



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA
COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE GENERACIÓN CON BIOMASA**

Autor: José Puerta Amoedo

Director: Ignacio Martín Alexandre

Coordinador: Jaime de Rábago Marín

Madrid

Agosto de 2019

AUTHORIZATION FOR DIGITALIZATION, STORAGE AND DISSEMINATION IN THE NETWORK OF END-OF-DEGREE PROJECTS, MASTER PROJECTS, DISSERTATIONS OR BACHILLERATO REPORTS

1. Declaration of authorship and accreditation thereof.

The author Mr. /Ms. _____

HEREBY DECLARES that he/she owns the intellectual property rights regarding the piece of work:

that this is an original piece of work, and that he/she holds the status of author, in the sense granted by the Intellectual Property Law.

2. Subject matter and purpose of this assignment.

With the aim of disseminating the aforementioned piece of work as widely as possible using the University's Institutional Repository the author hereby **GRANTS** Comillas Pontifical University, on a royalty-free and non-exclusive basis, for the maximum legal term and with universal scope, the digitization, archiving, reproduction, distribution and public communication rights, including the right to make it electronically available, as described in the Intellectual Property Law. Transformation rights are assigned solely for the purposes described in a) of the following section.

3. Transfer and access terms

Without prejudice to the ownership of the work, which remains with its author, the transfer of rights covered by this license enables:

- a) Transform it in order to adapt it to any technology suitable for sharing it online, as well as including metadata to register the piece of work and include "watermarks" or any other security or protection system.
- b) Reproduce it in any digital medium in order to be included on an electronic database, including the right to reproduce and store the work on servers for the purposes of guaranteeing its security, maintaining it and preserving its format.
- c) Communicate it, by default, by means of an institutional open archive, which has open and cost-free online access.
- d) Any other way of access (restricted, embargoed, closed) shall be explicitly requested and requires that good cause be demonstrated.
- e) Assign these pieces of work a Creative Commons license by default.
- f) Assign these pieces of work a **HANDLE** (*persistent URL*). by default.

4. Copyright.

The author, as the owner of a piece of work, has the right to:

- a) Have his/her name clearly identified by the University as the author
- b) Communicate and publish the work in the version assigned and in other subsequent versions using any medium.
- c) Request that the work be withdrawn from the repository for just cause.
- d) Receive reliable communication of any claims third parties may make in relation to the work and, in particular, any claims relating to its intellectual property rights.

5. Duties of the author.

The author agrees to:

- a) Guarantee that the commitment undertaken by means of this official document does not infringe any third party rights, regardless of whether they relate to industrial or intellectual property or any other type.

- b) Guarantee that the content of the work does not infringe any third party honor, privacy or image rights.
- c) Take responsibility for all claims and liability, including compensation for any damages, which may be brought against the University by third parties who believe that their rights and interests have been infringed by the assignment.
- d) Take responsibility in the event that the institutions are found guilty of a rights infringement regarding the work subject to assignment.

6. Institutional Repository purposes and functioning.

The work shall be made available to the users so that they may use it in a fair and respectful way with regards to the copyright, according to the allowances given in the relevant legislation, and for study or research purposes, or any other legal use. With this aim in mind, the University undertakes the following duties and reserves the following powers:

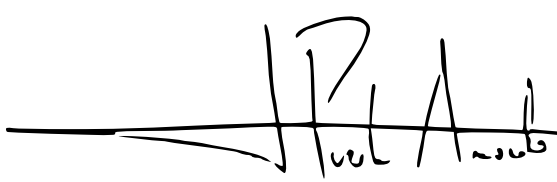
- a) The University shall inform the archive users of the permitted uses; however, it shall not guarantee or take any responsibility for any other subsequent ways the work may be used by users, which are non-compliant with the legislation in force. Any subsequent use, beyond private copying, shall require the source to be cited and authorship to be recognized, as well as the guarantee not to use it to gain commercial profit or carry out any derivative works.
- b) The University shall not review the content of the works, which shall at all times fall under the exclusive responsibility of the author and it shall not be obligated to take part in lawsuits on behalf of the author in the event of any infringement of intellectual property rights deriving from storing and archiving the works. The author hereby waives any claim against the University due to any way the users may use the works that is not in keeping with the legislation in force.
- c) The University shall adopt the necessary measures to safeguard the work in the future.
- d) The University reserves the right to withdraw the work, after notifying the author, in sufficiently justified cases, or in the event of third party claims.

Madrid, on of,

HEREBY ACCEPTS

Signed.....

