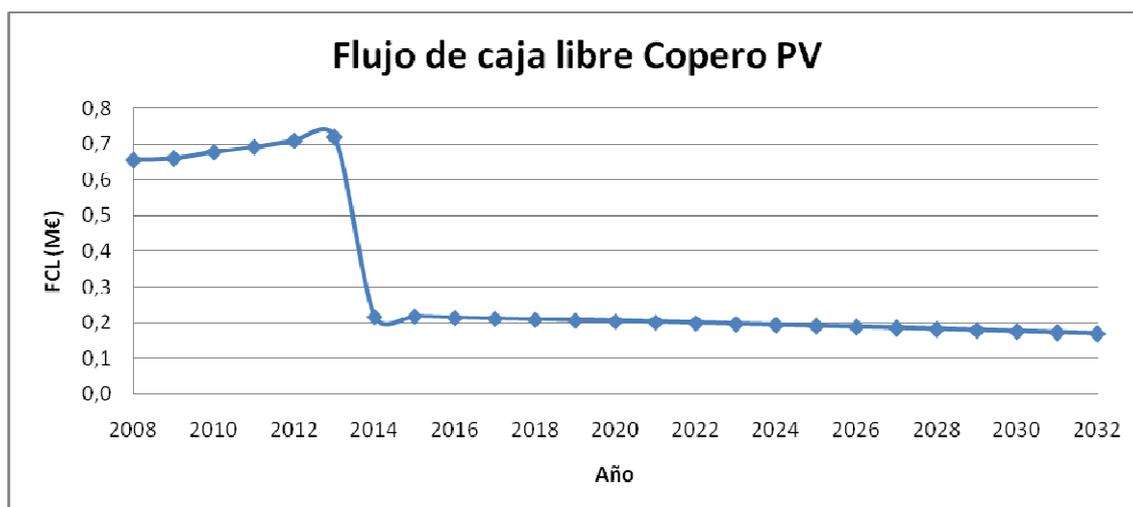


Figura 55: Evolución del FCL de Copero PV. Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la gráfica, el flujo de caja sigue un decrecimiento lineal a partir de 2014, debido al pago fijo establecido por la reforma energética a las tecnologías anteriormente primadas. Este pago fijo es de 0,24 M€ al año en esta planta de manera estable hasta el final de su vida útil, lo que corrobora el decrecimiento del flujo de caja, al seguir aumentando anualmente con el IPC los gastos de la planta.

Valor del negocio (M€)	27,82
Potencia instalada (MW)	11,70
Valor por MW instalado (M€)	2,38
TIR medio (%)	4,87
Porcentaje del VA total	0,13%

Tabla 24: Principales magnitudes negocio fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.

La tecnología fotovoltaica representa un 0,13% de los ingresos de Abengoa, suponiendo uno de sus negocios secundarios, a pesar de ser mundialmente reconocidos por su excelente fabricación de paneles solares. El valor actual por MW instalado es de 2,38 M€/MW con una rentabilidad media del negocio de 4,87%. Este valor se considera razonable debido a que todas las plantas fotovoltaicas que posee Abengoa están en España, donde se ha impuesto desde 2014 un TIR del 7,5% antes de impuestos, lo que supone un TIR en torno a 5,0% después de impuestos.

6.1.3. Bioenergía

Bioetanol

Los resultados obtenidos a partir del modelo financiero elaborado para la planta de producción de bioetanol Bioetanol Galicia se recogen en la siguiente tabla:

Inversión (M€)	92
Coste de los fondos propios	11,18%
Coste de la deuda	3,50%
WACC (%)	5,80%
VAN (M€)	158,586
TIR(%)	13,25%

Tabla 25: Resultados obtenidos para la planta Bioetanol Galicia. Fuente: Elaboración propia.

El flujo de caja libre de la planta a lo largo de su vida útil sigue la evolución mostrada en la siguiente gráfica.

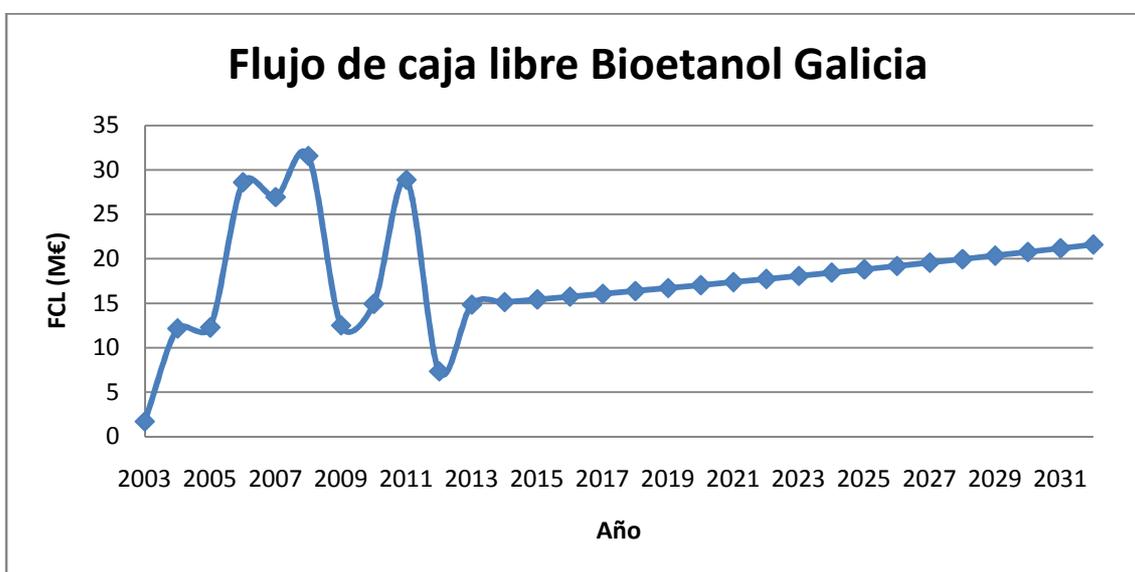


Figura 56: Evolución del FCL de Bioetanol Galicia. Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la gráfica, el flujo de caja sigue un crecimiento lineal a partir de 2014, debido a que tanto los ingresos como los gastos han sido considerados ascendentes con el IPC. El flujo de caja cambiante entre los años 2003 y 2014 se debe a la variación de los precios del bioetanol y de las materias primas, como se muestra en el capítulo anterior.

Biodiesel

Los resultados obtenidos a partir del modelo financiero elaborado para la planta de producción de biodiesel AB San Roque se recogen en la siguiente tabla:

Inversión (M€)	80
Coste de los fondos propios	10,42%
Coste de la deuda	3,50%
WACC (%)	5,58%
VAN (M€)	189,554
TIR(%)	5,64%

Tabla 26: Resultados obtenidos para la planta AB San Roque Fuente: Elaboración propia.

El flujo de caja libre de la planta a lo largo de su vida útil sigue la evolución mostrada en la siguiente gráfica.

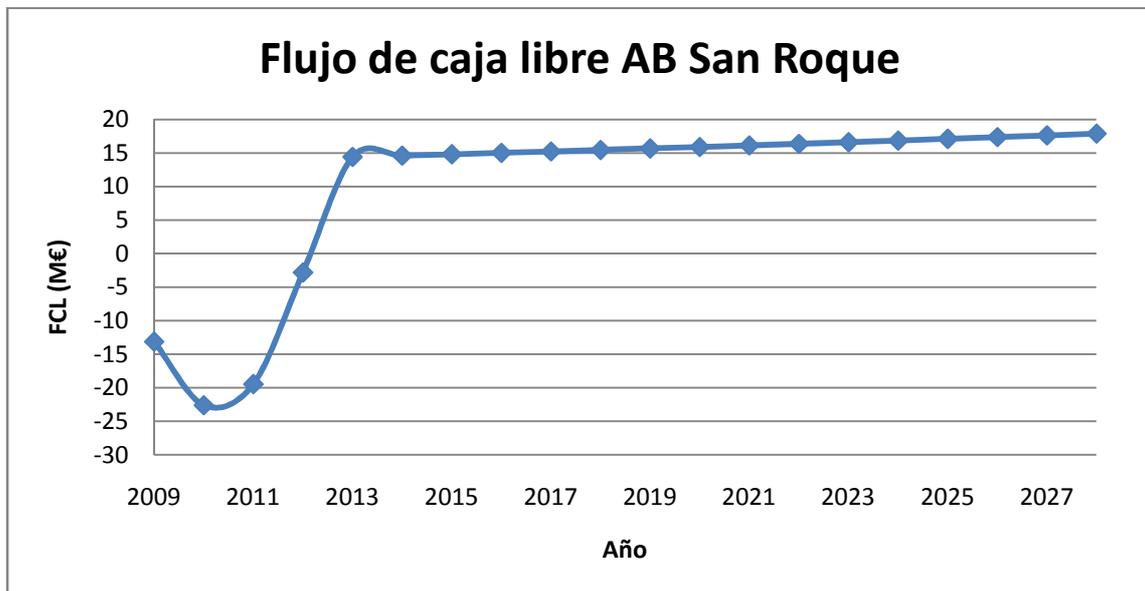


Figura 57: Evolución del FCL de AB San Roque. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la gráfica, al igual que en el caso de la planta de producción de bioetanol, el flujo de caja sigue un crecimiento lineal a partir de 2014 por el mismo motivo que el comentado anteriormente sobre la estimación de la evolución de los precios a futuro. En los años comprendidos entre 2009 y 2013, se puede ver que el flujo de caja es cambiante y no sigue ningún modelo. Esto es debido a la oscilación de los precios del biodiesel y de la glicerina presentados en el capítulo anterior.

Valor del negocio (M€)	4654,45
Capacidad instalada (ML)	3236,00
Valor por ML producido (M€)	1,44
TIR medio (%)	8,90
Porcentaje del VA total	21,34%

Tabla 27: Principales magnitudes negocio de la bioenergía. Fuente: Elaboración propia.

La producción de bioetanol y de biodiesel representa un 21,34% de los ingresos de Abengoa, suponiendo uno de sus negocios principales. El valor actual por ML de capacidad es de 1,4 M€/ML con una rentabilidad media del negocio de 8,9%

6.1.4. Cogeneración

Turbina de gas

Los resultados obtenidos a partir del modelo financiero elaborado para la planta de cogeneración con turbina de gas Biocarburantes Castilla y León se recogen en la siguiente tabla:

Inversión (M€)	19
Coste de los f.propios	11,18%
Coste de la deuda	3,50%
WACC (%)	5,04%
VAN (M€)	-52,00
TIR(%)	#¡DIV/0!

Tabla 28: Resultados obtenidos para la planta Biocarburantes Castilla y León. Fuente: Elaboración propia.

El flujo de caja libre de la planta a lo largo de su vida útil sigue la evolución mostrada en la siguiente gráfica.

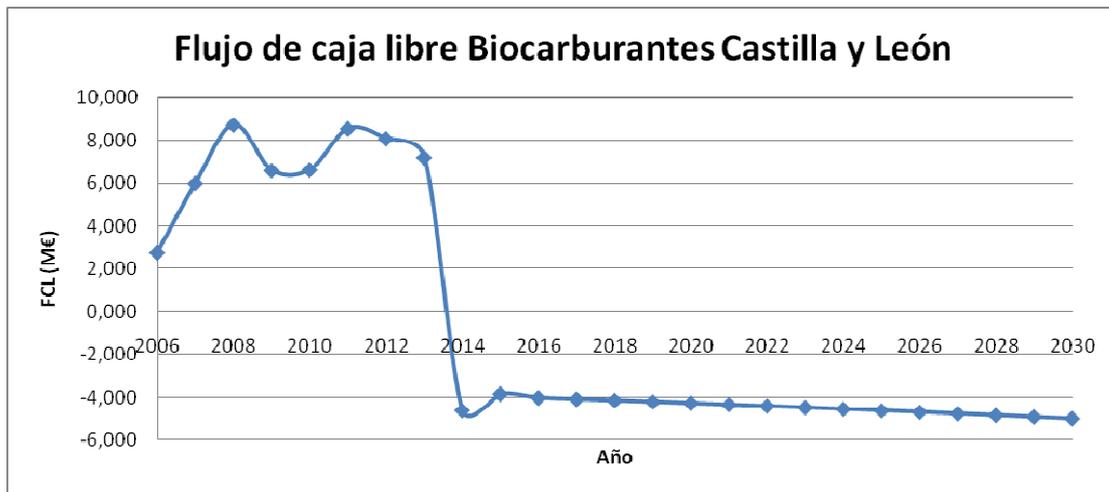


Figura 58: Evolución del FCL de Biocarburantes Castilla y León. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la gráfica, el flujo de caja sigue un decrecimiento lineal a partir de 2014, debido al pago fijo establecido por la reforma energética a las tecnologías anteriormente primadas. Este pago fijo es de -12,47 M€ al año de manera

estable hasta el final de la vida de la planta, lo que corrobora el decrecimiento del flujo de caja, al seguir aumentando anualmente con el IPC los gastos de la planta. El pago fijo negativo supone que para que la planta obtuviese la rentabilidad razonable fijada por la reforma energética (7,5% antes de impuestos), se debería devolver dinero ese cantidad fija cada año desde 2014. Esto supone que la planta habría percibido más dinero del que se ha establecido que deba recibir, por lo que se supone que debería devolverlo, aunque estos aspectos de la reforma aún no están especificados.