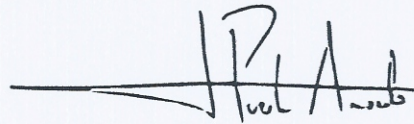
Reasons for requesting the restricted, closed or embargoed access to the work in the Institution's Repository



Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título **Estudio de la viabilidad económica de una compañía española de generación con biomasa** en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2018-2019 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: José Puerta Amoedo

Fecha: 28/08/2019

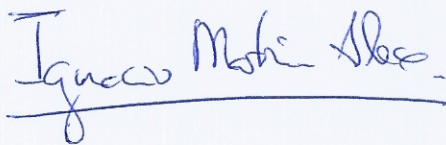


Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Ignacio Martín Alexandre

Fecha: 28 / Agosto 2019



ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE GENERACIÓN CON BIOMASA

Autor: Puerta Amoedo, Jose

Director: Martín Alexandre, Ignacio

Coordinador: de Rábago Marín, Jaime

RESUMEN DEL PROYECTO

“Estudio sobre la viabilidad económica de una compañía española de generación con biomasa” constituye un análisis sobre las posibilidades de éxito en la implantación de una compañía de generación con biomasa en España y de su rendimiento económico a largo plazo. A lo largo del proyecto se explican los conceptos técnicos básicos para entender una central de biomasa, se analiza su entorno de mercado y sus futuras tendencias y se concluye con un análisis financiero de valoración que tendrá como objetivo demostrar que existe una creación de valor.

El panorama europeo actual demuestra que la producción de biomasa es un mercado en alza por muchos motivos, entre los cuales destacan la preocupación por el agotamiento de los combustibles tradicionales y la inquietud generada por el cambio climático. Lógicamente, esto lleva al desarrollo de recursos energéticos novedosos o al perfeccionamiento de aquellos que se consideran más sostenibles; como la generación con biomasa.

Para generar electricidad a partir de biomasa es necesario utilizarla como combustible en una central térmica. Estas centrales son muy similares a las tradicionales, porque independientemente del tipo combustible utilizado, el esquema de funcionamiento de todas las centrales termoeléctricas clásicas es prácticamente el mismo. Las únicas diferencias consisten en el distinto tratamiento que sufre el combustible antes de ser enviado a la caldera y en el diseño de los quemadores de la misma, que varían según sea el tipo de combustible empleado. Esto es una gran ventaja, ya que en una etapa de transición energética se podrían adaptar las centrales de carbón antiguas para aprovechar la biomasa. De este modo, los elementos más relevantes para incorporar en una central serán:

- **La caldera:** es el elemento más costoso de las centrales termoeléctricas de biomasa, suele costar más del 50% de la inversión inicial. En la caldera se quema el combustible (en este caso biomasa) y se crea el calor que convierte el agua en vapor para mover la turbina, la cual a su vez mueve al generador eléctrico. Existen muchos otros equipos que componen la caldera, entre los cuales se pueden mencionar: el economizador (que aumenta la temperatura del agua a la entrada), el sobrecalentador

(en el cual se obtienen las condiciones de vapor sobrecalentado), válvulas, filtros y la chimenea.

- **La parrilla:** es el dispositivo donde tiene lugar la combustión de la materia prima para obtener el calor que luego mediante la caldera será entregado al agua del ciclo. Está ubicada en el hogar de la caldera y puede ser inclinada, escalonada o vieja.

- **La turbina de vapor:** es el elemento en el cual se transforma la energía térmica del vapor en energía mecánica de rotación. Las turbinas de vapor han establecido su gran utilidad como motores primarios y se fabrican en muchas formas y distribuciones diferentes.

- **El generador eléctrico:** este elemento permite convertir la energía mecánica de rotación del eje en energía eléctrica. En resumen, este equipo está compuesto por un estator y un rotor, los cuales al estar en movimiento rotativo generan un campo magnético que origina el flujo de electricidad.

- **Transformadores de alta y baja tensión**

Por otra parte, existen numerosos tipos y métodos de clasificación de la biomasa (cultivos energéticos, biomasa forestal, biomasa residual, etc.). En este estudio nos centraremos en la biomasa de excedentes agrícolas, muy abundante en España en sectores como el de la oliva. A continuación, se expone una tabla con los valores energéticos del orujo de oliva.

Combustible	Poder Calorífico (kcal/kg)
Gas Natural	11.300
Gas Oil	10.200
Fuel Oil	9.950
Carbón	5.800
Orujo de oliva (biomasa)	3.800

Tabla 1: Poder calorífico de diversos combustibles.

La principal diferencia entre los combustibles de la tabla superior (además de la renovabilidad de la biomasa) es que la quema de orujo de oliva no supone emisión adicional de gases a la atmósfera en términos netos. La generación de energía eléctrica es una de las industrias que más contribuye al aumento del efecto invernadero. Sin embargo, quemar biomasa no añade dióxido de carbono al medio ambiente, en contraste con los combustibles fósiles. Esencialmente, el dióxido de carbono liberado en la combustión de la biomasa es el mismo que ya existía en la atmósfera y que había sido captado anteriormente por la planta. En el caso de los combustibles fósiles, el dióxido de carbono obtenido en la combustión sí se agrega a la atmósfera, ya que el éste se encontraba originariamente depositado bajo la tierra. Además de este, existen numerosos motivos por los que la biomasa se considera una fuente limpia de energía:

- Los combustibles de biomasa tienen un contenido insignificante de azufre y por lo tanto no contribuyen a las emisiones de dióxido de azufre que causan junto con los óxidos de nitrógeno la lluvia ácida.
- La combustión de la biomasa produce generalmente menos ceniza que la combustión del carbón, y la ceniza producida se puede utilizar como complemento del suelo en granjas para reciclar compuestos tales como fósforo y potasio.
- La conversión de residuos agrícolas, de la silvicultura, y la basura sólida municipal para la producción energética es un uso eficaz de los residuos que a su vez reduce significativamente el problema de la disposición de basura, particularmente en áreas municipales.
- Gran variedad de combustibles disponibles aptos para consumo en la misma caldera (independencia de suministro de combustible).
- La biomasa es una fuente de energía inagotable, siempre que se utilice de forma sostenible.