Turbina de vapor

Los resultados obtenidos a partir del modelo financiero elaborado para la planta de cogeneración con turbina de vapor AB Sao Joao se recogen en la siguiente tabla:

Inversión (M€)	61
Coste de los f.propios	11,18%
Coste de la deuda	3,30%
WACC (%)	5,55%
VAN (M€)	132,03
TIR(%)	12,58%

Tabla 29: Resultados obtenidos para la planta AB Sao Joao. Fuente: Elaboración propia.

El flujo de caja libre de la planta a lo largo de su vida útil sigue la evolución mostrada en la siguiente gráfica.

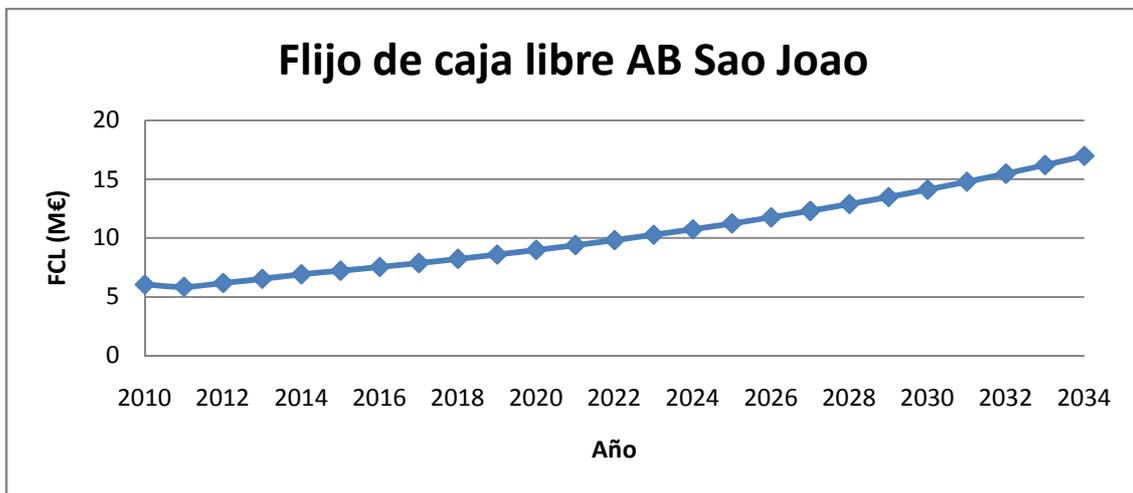


Figura 59: Evolución del FCL de AB Sao Joao. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la gráfica, el flujo de caja sigue un crecimiento exponencial desde el inicio de la vida útil de la planta. Esto es debido a que tanto ingresos como gastos se ha estimado que aumentan con el IPC. Como los ingresos son superiores a los gastos, el aumento anual en euros es mayor y por tanto el FCL crece cada vez más rápido.

Ciclo combinado (ISCC)

Los resultados obtenidos a partir del modelo financiero elaborado para la planta de ciclo combinado se recogen en la siguiente tabla:

Inversión (M€)	380
Coste de los f.propios	11,18%
Coste de la deuda	4,05%
WACC (%)	6,09%
VAN (M€)	453,59
TIR(%)	9,14%

Tabla 30: Resultados obtenidos para la planta Stalowa Wola. Fuente: Elaboración propia.

El flujo de caja libre de la planta a lo largo de su vida útil sigue la evolución mostrada en la siguiente gráfica.

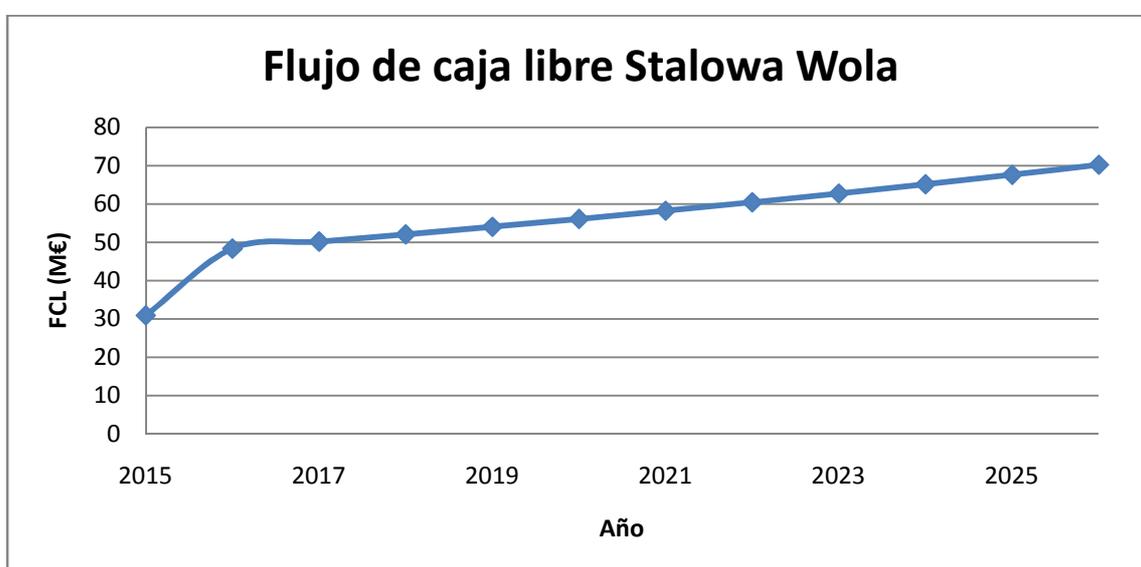


Figura 60: Evolución del FCL de StalowaWola. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la gráfica, el flujo de caja sigue un crecimiento lineal a partir de 2016. Esto es debido a que se ha estimado que tanto la venta de electricidad como el precio del gas, aumentan anualmente con el IPC. La diferencia de valor del FCL del primer año con el resto, se debe a que la planta entró en operación en Junio de ese año, por lo que los MWh generados, y por tanto los ingresos, fueron menores.

Valor del negocio (M€)	1160,02
Potencia instalada (MW)	1091,10
Valor por MW instalado (M€)	1,06
TIR medio (%)	5,68
Porcentaje del VA total	5,44%

Tabla 31: Principales magnitudes negocio de la cogeneración. Fuente: Elaboración propia.

La cogeneración representa un 5,44% de los ingresos de Abengoa, lo que no supone un gran porcentaje para la compañía. El valor actual por MW instalado es de 1,06 M€/MW, valor muy bajo, debido a que a causa de la reforma, las plantas de cogeneración de España no son rentables (TIR=0%) y están suponiendo pérdidas para la empresa. La rentabilidad media del negocio de 5,33%. Este valor considerablemente alto, según el ratio de ingresos por MW, se debe a que esta media se ha realizado teniendo en cuenta todas las plantas que opera Abengoa, entre las que se incluyen plantas en el extranjero cuya rentabilidad es alta. Además, es importante mencionar que el beneficio de la cogeneración no proviene exclusivamente de la venta de electricidad, sino también del aprovechamiento del calor generado para el proceso al que esté aplicada la cogeneración.

6.1.5. Líneas de transmisión

Los resultados obtenidos a partir del modelo financiero elaborado para la línea de transmisión ATE IV se recogen en la siguiente tabla:

Inversión (M€)	28,4546
Coste de los fondos propios	11,18%
Coste de la deuda	3,30%
WACC (%)	4,88%
VAN (M€)	66,083
TIR(%)	10,68%

Tabla 32: Resultados obtenidos para la línea ATE IV. Fuente: Elaboración propia.

El flujo de caja libre de la planta a lo largo de su vida útil sigue la evolución mostrada en la siguiente gráfica.

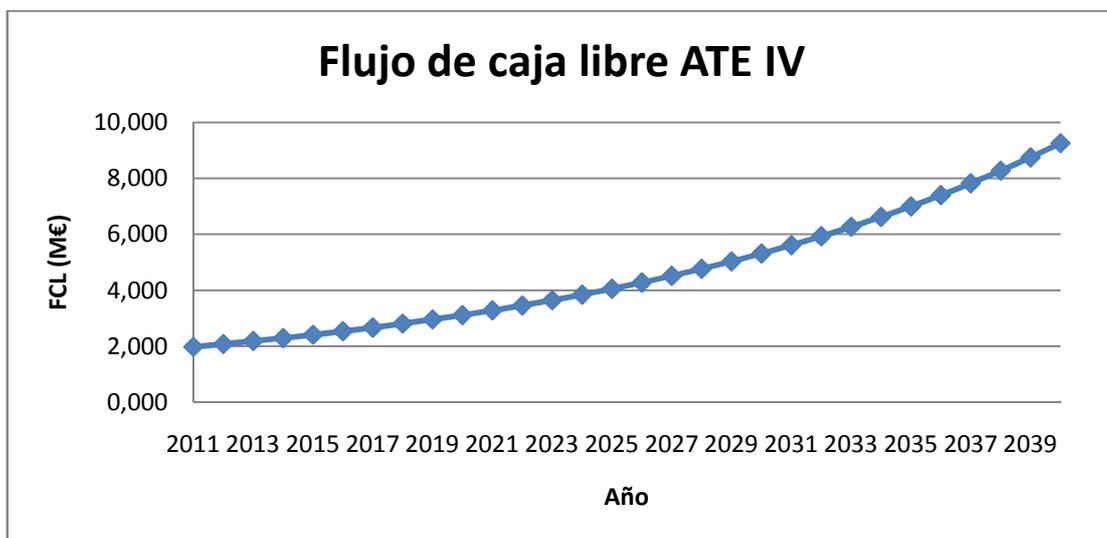


Figura 61: Evolución del FCL de ATE IV. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la gráfica, el flujo de caja sigue un crecimiento exponencial desde el inicio de la vida útil de la planta. Esto es debido a que tanto ingresos como gastos se ha estimado que aumentan con el IPC. Como los ingresos son superiores a los gastos, el aumento anual en euros es mayor y por tanto el FCL crece cada vez más rápido.

Valor del negocio (M€)	4928,19
Longitud instalada (Km)	6713,00
Valor por Km instalado (M€)	0,73
TIR medio (%)	9,79
Porcentaje del VA total	22,60%

Tabla 33: Principales magnitudes negocio de las líneas de transmisión. Fuente: Elaboración propia.

La tecnología termosolar representa un 22,60% de los beneficios de Abengoa, suponiendo uno de sus negocios principales. El valor actual por Km de longitud instalada es de 0,73 M€/Km con una rentabilidad meda del negocio de 9,79%.

6.1.6. Desalación

Los resultados obtenidos a partir del modelo financiero elaborado para la planta desaladora Chennai se recogen en la siguiente tabla:

Inversión (M€)	91,00
Coste de los f.propios	0,11
Coste de la deuda	0,03
WACC (%)	0,05
VAN (M€)	292,44
TIR(%)	11,59%

Tabla 34: Resultados obtenidos para la planta desaladora Chennai. Fuente: Elaboración propia.

El flujo de caja libre de la planta a lo largo de su vida útil sigue la evolución mostrada en la siguiente gráfica.

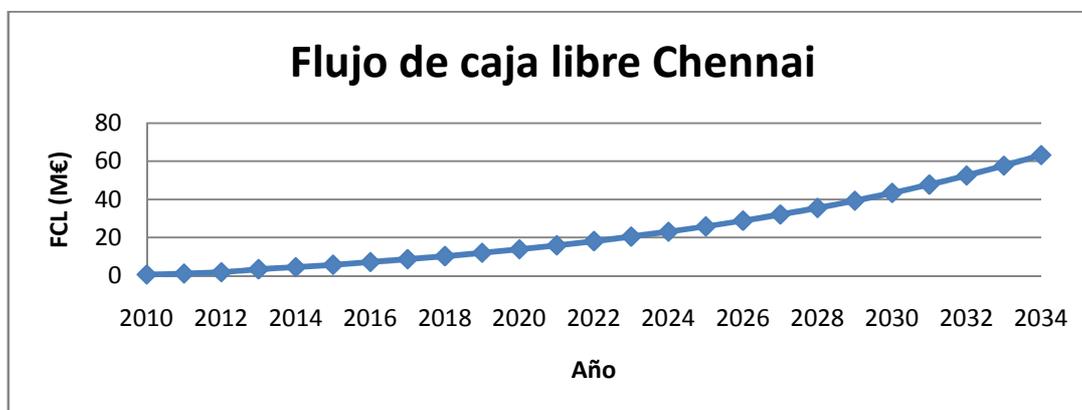


Figura 62: Evolución del FCL de Chennai. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la gráfica, el flujo de caja sigue un crecimiento exponencial desde el inicio de la vida útil de la planta. Esto es debido a que tanto ingresos como gastos se ha estimado que aumentan con el IPC. Como los ingresos son superiores a los gastos, el aumento anual en euros es mayor y por tanto el FCL crece cada vez más rápido.

Valor del negocio (M€)	1451,72
Capacidad instalada (m3)	805000,00
Valor por m3 instalado (€)	1803,38
TIR medio (%)	8,77
Porcentaje del VA total	6,66%

Tabla 35: Principales magnitudes negocio de la desalación. Fuente: Elaboración propia.

La desalación representa un 6,66% de los beneficios de Abengoa, suponiendo uno de sus negocios secundarios. El valor actual por m3 de capacidad es de 1803,38 €/m3 con una rentabilidad media del negocio de 8,77%.

6.1.7. Parques eólicos

Los resultados obtenidos a partir del modelo financiero elaborado para el parque eólico Palmatir se recogen en la siguiente tabla:

Inversión	108,00
Coste de los f.propio	11,18%
Coste de la deuda	3,75%
WACC (%)	6,72%
VAN (M€)	178,162
TIR(%)	11,40%

Tabla 36: Resultados obtenidos para el parque eólico Palmatir. Fuente: Elaboración propia.

El flujo de caja libre de la planta a lo largo de su vida útil sigue la evolución mostrada en la siguiente gráfica.

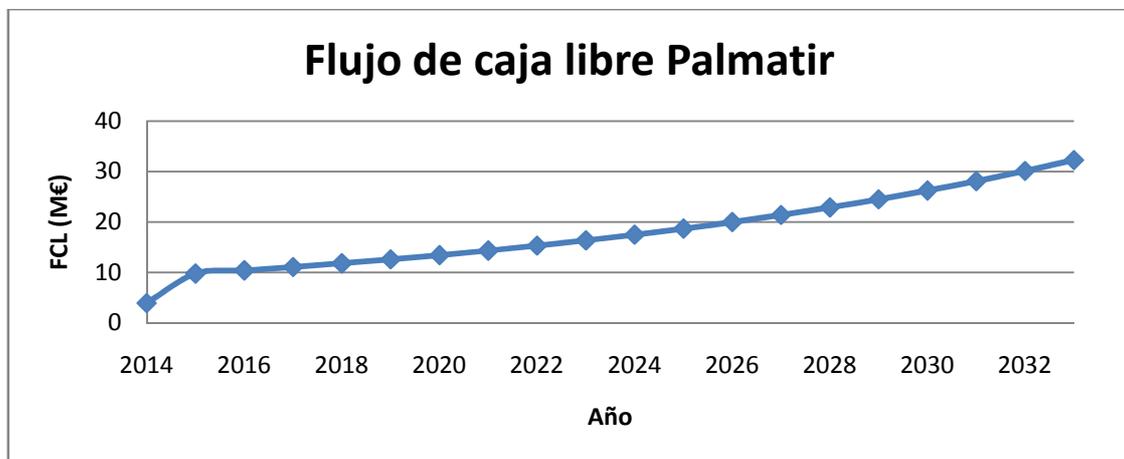


Figura 63: Evolución del FCL de Palmatir. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la gráfica, el flujo de caja sigue un crecimiento exponencial desde el inicio de la vida útil de la planta. Esto es debido a que tanto ingresos como gastos se ha estimado que aumentan con el IPC. Como los ingresos son superiores a los gastos, el aumento anual en euros es mayor y por tanto el FCL crece cada vez más rápido.

Valor del negocio (M€)	457,44
Potencia instalada (MW)	114,00
Valor por MW instalado (M€)	4,01
TIR medio (%)	9,81
Porcentaje del VA total	2,10%

Tabla 37: Principales magnitudes negocio eólico. Fuente: Elaboración propia.

El negocio eólico representa un 2,1% de los beneficios de Abengoa, suponiendo uno de sus negocios secundarios. El valor actual por MW instalado es de 4,01 M€/MW con una rentabilidad media del negocio de 9,81%. Este valor se considera alto debido a que la rentabilidad media típica que suele asociarse a esta tecnología suele situarse en torno al 7% o 7,5%.

6.2. Resultados globales

En este apartado se va a calcular el valor real de la acción de Abengoa, que es el objetivo del proyecto y para lo que se ha analizado el valor de las distintas plantas operadas por Abengoa.

El capital social de Abengoa es de 91.223.623,33 € representado por 825.562.690 acciones íntegramente suscritas y desembolsadas, pertenecientes a dos clases distintas: 83.806.057 acciones de clase A con valor nominal de 1€ y 741.756.633 acciones pertenecientes a la clase B con valor nominal de 0,01€. Con el objetivo de simplificar el cálculo, se ha estimado que el número de acciones de Abengoa es la ponderación de ambos clases de acciones suponiendo valor nominal de la acción de Abengoa 1€.

	Número de acciones	Valor nominal de una acción (€)	Número de acciones efectivo con valor nominal 1€
Clase A	83806057	1	83806057
Clase B	741756633	0,01	7417566,33
Número de acciones efectivas totales			91223623,33

Tabla 38: Ponderación para el cálculo del número de acciones de Abengoa. Fuente: Elaboración propia.

Para el cálculo del valor de la acción de Abengoa considerada, se ha dividido el Enterprise Value entre el número de acciones obtenido. El EV proviene de la resta de la deuda viva de la empresa al valor total de los activos que esta posee, calculados mediante el descuento de flujos de caja de cada una de las plantas que opera. El valor obtenido de este cálculo es de 3,64€ por acción tal y como se muestra en los cálculos de la siguiente figura.

	VA activos (M€)
	17722,07
-	Deuda viva (M€)
	17389,87
=	Enterprise Value (M€)
	332,20
÷	Número de acciones
	91223623,33
=	Valor en bolsa (€)
	3,64

Tabla 39: Cálculo del valor en bolsa de Abengoa. Fuente: Elaboración propia.

El cálculo del valor real de las acciones se ha realizado con la siguiente fórmula:

$$VA \text{ activos} - Deuda \text{ viva} = Enterprise \text{ Value}$$

$$Valor \text{ real de la acciónn } (\text{€}/\text{ud}) = \frac{Enterprise \text{ Value}}{n^{\circ} \text{ de acciones}}$$

7. Conclusiones

La valoración financiera ha permitido conocer en profundidad el sector energético y la rentabilidad de sus distintas tecnologías, así como el valor de las acciones de Abengoa.

7.1. Resultados por tecnologías

Los resultados principales sobre cada una de las tecnologías se pueden resumir en la siguiente tabla:

	TIR medio	Porcentaje del VA de Abengoa
Termosolar	6,50%	41,74%
Fotovoltaica	4,87%	0,13%
Bioenergía	8,90%	21,34%
Cogeneración	5,68%	5,44%
Líneas de transmisión	9,79%	5,44%
Desalación	8,77%	6,66%
Parques eólicos	9,81%	2,10%

Tabla 40: Resultados principales por tecnologías. Fuente: Elaboración propia.

Por tanto, se puede concluir que la tecnología de mayor rentabilidad para Abengoa es la eólica, debido al coste nulo en términos de materia prima y al bajo coste de su operación y mantenimiento. Sin embargo, se debe considerar el riesgo de esta tecnología, al ser totalmente dependiente de los factores climatológicos. Además, se debe de tener en cuenta que esta rentabilidad ha sido calculada en base a los dos parques eólicos que posee Abengoa, situados en Brasil y Uruguay y que no es aplicable a España, donde la reforma energética ha perjudicado mucho a esta tecnología.

Las líneas de transmisión son el siguiente tipo de instalación más rentable para Abengoa debido a la alta retribución que perciben por Km (0,73M/Km) y a sus mínimos costes de operación y mantenimiento. Abengoa es líder internacional en la construcción de infraestructuras de transmisión y distribución y una de las compañías más activas y reputadas de Sudamérica, por lo que su estrategia podría ser expandirse por ese territorio.

Las líneas de transmisión y la bioenergía son de los negocios más rentables en términos de ingresos a la empresa, puesto que éstas tecnologías no sólo tienen una gran rentabilidad sino que representan un gran porcentaje de los ingresos de Abengoa (43,94% entre ambas). Al contrario que las líneas de transmisión, que no tienen costes de materias primas, la bioenergía tiene la desventaja de presentar altos costes de este tipo y sufrir los inconvenientes de la volatilidad tanto de los productos como de las materias primas.

La desalación es una tecnología con una buena rentabilidad, pero el volumen de activos de Abengoa no es grande ni tienen un gran expertise, por lo que tan sólo supone un

6,66% del valor actual de la empresa. En 2014 se llevó a cabo la venta de la planta de Quindao. Esta transacción, al contrario de suponer una desinversión, fortalece las relaciones entre Abengoa y Qingdao Water Group para poder desarrollar nuevos proyectos relacionados con el ciclo del agua, tecnología a la cual se quiere dar más participación en la empresa.

La tecnología termosolar es la representante de Abengoa, tanto en términos de volumen de negocio como en términos de imagen y reputación a nivel mundial. Abengoa es líder internacional en la producción de energía eléctrica a partir de tecnología termosolar. Pusieron en marcha la primera central termosolar con tecnología de torre a escala comercial, la PS10 en la plataforma Solúcar, en Andalucía, y han sido también los primeros en construir una planta de ciclo combinado integrado con energía solar, (Integrated Solar Combined Cycle, ISCC), en Ain-Beni Mathar, Marruecos. Hasta 2014, podía considerarse la tecnología más segura y establecida para la compañía. Sin embargo, el cambio en la retribución a las renovables realizado por la reforma energética, ha supuesto un cambio en esta situación para España (TIR aprox 5%), manteniendo aún así su expertise y rentabilidad en el resto de países donde están instaladas este tipo de plantas.

La cogeneración es menos rentable en términos generales para la compañía. A pesar de ello, es importante diferenciar, que las plantas de cogeneración de las que disponen en el extranjero, tienen una rentabilidad en torno al 13%, valor muy alto, por lo que generan grandes ingresos a la compañía. La baja rentabilidad de esta tecnología viene por tanto determinada por la no rentabilidad de sus proyectos en España desde la reforma llevada a cabo en Julio de 2013.

Al igual que la termosolar y la cogeneración, la fotovoltaica ha sido muy perjudicada por las medidas tomadas por el gobierno en 2014, suponiendo hoy en día la tecnología con menor rentabilidad de la compañía (4,87%), valor menor que el coste medio ponderado del capital (WACC). Esto supone, en términos individuales, pérdidas para Abengoa, por lo que se deduce, que en caso de seguir explotando su know-how sobre la tecnología, se realizará en el extranjero.

7.2. Resultados globales

A partir de la suma de los valores actuales obtenidos en cada planta, se obtuvo el valor actual de la empresa sin deuda. A este valor se le sustrajo la deuda viva que posee la compañía, obteniendo de esta manera en Enterprise Value.

Abengoa posee dos tipos de acciones que cotizan en España, las de clase A y las de clase B. Tanto las acciones de clase A como las acciones de clase B están admitidas a negociación oficial en las Bolsas de Valores de Madrid y Barcelona y en el Sistema de Interconexión Bursátil Español (Mercado Continuo). A fecha de 28 de Abril de 2014 cotizan a 3,98€ y 3,14€ respectivamente.

Se ha calculado mediante una ponderación de ambos tipos de acciones, el número de acciones eficaz que posee Abengoa (mostrado en el capítulo anterior), obteniéndose 91223623,33 acciones de Abengoa, de valor nominal 1€.

El valor de Abengoa obtenido mediante la valoración de los activos y calculado con la división de EV entre el número de acciones eficaces, es de 3,64€/acción. Este valor se considera coherente, puesto que está en torno a los valores bursátiles de las acciones de Abengoa. El motivo de que sea más bajo, que el valor de las acciones de clase A, viene determinado por los cambios en las rentabilidades de las tecnologías producidos por la reforma y que aún no han sido reflejados en bolsa de manera fiel, pues hasta hace pocas semanas, no se habían definido aún completamente los cambios que se han introducido.

La evolución de las acciones de Abengoa desde su fecha de emisión en 1999 se representa en los siguientes gráficos.



Figura 64: Evolución de los valores en bolsa desde 2010. Fuente: Abengoa

En este primer gráfico de la evolución del valor en bolsa de Abengoa, se refleja claramente el gran aumento del valor de sus acciones con la entrada del Real Decreto 661/2007, cuyas primas a las energías renovables eran muy altas y aumentaban mucho el valor de la empresa, al ser la mayoría de su negocio perteneciente a este sector. Sin embargo, también se puede apreciar el rápido descenso posterior, coincidente con el comienzo de la crisis económica española (2007-2008).