Gracias a todos estos puntos, tanto la UE como los diferentes gobiernos europeos están construyendo un marco regulatorio que permita el ascenso de la generación con biomasa, lo cual supone un viento de cola para muchas industrias del sector. Entre las principales medidas de estas instituciones destaca La Directiva (UE) 2018/2001 de fecha 11 de diciembre de 2018, promulgada por Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea, donde se establece que la promoción de las energías renovables es uno de los objetivos de la política energética de la Unión. Y exige a los Estados miembros que velen conjuntamente por que la cuota de energía procedente de fuentes renovables sea de al menos el 32 % del consumo final bruto de energía de la UE en 2030. Y dispone de diversos instrumentos financieros para cumplir estas cuotas:

- Reducir el coste del capital para proyectos de energías renovables
- Desarrollar proyectos y programas para integrar las fuentes renovables en el sistema energético, para aumentar la flexibilidad de este, para mantener la estabilidad de la red y para gestionar las congestiones que se produzcan en ella.

Sin embargo, a pesar de los esfuerzos gubernamentales el mercado de la biomasa español no consigue despegar. Las cifras indican que dicha producción es drásticamente superior en los países de nuestro entorno y sugieren que en la biomasa española se está infra explotando.

En el mapa anterior, se hace una comparativa de los países de la Eurozona. Para cada uno de ellos se muestra el porcentaje la potencia instalada de un conjunto de renovables (biomasa, biogás, residuos renovables, estiércoles, etc.) sobre la potencia total de cada país de la Unión Europea. Es destacable que el valor de España no llegue al 1%. Comparándolo con otros países similares vemos que tiene un porcentaje menor que Portugal (3,2%), Francia (1,5%), Italia (4,1%) o Inglaterra (2%). Por tanto, podemos decir que nuestro país aún está lejos de sus vecinos europeos en términos de biomasa. Además, el crecimiento entre 2010 y 2017 ha sido prácticamente nulo.

En conclusión, España se encuentra en la retaguardia europea de aprovechamiento de biomasa. A pesar de esto, no todos los datos son tan desalentadores. España es un líder europeo en cuanto a recursos de biomasa y presenta un potencial enorme. Es más, un estudio elaborado por Analistas Financieros Internacionales (AFI), calcula un balance de las biomasa España en aproximadamente 1.323 millones de euros, es decir, muy positivo. Además, indica que con una reorganización del sector se podrían crear 12.596 nuevos empleos (hasta un total de 45.541), alcanzando un balance positivo anual de 2.147 millones de euros en 2021.

En términos de recursos, España es el tercer país europeo en biomasa forestal en cifras absolutas (sólo por detrás de Suecia y Finlandia) y el séptimo en unidades por habitante. Tiene un área forestal de 27.664.674 hectáreas (más de la mitad de su superficie total), y presenta una tasa de crecimiento de la masa forestal mucho mayor que la media europea; es de 2,2% frente a un 0,51% de la Unión Europea en su conjunto.

En la siguiente tabla podemos comprobar el potencial español de biomasa:

Biomasa potencial disponible (t/año)			
Procedencia		Biomasa (t/año)	Biomasa (tep/año)
Masas forestales existentes	Restos de aprovechamientos madereros	2.984.243	636.273
	Aprovechamiento del árbol completo	15.731.116	3.414.158
Restos agrícolas	Herbáceos	14.434.566	6.392.631
	Leñosos	16.118.220	
Masas herbáceas susceptibles de implantación en terreno agrícola		17.737.868	3.593.148
Masas leñosas susceptibles de implantación en terreno agrícola		6.598.861	1.468.173
Masas leñosas susceptibles de implantación en terreno forestal		15.072.320	1.782.467
Total biomasa potencial en España		88.677.193	17.286.851

Figura 3: Biomasa disponible de España

De la gráfica se extrae que existe un potencial de consumo de 17,268,851 tep anuales. Actualmente el consumo de biomasa español es de aproximadamente 5,473,000, es decir, el aprovechamiento completo de los recursos disponibles supondría algo más de un 300% de aumento del sector.

Además, España es una potencia líder mundial en dos sectores clave: la producción de aceite de oliva y la producción de ganado porcino. En 2016 se generaron 1.401.600 t de aceite de oliva, mientras que como resultado de la ganadería porcina se producen anualmente más de 50 millones de toneladas de purines.

Tras este breve análisis del sector, podemos concluir que existe un claro desnivel entre el potencial español y el aprovechamiento de éste. Dado que las políticas europeas no se detienen en sus exigencias de producción de energía cada vez más limpia, se puede decir que existe una oportunidad de negocio.