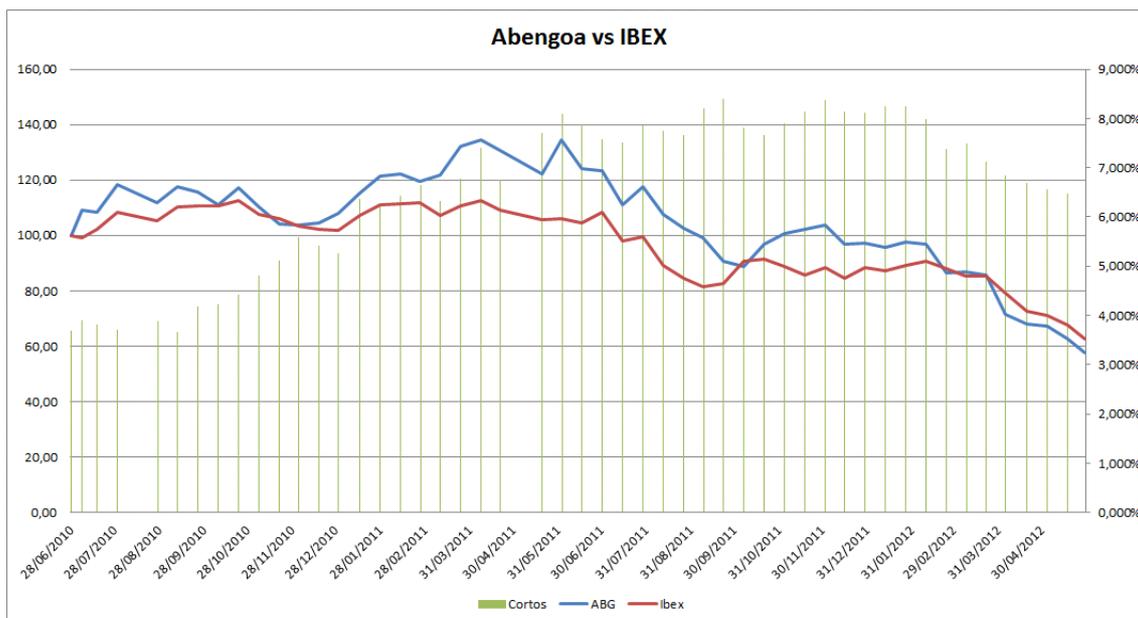


Figura 65: Evolución de los valores en bolsa desde 2010. Fuente: Rankia

La segunda gráfica del valor bursátil de Abengoa, refleja su evolución desde 2010, donde se aprecia primeramente una estabilización tras la bajada provocada por la crisis, y un segundo descenso posterior, que se supone que irá continuará, tras la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013.

Referencias

- [OBED06] M.C. Obed Jiménez, M.C. Vicente Cantu y Dr. Arturo Conde, “Líneas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica”, Departamento de Iluminación y Alta Tensión, Ciudad Universitaria,, San Nicolás de los Garza Nuevo León. Abril 2006.
- [RAMIYY] Mauricio Ramirez Castaño, “Líneas de transmisión”, Universidad Tecnológica de Pereira.
- [UBAL04] Edgar Ubaldo Boj de León , “Evaluación técnico económica del diseño de líneas de transmisión de 69KV utilizando estructuras compactas”, Guatemala. Noviembre 2004.
- [CRUZ06] José Luis de la Cruz Lázaro, “Estudio de factibilidad de la línea de transmisión rural Majes-Camaná en 138KV”, Lima. 2006.
- [BAYO10] Javier Bayona Villanueva, “Diseño de una instalación de biogás mediante digestión anaerobia y valorización de los residuos obtenidos”. 2010.
- [CAST06] Guillermo del Castillo-Hernán Figueroa, “Clasificación de los sistemas de cogeneración”, Depto. de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Chile. Mayo 2006.
- [CISN03] Daniel V. Cisneros Barrera, “Integración de la cogeneración en el mercado eléctrico”, Tesis de Máster, Universidad Pontificia Comillas. Enero 2003.
- [SCIE10] Science Daily, “Manure provides higher returns than chemical fertilizers”, Texas A&MAgriLife Communications. Junio 2010.
- [GUTI00] Javier Gutiérrez Chamorro, “Cogeneración eléctrica en plantas diesel”, Anales de mecánica y electricidad. 2000.
- [MILI14] Miliarium, “Cogeneración”, Monografías miliarium. 2014.
- [UNES14] Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA), “Central fotovoltaica”. 2014.
- [VELL14] Velleman, “Guíaplacassolares”. 2014.
- [SOLI14] Soliclíma.2014.
- [SIMO13] Joe Simon y Gail Mosey, “Feasibility Study of Economics and Performance of Solar Photovoltaics at the Kerr McGee Site in Columbus, Mississippi”, U.S. Environmental Protection Agency (EPA), National Renewable Energy Laboratory (NREL). Enero 2013.

- [CAST11] Jordi Castellá, “El mercado del agua y el tratamiento del agua en India”, Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Nueva Delhi. Noviembre 2011.
- [LEON11] Marcelo Leonel Montes Siña, “Prefactibilidad técnica y económica de una planta de agua marina para la minería alimentada con energía generada por una planta de concentración solar”, Santiago de Chile. Junio 2011.
- [GALV09] A Gálvez Gómez, “Aplicación del proceso de osmosis inversa al tratamiento de agua de mar. Estudio técnico y de viabilidad económica”, Memoria, Universidad Politécnica de Cataluña. 2009.
- [AMBI14] Revista Ambientum, “Nuevo proyecto de planta desaladora”. 2014.
- [INDO10] Blog sobre negocios en India – INDOLINK Consulting, “Abengoa prepara la planta desalinizadora más grande de la India”. Marzo 2008.
- [LESO14] Lesoirdalgerie, “Prix de l’eau potable”. 2014.
- [ESTE07] Antonio Estevan, “Desalación, energía y medio ambiente”, Fundación Nueva Cultura del Agua, Panel científico-técnico de seguimiento de la política de aguas, Universidad de Sevilla y Ministerio de Medio Ambiente. 2007.
- [CHEN12] ZohraChender, “Les tarifs de l’électricité les moinschers en Afrique”, Algerien News. Agosto 2012.
- [CLEA14] Clean Energy. Case Studies. 2014.
- [INTE10] International Energy Agency, Nuclear Energy Agency y OrganisationFor Economic Co-Operation And Development, “Projected costs of generating electricity”. 2010.
- [CAMP05] Felipe Manuel Campo Heredero, “Evaluación técnico económica de la introducción de biocarburantes en España a partir de cultivos energéticos”, Proyecto Fin de Carrera, Universidad Pontificia Comillas, Cátedra de Nuevas Tecnologías Energéticas Rafael Mariño. Junio 2005.
- [ALVA13] Jesús Alberto Álvarez, Carlos Salamanca Fresno, Ricardo Fernández Portabales y Mercedes Ballesteros Perdices, “Proyecto de viabilidad de una planta de bioetanol con un sistema de cogeneración”, Proyecto Fin de Máster, Máster en Energías Renovables y Mercado Energético. Enero 2013.
- [LOZA13] Yolanda Lozano Cano, “Viabilidad de los biocombustibles: biodiésel y bioetanol”, Programa de Doctorado Ciencia e Ingeniería Agrarias, Universidad de Castilla- La Mancha. Mayo 2009.
- [APEC10] APEC Energy Working Group, “Biofuel Costs, Technologies and Economics in APEC Economies”, BBI Biofuels Canada, Asia Pacific Economic Cooperation. Diciembre 2010.

- [IDAE11] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), “Plan de Energías Renovables 2011-2020”. 2011.
- [MEND11] D. Méndez Baiges, “Números Gordos en el análisis económico-financiero”, CINTER. 2011.
- [PERE13] Marta Pérez Mérida, “Valoración financiera de una empresa del sector energético español”, Proyecto Fin de Carrera, Universidad Pontificia Comillas. Mayo 2013.
- [IREN13] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Production of Liquid Biofuels”.2013.
- [SALL12] Carlos Sallé Alonso, “El déficit de tarifa y la importancia de la ortodoxia en la regulación del sector eléctrico”, No 35 Papeles de Cuadernos de Energía, Club Español de la Energía. 2012.
- [AREC13] Luis P. Arechederra, “Las claves de la reforma energética”, ABC. Julio 2013.
- [WHIT10] Eric M. White, “Woody Biomass for Bioenergy and Biofuels in the United States”, Department of Forest Engineering, Resources and Management , College of Forestry, Oregon State University.2010.
- [KANN12] Wilbert Kannenkens y Tim Gillis, “Corporate and Indirect Tax Survey 2012”, KPMG International.2012.
- [BOLS14] Bolsa de Madrid, “Mercados y Cotizaciones”. 2014.
- [ABE_14] Abengoa, Negocio. 2014.
- [ABE_13] Abengoa, “Informe anual 2013”. 2013
- [ABEN14] Abengoa, “Hechos relevantes 2014”. 2014.
- [ABEN13] Abengoa, “Hechos relevantes 2013”. 2013.
- [ABEN12] Abengoa, “Hechos relevantes 2012”. 2012.
- [ABEN11] Abengoa, “Hechos relevantes 2011”. 2011.
- [ABEN10] Abengoa, “Hechos relevantes 2010”. 2010.
- [ABEN09] Abengoa, “Hechos relevantes 2009”. 2009.
- [ABEN08] Abengoa, “Hechos relevantes 2008”. 2008.
- [ABEN07] Abengoa, “Hechos relevantes 2007”. 2007.
- [BANC14] El Banco Mundial, “Inflación, precios al consumidor (% anual)”. 2014.
- [BOLE13] Boletín Oficial del Estado, “Real Decreto-ley 9/2013”. 2013.

- [BOLE13] Boletín Oficial del Estado, “IET/221/2013”. 2013.
- [BOLE11] Boletín Oficial del Estado, “IET/3586/2011”. 2011.
- [BOLE10] Boletín Oficial del Estado, “ITC/3353/2010”. 2010.
- [BOLE09] Boletín Oficial del Estado, “ITC/3519/2009”. 2009.
- [BOLE08] Boletín Oficial del Estado, “ITC/3801/2008”. 2008.
- [BOLE07] Boletín Oficial del Estado, “ITC/3860/2007”. 2007.
- [BOL_07] Boletín Oficial del Estado, “Real Decreto 661/2007”. 2007.
- [BOLE04] Boletín Oficial del Estado, “Real Decreto 436/ 2004”. 2004.
- [BOLE02] Boletín Oficial del Estado, “Real Decreto 1432/2002”. 2002.
- [BOLE98] Boletín Oficial del Estado, “Real Decreto 2818/1998”. 1998.
- [BOLE97] Boletín Oficial del Estado, “Real Decreto 2107/1997”. 1997.
- [XXXXYY] Listado de páginas web frecuentadas en 2014:

- www.biodieselmagazine.com
- www.apri.com
- www.nrel.gov
- www.greentechmedia.com/articles
- www.forbes.com
- www.csp-world.com
- www.solarpaces.com
- www.agrosintesis.com
- www.agroterra.com
- www.dbk.es
- www.alromar-energia.es
- www.aeeolica.org
- www.ddgs.umn.edu
- www.farmdocdaily.illinois.edu
- www.agrodigital.com
- www.magrama.gob.es
- www.indexmundi.com
- www.tradingeconomics.com

ANEXO I: Lista de activos de Abengoa.