En un análisis más detallado de los recursos que presenta España destaca Andalucía por cantidad y tipo de biomasa (producción de aceite de oliva). Andalucía es una de las regiones con mayor potencial en España, con una biomasa adicional disponible de 2.963.134 tep/año, es decir, aproximadamente el 20% del total disponible en España.

La biomasa es una de las principales fuentes renovables en Andalucía y con mayores posibilidades de desarrollo. Hasta el año 2015 la biomasa ocupaba el primer lugar superando a la energía solar y a la eólica. Si se tiene en cuenta que el consumo de energía primaria en Andalucía en 2016 fue de 18.277,6 ktep significa que el potencial de biomasa podría cubrir el 21,6 % de las necesidades energéticas en Andalucía.

Además, Andalucía es una de las regiones más desarrolladas en cuanto a biomasa con 257.5 MW instalados, un 34.7% del total español, destacando las centrales de ENCE biomasa (Huelva) con 50 MW y Argoenergética Baena (Córdoba) con 20 MW.

En consecuencia, Andalucía es un territorio vanguardista en este sector, pero con un margen de mejora enorme. Por este motivo se ha decidido incorporar la central propuesta en esta región para explotar el orujillo de oliva no utilizado.

Para implantarla, se ha realizado un estudio de los potenciales proveedores que, a priori, suponen un doble problema. Por un lado, se tratan de un colectivo muy fragmentado y estructuralmente deficiente. La propiedad agroforestal española está muy dividida, lo cual supone que el suministro de biomasa puede estar vinculado a uno o varios productores, aumentando el riesgo de las inversiones y dificultando la promoción de proyectos. Por otro lado, es necesaria su cercanía a la central, para abaratar costes logísticos y mejorar eficiencias.

Un informe titulado “Análisis de la densidad de las plantaciones de olivar en Andalucía”, publicado por la Junta de Andalucía, indica que las provincias con mayor

crecimiento en producción de oliva son las provincias de Córdoba y Sevilla. Destaca el caso particular de Carbonell (Oleícola El Tejar Nuestra Señora de Araceli, S. Coop. And.), con sede en el Tejar (Córdoba) y que en la actualidad cuenta con 245 entidades asociadas que, a su vez, procesan la aceituna de más de 80.000 agricultores que cultivan más de 400.000 hectáreas. Carbonell ha sido siempre pionera en la incorporación de nuevas tecnologías, tanto en la extracción de aceite de orujo como en el aprovechamiento de sus diversos componentes de este y de la biomasa del olivar. Constituye, por tanto, un óptimo candidato como proveedor de biomasa para nuestro proyecto.

Establecemos así una central con las siguientes características técnicas:

- Capacidad Instalada: 9 MW.
- Potencia 135,000 MWh al año.
- Presión Caldera: 50 bar.
- Presión Condensador: 0,06 bar.
- Eficiencia Térmica: Caldera: 95 %.
- Eficiencia Mecánica Bomba presión: 75 %.
- Eficiencia Turbina: 85 %
- Temperatura Ambiente: 20 °C
- Temperatura Hogar Caldera: 1000 °C
- Poder Calorífico Inferior del Combustible: 3.800kcal/kg con un 15% de humedad

La central tendrá una capacidad para producir 9 MW de potencia y que entregará 135.000 MW/h al año. Con esta potencia se consigue brindar energía eléctrica a aproximadamente 50.000 habitantes, cifra que representa un 7% de la población total de la provincia de Córdoba.

En conclusión, desde un punto de vista cualitativo la biomasa en España ofrece una oportunidad sólida para un proyecto de biomasa por la cantidad de recursos disponibles y no aprovechados.

Por último, también se realiza un ejercicio cuantitativo a través de un modelo financiero. Se utiliza el método conocido como flujos de caja descontado o DCF que consiste en proyectar los flujos de caja operativos futuros para calcular el valor del proyecto.

Se siguen los siguientes pasos:

1. Proyección de las principales líneas contables (ventas, costes operativos, amortizaciones, intereses, impuestos, inversiones y cambios en capital circulante). Estas proyecciones se harán en línea con pronósticos macroeconómicos de GDP e IPC, así como asunciones estándar en la industria.

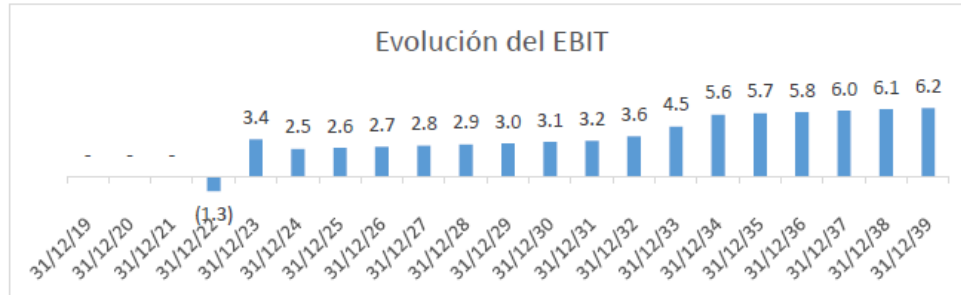


Figura 4: Evolución del beneficio de explotación

2. Cálculo de los flujos de caja libre

+	EBITDA
-	D&A
=	EBIT
-	Impuestos sobre EBIT (25%)
=	NOPAT
+	Cambios en el capital circulante
-	Capex
=	FCFF

Figura 5: Cálculo de los flujos de caja libre

3. Cálculo del valor terminal. Una vez terminado el periodo de proyección, se estima un periodo de crecimiento constante al 1%, en línea con una estimación conservadora del crecimiento de PIB europeo.

$$TV_n = \frac{FCF_n \times (1 + g)}{WACC - g} \times \frac{1}{WACC^n}$$

Figura 6: Cómputo del valor terminal

4. Cálculo de tasa de descuento. El resultado del cálculo es de c.8.2%

5. Cálculo de EV. La suma de los flujos de caja libre descontados a presente y del valor terminal constituyen el valor del proyecto:

$$EV = \sum_n^{20} \frac{FCF_n}{(1 + WACC)^n} + TV$$

Figura 7: Cálculo del EV del proyecto

El resultado del cómputo es de 12 millones de € aproximadamente. Es decir, se trata de un proyecto rentable al generar un Enterprise Value positivo.

6. Cálculo de TIR. El TIR, o tasa interna de retorno, es el coste de capital para el que el proyecto genera un EV nulo. En este caso es de 13.6%:

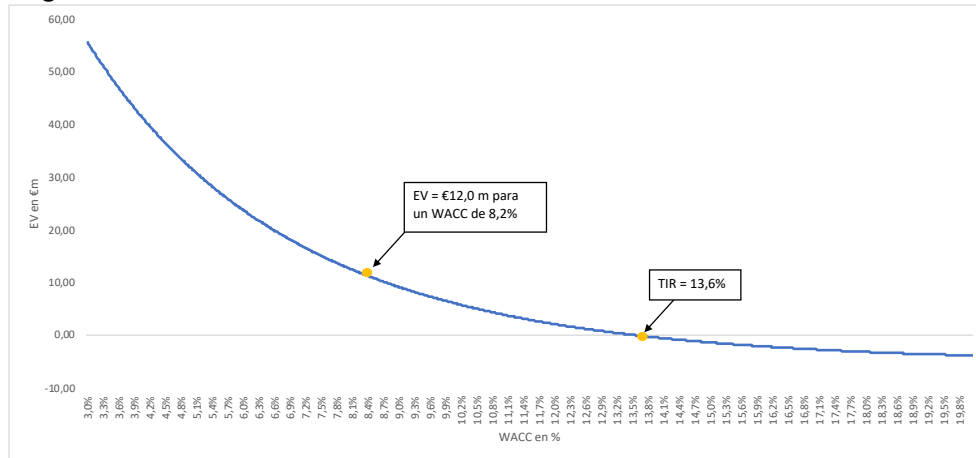


Figura 8: Relación entre el coste de capital y el valor del proyecto

Por tanto, el análisis cuantitativo indica que el proyecto sería viable con una rentabilidad esperada del 13,6% y generando un valor de 12 millones de euros para un coste de capital del 8.2%.

El estudio financiero indica que, a pesar de que las estimaciones relativamente conservadoras, la tasa interna de retorno del proyecto sería de aproximadamente 13,6% y su EV de 12,0 millones de euros. Dadas la coyuntura económica actual, caracterizada por una dinámica bajista de tipos de interés, un TIR del 13,6% es alto. Por tanto, desde un punto de vista financiero el proyecto es muy recomendable.

Es decir, una vez visto el estado de la cuestión, el detalle del sector en nuestro país y el ejercicio de valoración se extrae una conclusión: existe un espacio de crecimiento y de inversión en este sector que todavía no ha sido ocupado.

Tabla de contenido

PARTE I: EL ENTORNO DEL PROYECTO	4
1. La generación con biomasa.....	4
a. Aspectos técnicos	4
i. La biomasa	4
ii. El proceso en una central.....	8
iii. Tecnología actual	14
iv. Combustibles biomásicos. Valores Energéticos	19
b) Ventajas de la biomasa. Consideraciones medioambientales y socioeconómicas.....	22
c) La importancia de la economía circular.....	25
d) Contexto legal de la biomasa. Normativa española y europea	27
PARTE II: ASPECTOS DE MERCADO	34
1. Análisis del mercado español	34
i) Valores de producción	34
ii) Recursos vs Explotación.....	39
iii) Metas establecidas.....	46
iv) Análisis geográficos de los recursos en España.....	49
v) Análisis de competidores. Principales centrales en el mapa español	52
vi) Conclusiones.....	55
2. Creación de la compañía.....	57
i) Elección de los elementos de la producción: biomasa del olivar.....	57
ii) Elección de la tecnología.....	59
iii) Valores de producción	63
iv) Ubicación de la central para un óptimo aprovechamiento de recursos.....	64
v) Modelo de negocio	67
vi) Amenazas y oportunidades	70
PARTE III: ANÁLISIS FINANCIERO	74
1. Proyección de estados financieros para una central de biomasa.....	74
2. Modelo de valoración por Flujos de Caja Descontados.....	84
i. Cálculo de los flujos de caja operativos	85

ii.	Estimación de un coste de capital.....	86
iii.	Análisis del valor terminal.....	87
iv.	Cálculo del EV.....	88
v.	Cálculo del TIR.....	89
CONCLUSIONES		91
BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES CONSULTADAS.....		93
Materiales de apoyo: Modelo financiero		95