LISTA DE ACTIVOS DE ABENGOA									
Nombre	Tipo de activo	VA (M€)	TIR (%)	% de Abengoa	VA abengoa	Tecnología	Características	País	Fecha P.M.
PS 10	PS - Termosolar	12,25	4,42	100	12,25	Torre con alm.	11 MW	España	mar-07
PS 20	PS - Termosolar	53,03	4,99	100	53,03	Torre con alm.	20 MW	España	abr-09
Solnova 1	PS - Termosolar	184,88	5,55	100	184,88	CSP sin alm.	50 MW	España	may-10
Solnova 3	PS - Termosolar	251,91	5,52	100	251,91	CSP sin alm.	50 MW	España	may-10
Solnova 4	PS - Termosolar	262,56	5,55	100	262,56	CSP sin alm.	50 MW	España	ago-10
Helioenergy 1	PS - Termosolar	261,26	5,60	50	130,63	CSP sin alm.	50 MW	España	sep-11
Helioenergy 2	PS - Termosolar	264,77	5,62	50	132,39	CSP sin alm.	50 MW	España	nov-11
Helios 1	PS - Termosolar	219,16	5,50	75	164,37	CSP sin alm.	50 MW	España	may-12
Helios 2	PS - Termosolar	222,95	5,52	75	167,21	CSP sin alm.	50 MW	España	jul-12
Solacor 1	PS - Termosolar	252,85	5,54	74	187,11	CSP sin alm.	50 MW	España	feb-12
Solacor 2	PS - Termosolar	252,85	5,54	74	187,11	CSP sin alm.	50 MW	España	feb-12
Solabén 1	PS - Termosolar	276,85	5,59	75	207,63	CSP sin alm.	50 MW	España	nov-13
Solabén 2	PS - Termosolar	257,07	5,58	68	174,80	CSP sin alm.	50 MW	España	sep-12
Solabén 3	PS - Termosolar	249,81	5,54	68	169,87	CSP sin alm.	50 MW	España	may-12
Solabén 6	PS - Termosolar	277,13	5,59	75	207,84	CSP sin alm.	50 MW	España	nov-13
Solana	PS - Termosolar	1616,13	5,34	100	1616,13	CSP con alm.	280 MW	EEUU	ago-12
Mojave Solar	PS - Termosolar	1400,42	5,97	100	1400,42	CSP sin alm.	280 MW	EEUU	nov-13
Shams - 1	PS - Termosolar	568,21	4,32	20	113,64	CSP sin alm.	100 MW	Emiratos Árabes Unidos	may-12
Hassi-R'mel	PS - Termosolar	715,94	12,94	51	365,13	ISCC	150 MW	Argelia	jul-11
Kaxu Solar One	PS - Termosolar	926,30	13,46	100	926,30	CSP sin alm.	100 MW	Sudáfrica	feb-15
Khi Solar One	PS - Termosolar	576,12	12,81	100	576,12	Torre sin alm.	50 MW	Sudáfrica	nov-14
Sevilla PV	PS - Fotovoltaica	2,49	4,78	80	1,99	PV	1,2 MW	España	jun-09
Copero PV	PS - Fotovoltaica	2,39	4,84	50	1,19	PV	1 MW	España	jul-09
Las Cabezas PV	PS - Fotovoltaica	14,11	4,95	100	14,11	PV	5,7 MW	España	jul-09
Casaquemada PV	PS - Fotovoltaica	4,70	4,95	100	4,70	PV	1,9 MW	España	jul-09
Linares PV	PS - Fotovoltaica	4,14	4,82	100	4,14	PV	1,9 MW	España	jul-09
AB Nebraska	B - Planta etanol	446,46	5,75	100	446,46	Etanol de 1ª gen.	340 ML	Estados Unidos	jun-09
AB Corporation - Colwich	B - Planta etanol	152,80	8,51	100	152,80	Etanol de 1ª gen.	95 ML	Estados Unidos	nov-01
AB Corporation - Portales	B - Planta etanol	212,20	9,69	100	212,20	Etanol de 1ª gen.	115 ML	Estados Unidos	nov-01
AB Corporation - York	B - Planta etanol	201,37	6,65	100	201,37	Etanol de 1ª gen.	210 ML	Estados Unidos	nov-01
AB - Illinois	B - Planta etanol	484,97	5,50	100	484,97	Etanol de 1ª gen.	340 ML	Estados Unidos	mar-10
AB - Indiana	B - Planta etanol	506,04	5,51	100	506,04	Etanol de 1ª gen.	340 ML	Estados Unidos	mar-10
AB Biomass of Kansas - Hugoton	B - Planta etanol	460,15	10,03	100	460,15	Etanol de 2ª gen.	95 ML	Estados Unidos	jul-09
Bioetanol Galicia	B - Planta etanol	158,59	13,25	100	158,59	Etanol de 1ª gen.	196 ML	España	nov-03
Biocarburantes de Castilla y León	B - Planta etanol	130,21	8,11	50	65,10	Etanol de 1ª gen.	200 ML	España	abr-06
Ecocarburantes Españoles	B - Planta etanol	86,85	13,73	95	82,51	Etanol de 1ª gen.	150 ML	España	jun-09
AB France	B - Planta etanol	174,57	5,87	64	111,73	Etanol de 1ª gen.	250 ML	Francia	jun-07

Nombre	Tipo de activo	VA (M€)	TIR (%)	% de Abengoa	VA abengoa	Tecnología	Características	País	Fecha P.M.
AB Netherlands	B - Planta etanol	708,43	7,60	100	708,43	Etanol de 1ª gen.	480 ML	Países Bajos	sep-10
AB Sao Joao	B - Planta etanol	122,18	12,83	100	122,18	Etanol de 1ª gen.	130 ML	Brasil	sep-07
AB Sao Luiz	B - Planta etanol	620,09	14,81	100	620,09	Etanol de 1ª gen.	70 ML	Brasil	sep-07
AB San Roque	B - Planta biodiesel	189,55	5,64	100	189,55	Biodiesel	225 ML	España	feb-09
Cogeneración Motril	Cogeneración	-145,07	0,00	100	-145,07	Turbina de gas	45,9 MW	España	jun-09
Cogeneración Villaricos	Cogeneración	-35,98	0,00	100	-35,98	Motor Diesel	21,1 MW	España	jun-09
Bioetanol Galicia	Cogeneración	-73,97	0,00	100	-73,97	Turbina de gas	25,8 MW	España	may-02
Biocarburantes de Castilla y León	Cogeneración	-52,00	0,00	100	-52,00	Turbina de gas	25 MW	España	abr-06
Ecocarburantes Españoles	Cogeneración	-11,95	0,00	95	-11,35	Turbina de gas	22,4 MW	España	sep-09
AB Netherlands	Cogeneración	71,32	14,79	100	71,32	Turbina de gas	45,9 MW	Países Bajos	may-10
AB Sao Joao	Cogeneración	132,03	12,58	100	132,03	Turbina de vapor	70 MW	Brasil	ago-10
AB Sao Luiz	Cogeneración	134,71	12,74	100	134,71	Turbina de vapor	70 MW	Brasil	sep-10
Cogeneración Pemex	Cogeneración	689,66	9,17	60	413,80	Turbina de gas	300 MW	Méjico	nov-12
Procesos Ecológicos Vilches	Cogeneración	-2,31	4,04	100	-2,31	Motogeneradores	15 MW	España	jun-09
Stalowa Wola	Cogeneración	479,69	10,18	100	479,69	ISCC	450 MW	Polonia	jun-15
ATE IV	Línea de transmisión	66,08	10,68	100	66,08	525-230 KV AC	85 Km	Brasil	ene-10
ATE V	Línea de transmisión	102,62	10,68	100	102,62	230 KV AC	132 Km	Brasil	oct-10
ATE VI	Línea de transmisión	103,11	10,68	100	103,11	230 KV AC	131 Km	Brasil	ene-10
ATE VII	Línea de transmisión	89,41	10,68	100	89,41	525-230 KV AC	115 Km	Brasil	ago-09
Manaus	Línea de transmisión	455,58	10,68	51	232,35	500 KV AC	586 Km	Brasil	oct-11
Norte Brasil	Línea de transmisión	1817,88	10,66	51	927,12	600 KV AC	2375 Km	Brasil	oct-12
Linha Verde	Línea de transmisión	767,34	10,68	51	391,34	230 KV AC	987 Km	Brasil	oct-11
Lote I	Línea de transmisión	82,67	10,66	100	82,67	231 KV AC	108 Km	Brasil	oct-12
Redesur	Línea de transmisión	199,50	8,09	24	47,88	220 KV AC	431 Km	Perú	mar-01
ATN	Línea de transmisión	355,41	8,46	100	355,41	220 KV AC	696 Km	Perú	dic-10
ATS	Línea de transmisión	458,99	8,40	100	458,99	500 KV AC	872 Km	Perú	jul-13
Palmucho	Línea de transmisión	5,77	9,80	100	5,77	220 KV AC	10 Km	Chile	nov-07
ATN 1	Línea de transmisión	355,41	8,46	100	355,41	220 KV AC	55 Km	Perú	nov-12
ATN 2	Línea de transmisión	68,43	8,40	100	68,43	220 KV AC	130 Km	Perú	jul-13
Ténès	Desalación	196,67	5,77	51	100,30	Osmosis inversa	200000 m3	Argelia	jul-09
Honaine	Desalación	310,81	8,78	51	158,51	Osmosis inversa	200000 m3	Argelia	jul-09
Skikda	Desalación	163,99	7,91	51	83,63	Osmosis inversa	100000 m3	Argelia	jul-09
Chennai	Desalación	292,44	11,59	100	292,44	Osmosis inversa	100000 m3	India	jul-09
Qingdao	Desalación	148,11	5,50	0-vendida	53,00	Osmosis inversa	100000 m3	China	jul-09
Ghana	Desalación	280,30	14,16	100	280,30	Osmosis inversa	60000 m3	Ghana	jul-09
Barka	Desalación	59,40	7,65	100	59,40	Osmosis inversa	45000 m3	Omán	ene-14
Complejo Eólico Brasil	Parque eólico	279,28	8,21	100	279,28	Parque eólico	64 MW	Brasil	jul-09
Parque eólico Palmatir	Parque eólico	178,16	11,40	100	178,16	Parque eólico	50 MW	Uruguay	jul-09

ANEXO II: Plantas bases

<i>Termosolar CSP sin almacenamiento</i>	
Planta	Solnova 3
Puesta en marcha	may-10
Vida útil (años)	25
Potencia instalada (MW)	50
Producción eléctrica (MWh/año)	100000
Categoría Real Decreto 661/2007	b.1.2
Tarifa (€/MWh)	284,983
Prima (€/MWh)	268,717
Inversión (M€)	250
Gastos de O&M (M€/MW/año)	0,12
Impuestos	30%
Impuesto sobre la generación	7%
Deuda	80%
Recursos propios	20%
Tipo de interés	5%
Plazo de financiación (años)	18



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Producción anual (MWh)	66667	100000	100000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000
IPC (%)	3	2,4	2,9	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Estimación pool (€/MWh)	49,930	47,230	48,880	50,835	52,869	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000
Prima(€/MWh)	274,49	281,77	285,995																						
Pago fijo (M€)					27,985	27,985	27,985	27,985	27,985	27,985	27,985	27,985	27,985	27,985	27,985	27,985	27,985	27,985	27,985	27,985	27,985	27,985	27,985	27,985	27,985
Precio pagado (€/MWh)	284,983	324,424	328,999	334,875	50,835	52,869	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000
Ingresos (M€)	18,999	32,442	32,900	28,464	32,306	32,478	32,405	32,405	32,405	32,405	32,405	32,405	32,405	32,405	32,405	32,405	32,405	32,405	32,405	32,405	32,405	32,405	32,405	32,405	32,405
Operac. & Mantenim. (M€)	4,000	6,000	6,174	6,297	6,423	6,552	6,683	6,817	6,953	7,092	7,234	7,379	7,526	7,677	7,830	7,987	8,146	8,309	8,476	8,645	8,818	8,994	9,174	9,358	9,545
Imp. Generación (M€)				1,993	2,261	2,273	2,268	2,268	2,268	2,268	2,268	2,268	2,268	2,268	2,268	2,268	2,268	2,268	2,268	2,268	2,268	2,268	2,268	2,268	2,268
EBITDA (M€)	14,999	26,442	26,726	20,174	23,621	23,653	23,453	23,320	23,183	23,044	22,902	22,758	22,610	22,460	22,306	22,150	21,990	21,827	21,661	21,491	21,318	21,142	20,962	20,779	20,591
Amortización (M€)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
EBIT (M€)	4,999	16,442	16,726	10,174	13,621	13,653	13,453	13,320	13,183	13,044	12,902	12,758	12,610	12,460	12,306	12,150	11,990	11,827	11,661	11,491	11,318	11,142	10,962	10,779	10,591
Pago principal (M€)	7,109	7,465	7,838	8,230	8,641	9,073	9,527	10,003	10,504	11,029	11,580	12,159	12,767	13,406	14,076	14,780	15,519	16,295							
Gastos financieros (M€)	10,000	9,645	9,271	8,879	8,468	8,036	7,582	7,106	6,606	6,080	5,529	4,950	4,342	3,704	3,033	2,330	1,591	0,815							
EBT (M€)	-5,001	6,798	7,455	1,295	5,153	5,617	5,871	6,214	6,578	6,964	7,373	7,808	8,268	8,756	9,273	9,820	10,399	11,012	11,661	11,491	11,318	11,142	10,962	10,779	10,591
Impuestos (M€)	-1,500	2,039	2,236	0,388	1,546	1,685	1,761	1,864	1,973	2,089	2,212	2,342	2,480	2,627	2,782	2,946	3,120	3,304	3,498	3,447	3,395	3,343	3,289	3,234	3,177
Beneficio neto (M€)	-5,001	6,259	5,218	0,906	3,607	3,932	4,110	4,350	4,604	4,875	5,161	5,465	5,788	6,129	6,491	6,874	7,279	7,709	8,163	8,044	7,923	7,799	7,673	7,545	7,414

FCL (M€)	-250	13,499	21,510	21,708	17,122	19,535	19,557	19,417	19,324	19,228	19,131	19,032	18,930	18,827	18,722	18,614	18,505	18,393	18,279	18,163	18,044	17,923	17,799	17,673	17,545	17,414
FCL sin imp (M€)	-250	14,999	26,442	26,726	20,174	23,621	23,653	23,453	23,320	23,183	23,044	22,902	22,758	22,610	22,460	22,306	22,150	21,990	21,827	21,661	21,491	21,318	21,142	20,962	20,779	20,591

VA act con TIR	13,952	22,882	21,513	15,107	16,453	15,326	14,137	13,075	12,092	11,181	10,337	9,555	8,831	8,160	7,539	6,964	6,431	5,938	5,482	5,059	4,668	4,307	3,972	3,663	3,377
VA actdo con WACC (M€)	16,431	24,926	23,950	17,984	19,535	18,619	17,600	16,675	15,797	14,964	14,172	13,421	12,708	12,031	11,388	10,778	10,200	9,650	9,129	8,635	8,166	7,721	7,298	6,898	6,518

Inversión (M€)	250
Coste de los f.propios	11,18%
Coste de la deuda	3,50%
WACC (%)	5,04%
VAN (M€)	251,905
TIR(%)	5,52%

Fotovoltaica de dos ejes	
Planta	Copero PV
Puesta en marcha	ene-08
Vida útil (años)	25
Potencia instalada (MW)	1
Producción eléctrica (MWh/año)	1750
Categoría Real Decreto 661/2007	b.1.1
Tarifa (€/MWh)	431,486
Prima (€/MWh)	-
Inversión (M€)	4,5
Gastos de O&M (M€/MW/año)	0,1
Impuestos	30%
Impuesto sobre la generación	7%
Deuda	75%
Recursos propios	25%
Tipo de interés	5%
Plazo de financiación (años)	18



	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Producción anual (MWh)	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750
IPC (%)	1,4	0,8	3	2,4	2,9	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Estimación pool (€/MWh)							50,835	52,869	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000
Pago fijo (M€)							0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240
Precio pagado (€/MWh)	431,486	433,859	445,790	455,375	467,442	474,454	50,835	52,869	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000
Ingresos (M€)	0,755	0,759	0,780	0,797	0,818	0,830	0,329	0,333	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331
Operac. & Mantenim. (M€)	0,100	0,100	0,103	0,105	0,109	0,111	0,113	0,115	0,117	0,120	0,122	0,125	0,127	0,130	0,132	0,135	0,138	0,140	0,143	0,146	0,149	0,152	0,155	0,158	0,161
Imp. Generación (M€)						0,058	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023
EBITDA (M€)	0,655	0,659	0,677	0,691	0,709	0,720	0,216	0,218	0,214	0,211	0,209	0,206	0,204	0,201	0,199	0,196	0,194	0,191	0,188	0,185	0,182	0,179	0,176	0,173	0,170
Amortización (M€)	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
EBIT (M€)	0,475	0,479	0,497	0,511	0,529	0,540	0,036	0,038	0,034	0,031	0,029	0,026	0,024	0,021	0,019	0,016	0,014	0,011	0,008	0,005	0,002	-0,001	-0,004	-0,007	-0,010
Pago principal (M€)	0,120	0,126	0,132	0,139	0,146	0,153	0,161	0,169	0,177	0,186	0,195	0,205	0,215	0,226	0,238	0,249	0,262	0,275							
Gastos financieros (M€)	0,169	0,163	0,156	0,150	0,143	0,136	0,128	0,120	0,111	0,103	0,093	0,084	0,073	0,063	0,051	0,039	0,027	0,014							
EBT (M€)	0,306	0,317	0,341	0,362	0,387	0,404	-0,092	-0,082	-0,078	-0,071	-0,064	-0,057	-0,049	-0,041	-0,032	-0,023	-0,013	-0,003	0,008	0,005	0,002	-0,001	-0,004	-0,007	-0,010
Impuestos (M€)	0,092	0,095	0,102	0,108	0,116	0,121	0,028	0,025	0,023	0,021	0,019	0,017	0,015	0,012	0,010	0,007	0,004	0,001	0,002	0,002	0,001	0,000	0,001	0,002	0,003
Beneficio neto (M€)	0,214	0,222	0,238	0,253	0,271	0,283	-0,119	-0,107	-0,101	-0,093	-0,084	-0,074	-0,064	-0,053	-0,042	-0,030	-0,017	-0,004	0,006	0,004	0,002	-0,001	-0,005	-0,009	-0,013

FCL sin imp (M€)	-4,5	0,655	0,659	0,677	0,691	0,709	0,720	0,216	0,218	0,214	0,211	0,209	0,206	0,204	0,201	0,199	0,196	0,194	0,191	0,188	0,185	0,182	0,179	0,176	0,173	0,170
FCL (M€)	-4,5	0,513	0,515	0,528	0,538	0,551	0,558	0,205	0,206	0,204	0,202	0,200	0,199	0,197	0,195	0,193	0,191	0,189	0,188	0,186	0,184	0,182	0,179	0,177	0,175	0,173

VA act con TIR del 7,5	0,609	0,570	0,545	0,518	0,494	0,466	0,130	0,122	0,111	0,103	0,094	0,087	0,080	0,073	0,067	0,062	0,057	0,052	0,048	0,044	0,040	0,037	0,033	0,031	0,028
VA actdo con WACC (M€)							0,205	0,196	0,183	0,172	0,162	0,152	0,143	0,135	0,127	0,119	0,112	0,105	0,098	0,092	0,087	0,081	0,076	0,071	0,067

Inversión (M€)	4,5
Coste de los f.propios	11,18%
Coste de la deuda	3,50%
WACC (%)	5,42%
VAN (M€)	2,385
TIR (%)	4,84%

Bioenergía - Bioetanol	
Planta	Bioetanol Galicia
Puesta en marcha	nov-03
Vida útil (años)	30
Producción bioetanol (ML/año)	196
Precio bioetanol (€/L)	0,40
Producción DGS (ton/año)	131000
Precio DGS (€/ton)	83,14
Consumo cereales (ton/año)	340000
Precio cereales (€/ton)	126,34
Inversión (M€)	92
Gastos de O&M (M€/ML/año)	0,015
Impuestos	30%
Deuda	70%
Recursos propios	30%
Tipo de interés	5%
Plazo de financiación (años)	20



	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Producción bioetanol (ML)	28,16	168,97	168,97	168,97	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	196,00	
Precio bioetanol (€/L)	0,40	0,41	0,42	0,59	0,44	0,50	0,37	0,41	0,56	0,48	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55	0,56	0,57	0,59	0,60	0,61	0,62	0,63	0,65	0,66	0,67	0,69	0,70	0,71	0,73	
Producción DGS (ton)	19167	115000	115000	115000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	130000	
Precio DGS (€/ton)	83,14	80,22	69,23	86,58	109,24	140,96	109,22	130,04	199,49	222,47	201,82	205,86	209,98	214,18	218,46	222,83	227,28	231,83	236,47	241,20	246,02	250,94	255,96	261,08	266,30	271,63	277,06	282,60	288,25	294,02	
IPC (%)	2,60	3,20	3,70	2,70	4,20	1,40	0,80	3,00	2,40	2,90	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	
Ingresos (M€)	12,86	78,97	78,93	109,65	100,44	116,32	86,72	97,27	135,69	123,00	124,24	126,72	129,26	131,84	134,48	137,17	139,91	142,71	145,56	148,47	151,44	154,47	157,56	160,71	163,93	167,21	170,55	173,96	177,44	180,99	
M.prima (ton)	54167	325000	325000	325000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	340000	
Precio M.prima (€/ton)	129,37	126,34	122,79	152,58	119,24	150,96	119,22	140,04	209,49	232,47	211,82	216,06	220,38	224,79	229,28	233,87	238,55	243,32	248,18	253,15	258,21	263,37	268,64	274,01	279,49	285,08	290,79	296,60	302,53	308,58	
Alcohol vínico (ML)	7,18	43,10	43,10	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	
Precio alcohol vínico (M€/ML)	0,52	0,54	0,56	0,57	0,60	0,61	0,61	0,63	0,65	0,67	0,68	0,69	0,71	0,72	0,74	0,75	0,77	0,78	0,80	0,81	0,83	0,85	0,86	0,88	0,90	0,92	0,93	0,95	0,97	0,99	
Operac. & Mantenim. (M€)	0,43	2,59	2,68	2,75	3,00	3,04	3,07	3,16	3,23	3,33	3,39	3,46	3,53	3,60	3,67	3,75	3,82	3,90	3,98	4,06	4,14	4,22	4,31	4,39	4,48	4,57	4,66	4,75	4,85	4,95	
EBITDA (M€)	1,68	12,14	12,26	28,60	26,94	31,57	12,49	14,92	28,88	7,31	14,82	15,12	15,42	15,73	16,04	16,37	16,69	17,03	17,37	17,71	18,07	18,43	18,80	19,17	19,56	19,95	20,35	20,76	21,17	21,59	
Amortización (M€)	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	
EBIT (M€)	-1,39	9,08	9,20	25,54	23,87	28,51	9,42	11,85	25,81	4,25	11,76	12,05	12,36	12,66	12,98	13,30	13,63	13,96	14,30	14,65	15,00	15,36	15,73	16,11	16,49	16,88	17,28	17,69	18,10	18,53	
Pago principal (M€)	1,95	2,05	2,15	2,25	2,37	2,49	2,61	2,74	2,88	3,02	3,17	3,33	3,50	3,67	3,86	4,05	4,25	4,46	4,69	4,92											
Gastos financieros (M€)	3,22	3,12	3,02	2,91	2,80	2,68	2,56	2,43	2,29	2,15	2,00	1,84	1,67	1,50	1,31	1,12	0,92	0,70	0,48	0,25											
EBT (M€)	-4,61	5,96	6,18	22,62	21,07	25,82	6,86	9,42	23,52	2,10	9,76	10,22	10,69	11,17	11,67	12,18	12,71	13,26	13,82	14,40	15,00	15,36	15,73	16,11	16,49	16,88	17,28	17,69	18,10	18,53	
Impuestos (M€)	-1,38	1,79	1,85	6,79	6,32	7,75	2,06	2,83	7,06	0,63	2,93	3,06	3,21	3,35	3,50	3,65	3,81	3,98	4,15	4,32	4,50	4,61	4,72	4,83	4,95	5,06	5,18	5,31	5,43	5,56	
Beneficio neto (M€)	-4,61	5,55	4,32	15,84	14,75	18,08	4,80	6,60	16,47	1,47	6,83	7,15	7,48	7,82	8,17	8,53	8,90	9,28	9,67	10,08	10,50	10,75	11,01	11,28	11,54	11,82	12,10	12,38	12,67	12,97	
FCL antes Imp (M€)	-92	1,68	12,14	12,26	28,60	26,94	31,57	12,49	14,92	28,88	7,31	14,82	15,12	15,42	15,73	16,04	16,37	16,69	17,03	17,37	17,71	18,07	18,43	18,80	19,17	19,56	19,95	20,35	20,76	21,17	21,59
FCL (M€)	-92	2,10	9,42	9,51	20,94	19,78	23,02	9,66	11,36	21,13	6,04	11,30	11,50	11,72	11,93	12,15	12,38	12,61	12,84	13,08	13,32	13,57	13,82	14,08	14,34	14,61	14,88	15,16	15,45	15,74	16,04
VA actdo con WACC (M€)												11,50	11,07	10,66	10,26	9,88	9,51	9,15	8,81	8,48	8,17	7,86	7,57	7,29	7,02	6,76	6,51	6,26	6,03	5,81	

Inversión (M€)	92
Coste de los fondos propios	11,18%
Coste de la deuda	3,50%
WACC (%)	5,80%
VAN (M€)	158,586
TIR(%)	13,25%

Bioenergía - Biodiesel	
Planta	AB San Roque
Puesta en marcha	feb-09
Vida útil (años)	20
Producción bioetanol (ML/año)	225
Precio bioetanol (€/L)	0,32
Producción glicerina (ton/año)	185000
Precio glicerina (€/ton)	85,00
Consumo aceite vegetal (ton/año)	205000
Precio aceite vegetal (€/ton)	440
Inversión (M€)	80
Gastos de O&M (M€/ML/año)	0,025
Impuestos	30%
Deuda	70%
Recursos propios	30%
Tipo de interés	5%
Plazo de financiación (años)	15



	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Producción biodiesel(ML)	206,25	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
Precio biodiesel (€/L)	0,320	0,437	0,572	0,639	0,606	0,618	0,630	0,643	0,656	0,669	0,682	0,696	0,710	0,724	0,739	0,753	0,768	0,784	0,799	0,815
Producción glicerina (ton)	16958,33	18500	18500	18500	18500	18500	18500	18500	18500	18500	18500	18500	18500	18500	18500	18500	18500	18500	18500	18500
Precio glicerina (€/ton)	85,000	87,550	89,651	92,251	94,096	95,978	97,998	99,856	101,853	103,890	105,967	108,087	110,249	112,454	114,703	116,997	119,337	121,723	124,158	126,641
IPC (%)	0,8	3	2,4	2,9	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Ingresos (M€)	67,414	100,040	130,442	145,548	138,054	140,815	143,631	146,504	149,434	152,422	155,471	158,580	161,752	164,987	168,287	171,652	175,085	178,587	182,159	185,802
M.prima (ton)	187917	205000	205000	205000	205000	205000	205000	205000	205000	205000	205000	205000	205000	205000	205000	205000	205000	205000	205000	205000
Precio M.prima (€/ton)	440	626	752	709	552	563	575	587	599	612	624	637	650	664	678	692	706	720	735	750
Operac. & Mantenim. (M€)	5,156	5,625	5,760	5,927	6,046	6,166	6,290	6,416	6,544	6,675	6,808	6,944	7,083	7,225	7,370	7,517	7,667	7,821	7,977	8,137
EBITDA (M€)	-20,461	-33,999	-29,499	-5,735	18,870	19,157	19,450	19,749	20,054	20,364	20,682	21,005	21,335	21,671	22,015	22,365	22,722	23,086	23,458	23,836
Amortización (M€)	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000
EBIT (M€)	-24,461	-37,999	-33,499	-9,735	14,870	15,157	15,450	15,749	16,054	16,364	16,682	17,005	17,335	17,671	18,015	18,365	18,722	19,086	19,458	19,836
Pago principal (M€)	2,595	2,725	2,861	3,004	3,154	3,312	3,478	3,652	3,834	4,026	4,227	4,439	4,661	4,894	5,138					
Gastos financieros (M€)	2,800	2,670	2,534	2,391	2,241	2,083	1,917	1,744	1,561	1,369	1,168	0,957	0,735	0,502	0,257					
EBT (M€)	-27,261	-40,669	-36,033	-12,126	12,629	13,074	13,533	14,005	14,493	14,995	15,514	16,048	16,600	17,170	17,758	18,365	18,722	19,086	19,458	19,836
Impuestos (M€)	-8,178	12,201	10,810	3,638	3,789	3,922	4,060	4,202	4,348	4,499	4,654	4,815	4,980	5,151	5,327	5,509	5,617	5,726	5,837	5,951
Beneficio neto (M€)	-19,083	-52,870	-46,843	-15,763	8,840	9,152	9,473	9,804	10,145	10,497	10,860	11,234	11,620	12,019	12,430	12,855	13,105	13,360	13,620	13,886