PARTE I: EL ENTORNO DEL PROYECTO

1. La generación con biomasa

a. Aspectos técnicos

i. La biomasa

La biomasa es materia orgánica renovable de origen vegetal, animal o procedente de la transformación natural o artificial de la misma. Es la materia prima para la producción de bioenergía (energía renovable) en sus diferentes formas: electricidad, calor y biocombustibles. La biomasa se clasifica como recurso primario cuando su origen es la cosecha directa de bosques y plantaciones agrícolas; como recurso secundario cuando se trata de residuos de las industrias forestales y agrícolas; y como terciario cuando su origen proviene de residuos urbanos derivados de la construcción, embalaje y residuos municipales.

En la agricultura se ha hecho uso de la energía solar desde hace miles de años. Como se sabe las plantas son capaces de asimilar la luz solar y de crecer con la ayuda de su energía. De esta manera, generan sustancias energéticas como la proteína, los azúcares y otros componentes celulares en grandes cantidades. Todo esto en conjunto, se llama biomasa. Además, para la formación de nuevas sustancias vegetales también se necesita dióxido de carbono, tomado del aire, lo cual conduce a retirar gases de efecto invernadero nocivos de la atmósfera. Las excreciones de animales herbívoros también se conocen como biomasa.

En la producción de energía, tres tipos de biomasa son relevantes: Las plantas energéticas que se cultivan especialmente para la generación de energía, el material de plantas muertas como la paja, la madera y los residuos de madera, y el abono de animales herbívoros.

En la DIRECTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, en su artículo 2, numeral 24, se define la

biomasa como: *“la fracción biodegradable de los productos, residuos y desechos de origen biológico procedentes de actividades agrarias, incluidas las sustancias de origen vegetal y de origen animal, de la silvicultura y de las industrias conexas, incluidas la pesca y la acuicultura, así como la fracción biodegradable de los residuos, incluidos los residuos industriales y municipales de origen biológico.”*

El cultivo energético, es cualquier tipo de cultivo agrario cuya única finalidad sea proporcionar material para destinarlo a su aprovechamiento energético. Los cultivos que labrados con esta finalidad se caracterizan por dos aspectos concretos. Por una parte, por su alta producción por unidad de superficie y año y, por otra, por los pocos requerimientos que exige su cultivo. Según Übelacker (2006), de acuerdo con estimaciones, por año y por hectárea de superficie se puede generar con plantas energéticas tanta energía como la que se encuentra en 300.011.000 de litros de combustibles (p.35).

El valor energético de la biomasa de materia vegetal proviene originalmente de la energía solar a través del proceso conocido como fotosíntesis. La energía química que se almacena en las plantas y los animales (que se alimentan de plantas u otros animales), o en los desechos que producen, se llama bioenergía. Durante procesos de conversión tales como la combustión, la biomasa libera su energía, a menudo en la forma de calor, y el carbón se oxida nuevamente a dióxido de carbono para restituir el que fue absorbido durante el crecimiento de la planta. A grandes rasgos, el uso de la biomasa para obtener energía es el proceso inverso de la fotosíntesis.

También el estiércol y los excrementos de los animales son útiles, al igual que otros residuos biológicos, puesto que pueden metabolizarse parcialmente en biogás. Se estima que la explotación de las heces de 100 vacas puede producir 80 m³ de biogás diarios. La producción anual de biogás corresponde a la potencia calorífica de 19.000 litros de combustible y, al ser gaseoso, es fácilmente almacenable.

En última instancia y de manera natural toda la biomasa se descompone en sus moléculas elementales acompañada por la liberación de calor. Por lo tanto, la liberación de energía de conversión de la biomasa en energía útil imita procesos naturales a una tasa más rápida. Por lo tanto, la energía obtenida de la biomasa es una forma de energía renovable. Utilizar esta energía no añade

dióxido de carbono al medio ambiente, a diferencia de los combustibles fósiles. El dióxido de carbono liberado en la combustión de la biomasa existía ya en la atmósfera, habiendo sido captado anteriormente por la planta. En el caso de los combustibles fósiles, el dióxido de carbono obtenido en la combustión se agrega a la atmósfera puesto que se encontraba almacenado bajo tierra.

En el Balance Socioeconómico de las Biomásas en España 2017-2021, se dice que:

- ❖ *España es el tercer país europeo por recursos absolutos de biomasa forestal (sólo por detrás de Suecia y Finlandia) y el séptimo en términos per cápita. Cuenta con una superficie forestal de 27.664.674 hectáreas (57 % del total), y es el país de Europa con mayor incremento de bosques, con un ritmo de crecimiento anual del 2,2%, muy superior a la media de la UE (0,51 %).*
- ❖ *Por otra parte, España es el principal productor de aceite de oliva del mundo (1.401.600 t en la campaña 2015-2016, muy por delante de Italia con 474.000 t) y ha alcanzado el primer puesto en la producción de ganado porcino en Europa, generando más de 50 millones de toneladas anuales de purines. Sin embargo, se encuentra a la cola en el ranking europeo por aprovechamiento de los recursos forestales y agro-ganaderos en la generación de energía eléctrica, térmica, biogás / biometano y valorización de la fracción orgánica de los residuos municipales (FORM).*
- ❖ *La biomasa representa un porcentaje muy modesto en el mix de generación eléctrica en España. Del total de la producción nacional de energía eléctrica en 2017, la biomasa, el biogás y la FORM solo suponen alrededor del 2% del total. El crecimiento entre 2010 y 2017 ha sido prácticamente nulo. Por su parte, los combustibles fósiles (gas natural y otros productos petrolíferos) siguen representando un 35% del mix eléctrico.*
- ❖ *La biomasa ofrece un amplio abanico de oportunidades profesionales, del que se podrían beneficiar zonas rurales con riesgo de despoblamiento que concentran una elevada cantidad de recursos biomásicos accesibles y aptos para ser valorizados energéticamente. Actualmente, el sector de la biomasa emplea¹ de manera directa, indirecta e inducida a cerca de*

33.000 personas, aporta el 0,28% del PIB español y el 0,9% de los recursos de la Administración General del Estado (AGE).

- ❖ *La valorización energética de la biomasa es una alternativa eficiente y sostenible a la urgente necesidad de reorientar el modelo productivo hacia un modelo circular basado en la bioeconomía. El tratamiento de todo tipo de residuos permite mitigar emisiones de gases contaminantes, evitar el deterioro de ecosistemas y reducir el riesgo de incendios. La biomasa anualmente contribuye al medioambiente en alrededor de 334 millones de euros, como mínimo, por el CO2 evitado (por sustitución y vertido), así como en 150 millones de euros por el ahorro en prevención y extinción de incendios.*

ii. El proceso en una central

En la elección del proceso de conversión más adecuado de la biomasa en energía, es necesario considerar ciertos parámetros y condiciones que la caracterizan, ya que los recursos biomásicos se presentan en diferentes estados físicos.

Las características físicas que influyen en la elección del proceso de conversión son las siguientes:

- Composición química y física: determinan el tipo de combustible o subproducto energético que se puede generar.
- Contenido de humedad (humedad relativa): es la relación de la masa de agua contenida por kilogramo de materia seca. Para cualquier proceso de conversión debe ser inferior al 30%.
- Porcentaje de cenizas: indica la cantidad de materia sólida no combustible por kilogramo de material.
- Poder calorífico: el contenido calórico por unidad de masa determina la energía disponible en la biomasa. Está directamente relacionado con el contenido en humedad.
- Densidad aparente: peso por unidad de volumen del material en estado físico, por tanto combustibles con alta densidad favorecen la relación de energía por unidad de volumen.
- Recolección, transporte y manejo: son factores determinantes en la estructura de costos de inversión y operación en todo el proceso de conversión energética.

Para la gran variedad de biomasa existente, se pueden aplicar distintas tecnologías para transformarla en diferentes formas de energía, tales como:

- Producción de biocombustibles
- Producción de gases combustibles
- Generación de electricidad
- Generación de energía térmica
- Cogeneración

El presente proyecto considera las tres (3) últimas tecnologías mencionadas, las cuales se describen a continuación brevemente:

Generación de electricidad: En este caso se utiliza la biomasa residual (restos de cosecha y poda), cultivos energéticos leñosos de crecimiento rápido, cultivos herbáceos y biogás resultante de la fermentación de ciertos residuos (lodos de depuradora, vertederos de residuos sólidos urbanos, etc.).

Generación de energía térmica: Las industrias utilizan fuentes de biomasa para generar el calor necesario para diferentes procesos como, por ejemplo, el de secado. La forma convencional de aprovechar la biomasa natural y residual es quemándola para liberar calor, que puede ser utilizado para actividades como secados, calefacción, etc. También puede aprovecharse en la producción de vapor para procesos industriales y electricidad. La electricidad generada a partir de los recursos biomásicos puede ser comercializada como “energía verde”, pues no contribuye al efecto invernadero por estar libre de emisiones de CO₂.

Cogeneración: Generación simultánea de calor y electricidad. Se utiliza con frecuencia en industrias que requieren las dos formas de energía.

La energía eléctrica se produce como resultado de una serie de transformaciones de energía. Estas transformaciones de energía se realizan precisamente dentro de la central (ver figura 1).

Actualmente las tecnologías más desarrolladas para generar energía eléctrica son a través de centrales térmicas, centrales hidroeléctricas y centrales nucleares.



Figura 1: Transformaciones de energía en una central de generación eléctrica.

Existen tres tipos principales de centrales de generación eléctrica:

- Centrales Térmicas.
- Centrales Hidroeléctricas.
- Centrales Nucleares.