FCL (M€)	-80	-13,123	-22,599	-19,449	-2,814	14,409	14,610	14,815	15,024	15,237	15,455	15,677	15,903	16,134	16,370	16,610	16,855	17,105	17,360	17,620	17,886
-----------------	------------	---------	---------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Inversión (M€)	80
Coste de los fondos propio:	10,42%
Coste de la deuda	3,50%
WACC (%)	5,58%
VAN (M€)	189,554
TIR(%)	5,64%

Cogeneración con turbina de gas	
Planta	Biocarburantes Castilla y León
Puesta en marcha	01/04/2006
Vida útil (años)	25
Potencia instalada (MW)	25
Producción eléctrica (MWh)	204000
Categoría Real Decreto 661/2007	a.1.1
Prima (€/MWh)	22,12
Precio gas (€/MWh)	13,47
Inversión (M€)	18,75
Gastos de O&M (€/KWh/año)	0,005
Impuestos	30%
Impuesto sobre la generación	7%
Deuda	80,0%
Recursos propios	20,0%
Tipo de interés	5%
Plazo de financiación (años)	18



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Producción anual (MWh)	153000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000
IPC (%)	2,7	4,2	1,4	0,8	3	2,4	2,9	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Estimación pool (€/MWh)		42,19	64,43	36,96	37,01	49,93	47,23	48,88	50,84	52,87	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Prima (€/MWh)	42,1234	22,12	22,43	22,61	23,29	23,85	24,54	25,03																		
Pago fijo (M€)																										
Precio pagado (€/MWh)	42,123	64,312	86,862	59,571	60,299	73,778	71,770	73,911	50,835	52,869	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000
Ingresos (M€)	6,445	13,120	17,720	12,153	12,301	15,051	14,641	15,078	-2,103	-1,688	-1,866	-1,866	-1,866	-1,866	-1,866	-1,866	-1,866	-1,866	-1,866	-1,866	-1,866	-1,866	-1,866	-1,866	-1,866	-1,866
Precio gas(€/MWh)	13,470	18,880	22,230	9,850	10,230	10,120	11,200	14,220	18,590	15,000	15,300	15,606	15,918	16,236	16,561	16,892	17,230	17,575	17,926	18,285	18,651	19,024	19,404	19,792	20,188	20,584
Operac. & Mantenim. (M€)	0,765	1,020	1,034	1,043	1,074	1,100	1,131	1,154	1,177	1,201	1,225	1,249	1,274	1,300	1,326	1,352	1,379	1,407	1,435	1,464	1,493	1,523	1,553	1,584	1,616	1,648
Imp. Generación (M€)								1,055	-0,147	-0,118	-0,131	-0,131	-0,131	-0,131	-0,131	-0,131	-0,131	-0,131	-0,131	-0,131	-0,131	-0,131	-0,131	-0,131	-0,131	-0,131
EBITDA (M€)	3,619	8,248	12,151	9,101	9,140	11,887	11,225	9,967	-6,926	-5,831	-6,081	-6,168	-6,257	-6,347	-6,439	-6,533	-6,629	-6,727	-6,827	-6,929	-7,033	-7,139	-7,247	-7,357	-7,469	-7,584
Amortización (M€)	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
EBIT (M€)	2,869	7,498	11,401	8,351	8,390	11,137	10,475	9,217	-7,676	-6,581	-6,831	-6,918	-7,007	-7,097	-7,189	-7,283	-7,379	-7,477	-7,577	-7,679	-7,783	-7,889	-7,997	-8,107	-8,219	-8,334
Pago principal (M€)	0,533	0,560	0,588	0,617	0,648	0,681	0,715	0,750	0,788	0,827	0,869	0,912	0,958	1,005	1,056	1,108	1,164	1,222								
Gastos financieros (M€)	0,750	0,723	0,695	0,666	0,635	0,603	0,569	0,533	0,495	0,456	0,415	0,371	0,326	0,278	0,228	0,175	0,119	0,061								
EBT (M€)	2,119	6,775	10,705	7,685	7,755	10,534	9,906	8,684	-8,171	-7,037	-7,246	-7,289	-7,332	-7,375	-7,417	-7,458	-7,499	-7,538	-7,577	-7,619	-7,663	-7,709	-7,757	-7,807	-7,858	-7,910
Impuestos (M€)	0,636	2,032	3,212	2,305	2,327	3,160	2,972	2,605	-2,451	-2,111	-2,174	-2,187	-2,200	-2,212	-2,225	-2,237	-2,250	-2,261	-2,273	-2,304	-2,335	-2,367	-2,399	-2,432	-2,466	-2,500
Beneficio neto (M€)	2,119	4,107	7,494	5,379	5,429	7,374	6,934	6,079	-5,720	-4,926	-5,072	-5,102	-5,133	-5,162	-5,192	-5,221	-5,249	-5,277	-5,304	-5,375	-5,448	-5,522	-5,598	-5,675	-5,754	-5,834

FCL sin imp (M€)	-18,75	3,619	8,248	12,151	9,101	9,140	11,887	11,225	9,967	-6,926	-5,831	-6,081	-6,168	-6,257	-6,347	-6,439	-6,533	-6,629	-6,727	-6,827	-6,929	-7,033	-7,139	-7,247	-7,357	-7,469
FCL (M€)	-18,75	2,758	5,999	8,730	6,595	6,623	8,546	8,082	7,202	-4,623	-3,857	-4,032	-4,093	-4,155	-4,218	-4,282	-4,348	-4,416	-4,484	-4,554	-4,625	-4,698	-4,772	-4,848	-4,925	-5,004

Inversión (M€)	19
Coste de los f.propios	11,18%
Coste de la deuda	3,50%
WACC (%)	5,04%
VAN (M€)	-52,00
TIR(%)	#¡DIV/0!

<i>Cogeneración con turbina de vapor</i>	
Planta	AB Sao Joao
Puesta en marcha	ago-10
Vida útil (años)	25
Potencia instalada (MW)	70
Producción eléctrica (MWh)	201500
Precio venta electricidad (€/MW)	145540
Inversión (M€)	60,55
Gastos de O&M (€/KWh/año)	0,004
Impuestos	34%
Deuda	71,4%
Recursos propios	28,6%
Tipo de interés	5%
Plazo de financiación (años)	18



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Producción anual (MWh)	83958	201500	201500	201500	201500	201500	201500	201500	201500	201500	201500	201500	201500	201500	201500	201500	201500	201500	201500	201500	201500	201500	201500	201500	201500
IPC (%)	4,592	5,993	6,218	6,154	5,585	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Precio pagado (€/MWh)	114885	120414	128091	136583	145540	152817	160458	168481	176905	185750	195038	204789	215029	225780	237069	248923	261369	274437	288159	302567	317696	333580	350259	367772	386161
Ingresos (M€)	8,042	8,429	8,966	9,561	10,188	10,697	11,232	11,794	12,383	13,003	13,653	14,335	15,052	15,805	16,595	17,425	18,296	19,211	20,171	21,180	22,239	23,351	24,518	25,744	27,031
Operac. & Mantenim. (M€)	0,140	0,806	0,856	0,909	0,960	1,008	1,058	1,111	1,166	1,225	1,286	1,350	1,418	1,489	1,563	1,641	1,723	1,809	1,900	1,995	2,095	2,199	2,309	2,425	2,546
EBITDA (M€)	7,902	7,623	8,110	8,652	9,228	9,690	10,174	10,683	11,217	11,778	12,367	12,985	13,634	14,316	15,032	15,783	16,573	17,401	18,271	19,185	20,144	21,151	22,209	23,319	24,485
Amortización (M€)	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422	2,422
EBIT (M€)	5,480	5,201	5,688	6,230	6,806	7,268	7,752	8,261	8,795	9,356	9,945	10,563	11,212	11,894	12,610	13,361	14,151	14,979	15,849	16,763	17,722	18,729	19,787	20,897	22,063
Pago principal (M€)	1,537	1,614	1,694	1,779	1,868	1,961	2,059	2,162	2,270	2,384	2,503	2,628	2,760	2,898	3,043	3,195	3,355	3,522							
Gastos financieros (M€)	2,162	2,085	2,004	1,919	1,830	1,737	1,639	1,536	1,428	1,314	1,195	1,070	0,939	0,801	0,656	0,504	0,344	0,176							
EBT (M€)	3,318	3,116	3,684	4,311	4,976	5,531	6,113	6,725	7,367	8,041	8,750	9,493	10,274	11,093	11,954	12,858	13,807	14,803	15,849	16,763	17,722	18,729	19,787	20,897	22,063
Impuestos (M€)	1,128	1,060	1,253	1,466	1,692	1,880	2,078	2,286	2,505	2,734	2,975	3,228	3,493	3,772	4,064	4,372	4,694	5,033	5,389	5,699	6,026	6,368	6,728	7,105	7,502
Beneficio neto (M€)	3,318	0,928	2,432	2,845	3,284	3,650	4,035	4,438	4,862	5,307	5,775	6,265	6,781	7,322	7,890	8,486	9,112	9,770	10,461	11,063	11,697	12,361	13,059	13,792	14,562

FCL sin imp (M€)	-60,55	7,902	7,623	8,110	8,652	9,228	9,690	10,174	10,683	11,217	11,778	12,367	12,985	13,634	14,316	15,032	15,783	16,573	17,401	18,271	19,185	20,144	21,151	22,209	23,319	24,485
FCL (M€)	-60,55	6,039	5,855	6,176	6,534	6,914	7,219	7,538	7,874	8,227	8,597	8,986	9,394	9,822	10,272	10,744	11,241	11,761	12,308	12,883	13,485	14,119	14,783	15,481	16,214	16,984

Inversión (M€)	61
Coste de los f.propios	11,18%
Coste de la deuda	3,30%
WACC (%)	5,55%
VAN (M€)	132,03
TIR(%)	12,58%

Cogeneración con ciclo combinado	
Planta	Stalowa Wola
Puesta en marcha	jun-15
Vida útil (años)	12
Potencia instalada (MW)	450
Producción eléctrica (MWh)	2834595
Precio venta electricidad (€/MWh)	40,93
Precio gas (€/MWh)	19
Inversión (M€)	380
Gastos de O&M (€/KWh/año)	0,005
Impuestos	19%
Deuda	71,4%
Recursos propios	28,6%
Tipo de interés	5%
Plazo de financiación (años)	12



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Producción anual (MWh)	1653514	2834595	2834595	2834595	2834595	2834595	2834595	2834595	2834595	2834595	2834595	2834595
IPC (%)	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Precio venta (€/MWh)	42,567	44,270	46,041	47,882	49,798	51,790	53,861	56,016	58,256	60,586	63,010	65,530
Ingresos (M€)	70,385	125,487	130,507	135,727	141,156	146,802	152,674	158,781	165,133	171,738	178,607	185,752
Precio gas(€/MWh)	18,720	19,469	20,248	21,057	21,900	22,776	23,687	24,634	25,620	26,644	27,710	28,819
Operac. & Mantenim. (M€)	4,823	14,173	14,740	15,329	15,943	16,580	17,244	17,933	18,651	19,397	20,173	20,979
EBITDA (M€)	34,609	56,128	58,373	60,708	63,136	65,662	68,288	71,020	73,861	76,815	79,888	83,083
Amortización (M€)	31,67	31,67	31,67	31,67	31,67	31,67	31,67	31,67	31,67	31,67	31,67	31,67
EBIT (M€)	2,942	24,461	26,707	29,041	31,470	33,995	36,622	39,353	42,194	45,148	48,221	51,417
Pago principal (M€)	17,046	17,898	18,793	19,733	20,719	21,755	22,843	23,985	25,184	26,444	27,766	29,154
Gastos financieros (M€)	13,566	12,714	11,819	10,879	9,893	8,857	7,769	6,627	5,427	4,168	2,846	1,458
EBT (M€)	-10,624	11,748	14,888	18,162	21,577	25,139	28,853	32,727	36,767	40,980	45,375	49,959
Impuestos (M€)	-2,019	2,232	2,829	3,451	4,100	4,776	5,482	6,218	6,986	7,786	8,621	9,492
Beneficio neto (M€)	-10,624	11,534	12,059	14,711	17,478	20,362	23,371	26,509	29,781	33,194	36,754	40,467

FCL (M€)	-380	34,050	51,480	53,299	55,190	57,157	59,203	61,330	63,543	65,844	68,237	70,726	73,314
-----------------	-------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Inversión (M€)	380
Coste de los f.propios	11,18%
Coste de la deuda	4,05%
WACC (%)	6,09%
VAN (M€)	479,69
TIR(%)	10,18%

Línea de transmisión	
Planta	ATE IV
Puesta en marcha	sep-11
Vida útil (años)	30
Longitud línea (Km)	85
Precio venta electricidad (M€/Km)	0,035
Inversión (M€)	28,45
Gastos de O&M (M€/Km/año)	0,00562
Impuestos	34%
Deuda	80%
Recursos propios	20%
Tipo de interés	5%
Plazo de financiación (años)	20



	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Precio ede venta (M€/Km)	0,035	0,037	0,039	0,042	0,044	0,047	0,050	0,053	0,056	0,059	0,063	0,066	0,070	0,075	0,079	0,084	0,089	0,094	0,100	0,106	0,112	0,119	0,126	0,134	0,142	0,150	0,159	0,169	0,179	0,190	
IPC (%)	5,993	6,218	6,154	5,585	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
Ingresos (M€)	2,975	3,160	3,354	3,542	3,754	3,980	4,218	4,471	4,740	5,024	5,326	5,645	5,984	6,343	6,723	7,127	7,554	8,008	8,488	8,997	9,537	10,109	10,716	11,359	12,041	12,763	13,529	14,341	15,201	16,113	
Coste O&M (M€/Km)	0,006	0,006	0,006	0,007	0,007	0,008	0,008	0,008	0,009	0,009	0,010	0,011	0,011	0,012	0,013	0,013	0,014	0,015	0,016	0,017	0,018	0,019	0,020	0,021	0,023	0,024	0,026	0,027	0,029	0,030	
O&M (M€)	0,478	0,507	0,539	0,569	0,603	0,639	0,677	0,718	0,761	0,807	0,855	0,906	0,961	1,018	1,080	1,144	1,213	1,286	1,363	1,445	1,531	1,623	1,721	1,824	1,933	2,049	2,172	2,303	2,441	2,587	
EBITDA (M€)	2,497	2,653	2,816	2,973	3,151	3,341	3,541	3,753	3,979	4,217	4,470	4,739	5,023	5,324	5,644	5,982	6,341	6,722	7,125	7,553	8,006	8,486	8,995	9,535	10,107	10,714	11,356	12,038	12,760	13,526	
Amortización (M€)	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	
EBIT (M€)	1,549	1,704	1,867	2,025	2,203	2,392	2,593	2,805	3,030	3,269	3,522	3,790	4,074	4,376	4,695	5,034	5,393	5,773	6,177	6,604	7,057	7,538	8,047	8,587	9,159	9,765	10,408	11,089	11,812	12,577	
Pago principal (M€)	0,688	0,723	0,759	0,797	0,837	0,879	0,923	0,969	1,017	1,068	1,121	1,177	1,236	1,298	1,363	1,431	1,503	1,578	1,657	1,740											
Gastos financieros (M€)	1,138	1,104	1,068	1,030	0,990	0,948	0,904	0,858	0,809	0,759	0,705	0,649	0,590	0,528	0,464	0,395	0,324	0,249	0,170	0,087											
EBT (M€)	0,411	0,600	0,800	0,995	1,213	1,444	1,688	1,947	2,221	2,510	2,817	3,141	3,484	3,847	4,232	4,639	5,069	5,525	6,007	6,517	7,057	7,538	8,047	8,587	9,159	9,765	10,408	11,089	11,812	12,577	
Impuestos (M€)	0,140	0,204	0,272	0,338	0,412	0,491	0,574	0,662	0,755	0,853	0,958	1,068	1,185	1,308	1,439	1,577	1,723	1,878	2,042	2,216	2,400	2,563	2,736	2,919	3,114	3,320	3,539	3,770	4,016	4,276	
Beneficio neto (M€)	0,271	0,396	0,528	0,657	0,801	0,953	1,114	1,285	1,466	1,657	1,859	2,073	2,300	2,539	2,793	3,061	3,346	3,646	3,965	4,301	4,658	4,975	5,311	5,667	6,045	6,445	6,869	7,319	7,796	8,301	

FCL (M€)	-28,4546	1,971	2,073	2,181	2,285	2,402	2,527	2,660	2,800	2,948	3,106	3,273	3,450	3,638	3,837	4,047	4,271	4,508	4,759	5,025	5,307	5,606	5,923	6,259	6,616	6,993	7,393	7,818	8,267	8,744	9,249
-----------------	----------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

VA actdo con WACC (M€)				2,285	2,291	2,298	2,306	2,314	2,324	2,334	2,345	2,357	2,370	2,383	2,397	2,412	2,428	2,444	2,460	2,478	2,496	2,514	2,533	2,553	2,573	2,594	2,615	2,637	2,660	2,682
-------------------------------	--	--	--	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Inversión (M€)	28,4546
Coste de los fondos propios	11,18%
Coste de la deuda	3,30%
WACC (%)	4,88%
VAN (M€)	66,083
TIR(%)	10,68%

Desalación - Osmosis inversa	
Planta	Chennai
Puesta en marcha	ago-10
Vida útil (años)	25
Capacidad (m ³ /año)	36500000
Precio venta agua (€/m ³)	0,6
Consumo energía (KWh/m ³)	4
Precio energía (M€/GWh)	0,032
Inversión (M€)	91
Gastos de O&M (€/m ³ /año)	0,513
Impuestos	32,45%
Deuda	77%
Recursos propios	23%
Tipo de interés	5%
Plazo de financiación (años)	20



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
Producción agua (m3)	15208333	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000	36500000
Precio agua (€/m3)	0,60	0,66	0,69	0,77	0,83	0,89	0,96	1,04	1,12	1,21	1,31	1,42	1,53	1,65	1,78	1,93	2,08	2,25	2,43	2,62	2,83	3,06	3,30	3,57	3,85	
IPC (%)	16,22	9,30	5,32	11,62	7,24	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
Ingresos (M€)	9,13	23,94	25,21	28,14	30,18	32,59	35,20	38,01	41,05	44,34	47,89	51,72	55,85	60,32	65,15	70,36	75,99	82,07	88,63	95,72	103,38	111,65	120,58	130,23	140,65	
Consumo energía (GWh)	60,83	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00	146,00
Precio energía (M€/GWh)	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,07	0,08	0,08	0,09	0,10	0,10	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,18	0,19	0,21	
Operac. & Mantenim. (M€)	7,80	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72	18,72
EBITDA (M€)	-0,62	0,11	1,11	3,41	5,01	6,91	8,96	11,18	13,57	16,16	18,95	21,96	25,21	28,73	32,53	36,63	41,05	45,84	51,00	56,58	62,60	69,11	76,13	83,72	91,92	
Amortización (M€)	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64
EBIT (M€)	-4,26	-3,53	-2,53	-0,23	1,37	3,27	5,32	7,54	9,93	12,52	15,31	18,32	21,57	25,09	28,89	32,99	37,41	42,20	47,36	52,94	58,96	65,47	72,49	80,08	88,28	
Pago principal (M€)	2,12	2,23	2,34	2,45	2,58	2,70	2,84	2,98	3,13	3,29	3,45	3,62	3,81	4,00	4,20	4,41	4,63	4,86	5,10	5,35						
Gastos financieros (M€)	3,50	3,40	3,29	3,17	3,05	2,92	2,78	2,64	2,49	2,34	2,17	2,00	1,82	1,63	1,43	1,22	1,00	0,77	0,52	0,27						
EBT (M€)	-7,77	-6,93	-5,82	-3,40	-1,67	0,36	2,54	4,90	7,44	10,18	13,13	16,32	19,76	23,46	27,46	31,77	36,42	41,43	46,84	52,67	58,96	65,47	72,49	80,08	88,28	
Impuestos (M€)	2,52	2,25	1,89	1,10	0,54	0,12	0,82	1,59	2,41	3,30	4,26	5,30	6,41	7,61	8,91	10,31	11,82	13,44	15,20	17,09	19,13	21,24	23,52	25,99	28,65	
Beneficio neto (M€)	-7,77	-6,93	-5,82	-3,40	-1,67	0,24	1,72	3,31	5,03	6,88	8,87	11,02	13,35	15,85	18,55	21,46	24,60	27,99	31,64	35,58	39,83	44,22	48,97	54,10	59,63	

FCL (M€)	-91	0,76	1,25	1,93	3,49	4,57	5,85	7,24	8,73	10,35	12,09	13,98	16,01	18,21	20,59	23,15	25,92	28,91	32,14	35,63	39,40	43,47	47,86	52,61	57,74	63,27
----------	-----	------	------	------	------	------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

VA actdo con WACC (M€)					4,57	5,56	6,54	7,51	8,46	9,40	10,33	11,25	12,17	13,08	13,98	14,88	15,79	16,69	17,59	18,49	19,40	20,31	21,23	22,15	23,08
------------------------	--	--	--	--	------	------	------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Inversión (M€)	91,00
Coste de los f. propios	0,11
Coste de la deuda	0,03
WACC (%)	0,05
VAN (M€)	292,44
TIR (%)	11,59%

Parque eólico	
Planta	Palmatir
Puesta en marcha	sep-14
Vida útil (años)	20
Potencia instalada (MW)	50
Producción (MWh/año)	93500
Precio venta electricidad (€/MWh)	157,61
Inversión (M€)	108
Gastos de O&M (M€/MW/año)	0,045
Impuestos	25%
Deuda	60%
Recursos propios	40%
Tipo de interés	5%
Plazo de financiación (años)	15



	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Producción anual (MWh)	26491,67	79475	79475	79475	79475	79475	79475	79475	79475	79475	79475	79475	79475	79475	79475	79475	79475	79475	79475	79475
IPC (%)	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Precio electricidad(€/MWh)	157,61	169,431	182,138	195,798	210,483	226,270	243,240	261,483	281,094	302,176	324,839	349,202	375,392	403,547	433,813	466,349	501,325	538,924	579,343	622,794
Ingresos (M€)	4,175	13,466	14,475	15,561	16,728	17,983	19,331	20,781	22,340	24,015	25,817	27,753	29,834	32,072	34,477	37,063	39,843	42,831	46,043	49,497
Operac. & Mantenim. (M€)	0,750	2,250	2,419	2,600	2,795	3,005	3,230	3,472	3,733	4,013	4,314	4,637	4,985	5,359	5,761	6,193	6,657	7,157	7,694	8,271
EBITDA (M€)	3,425	11,216	12,057	12,961	13,933	14,978	16,101	17,309	18,607	20,003	21,503	23,116	24,849	26,713	28,716	30,870	33,185	35,674	38,350	41,226
Amortización (M€)	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
EBIT (M€)	-1,975	5,816	6,657	7,561	8,533	9,578	10,701	11,909	13,207	14,603	16,103	17,716	19,449	21,313	23,316	25,470	27,785	30,274	32,950	35,826
Pago principal (M€)	3,003	3,153	3,311	3,476	3,650	3,833	4,024	4,225	4,437	4,659	4,892	5,136	5,393	5,663	5,946					
Gastos financieros (M€)	3,240	3,090	2,932	2,767	2,593	2,410	2,219	2,017	1,806	1,584	1,351	1,107	0,850	0,580	0,297					
EBT (M€)	-5,215	2,726	3,724	4,794	5,940	7,168	8,483	9,891	11,401	13,018	14,751	16,609	18,599	20,732	23,019	25,470	27,785	30,274	32,950	35,826
Impuestos (M€)	1,304	0,681	0,931	1,199	1,485	1,792	2,121	2,473	2,850	3,255	3,688	4,152	4,650	5,183	5,755	6,368	6,946	7,569	8,237	8,957
Beneficio neto (M€)	-6,518	2,044	2,793	3,596	4,455	5,376	6,362	7,419	8,551	9,764	11,064	12,456	13,949	15,549	17,264	19,103	20,839	22,706	24,712	26,870

FCL (M€)	-108	3,919	9,762	10,393	11,071	11,800	12,583	13,426	14,332	15,305	16,352	17,477	18,687	19,987	21,385	22,887	24,503	26,239	28,106	30,112	32,270
----------	------	-------	-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

VA acido con WACC (M€)		3,919	9,147	9,125	9,108	9,096	9,089	9,087	9,089	9,095	9,105	9,118	9,135	9,156	9,179	9,205	9,234	9,265	9,300	9,336	9,375
------------------------	--	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Inversión	108,00
Coste de los f.propio	11,18%
Coste de la deuda	3,75%
WACC (%)	6,72%
VAN (M€)	178,162
TIR(%)	11,40%