A continuación se realiza una breve explicación de acerca del funcionamiento de una central térmica:

Central Térmica

El objeto de las centrales térmicas es aprovechar la energía calorífica de un combustible para transformarla en electricidad. Esta transformación sigue el siguiente proceso:

- 1) La energía contenida en el combustible se transforma por combustión en energía calorífica.
- 2) La energía calorífica que absorbe el fluido de trabajo se convierte en energía térmica.
- 3) La energía térmica del fluido de trabajo al expandirse en la turbina o motor se convierte en energía mecánica.
- 4) La energía mecánica es transformada en energía eléctrica a través del generador eléctrico.

El ciclo Rankine es el ciclo termodinámico que se emplea en las centrales térmicas de vapor.

La energía calórica en una central térmica se puede obtener de un combustible fósil, tal como el carbón, fuel oil, gas natural o gas oil, pero también una gran variedad de materiales de biomasa y de subproductos de procesos industriales, como la turba, la madera y sus desechos, la paja, las cáscaras de cereales, entre otros.

Una central termoeléctrica clásica se compone principalmente de un generador de vapor (caldera), una turbina de vapor (que mueve el generador eléctrico), un generador eléctrico, un condensador de vapor y una bomba de agua de alimentación; además de otros equipos auxiliares necesarios. La generación de electricidad en una central térmica es una instalación en donde la energía mecánica que se necesita para mover el rotor del generador eléctrico y, por lo tanto, obtener la energía eléctrica, se obtiene a partir del vapor de agua

producido en una caldera. El vapor de agua generado tiene valores de presión y temperatura adecuados para hacerlo llegar hasta la turbina de vapor para que en su expansión sea capaz de mover los álabes de las mismas. La caldera es el elemento fundamental y en ella se produce la combustión del combustible y la generación del vapor. El condensador enfría el vapor a la salida de la turbina y la bomba de agua de alimentación tiene como función aumentar la presión del agua para facilitar la entrada en la caldera.

Independientemente del tipo combustible utilizado, el esquema de funcionamiento de todas las centrales termoeléctricas clásicas es prácticamente el mismo. Las únicas diferencias consisten en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser enviado a la caldera y en el diseño de los quemadores de la misma, que varían según sea el tipo de combustible empleado.

Cogeneración

La cogeneración es la producción simultánea de varias formas útiles de energía (térmica, mecánica, eléctrica, etc.), a partir de un combustible único. En la práctica se concreta en la producción de electricidad, a la vez que se realizan otras operaciones industriales, como calefacción, calentamiento de procesos, gasificación de un combustible, entre otros.

Los sistemas de cogeneración se dividen en dos disposiciones básicas:

- Ciclos de cabeza (ciclos superiores). Ver figura 2.

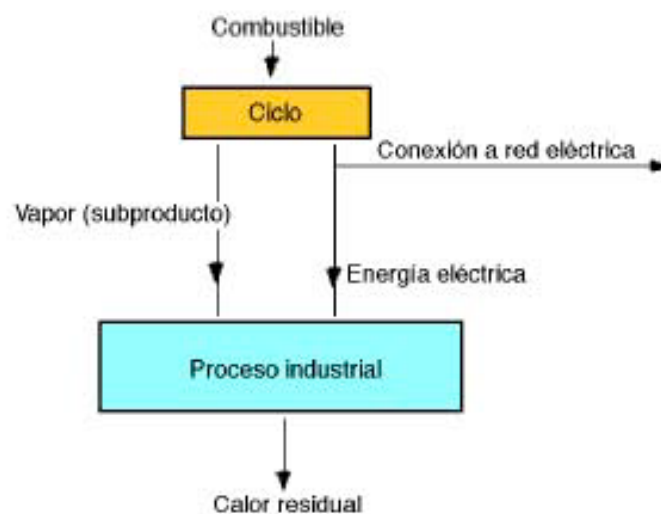


Figura 2: Ciclo de cabeza

- Ciclos de cola (ciclos inferiores). Ver figura 3.

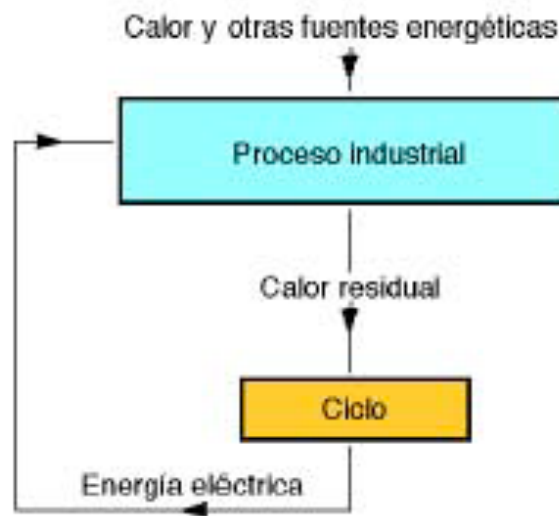


Figura 3: Ciclo de Cola

En la figura 4 se observa una central de cogeneración eléctrica, utilizando biomasa.

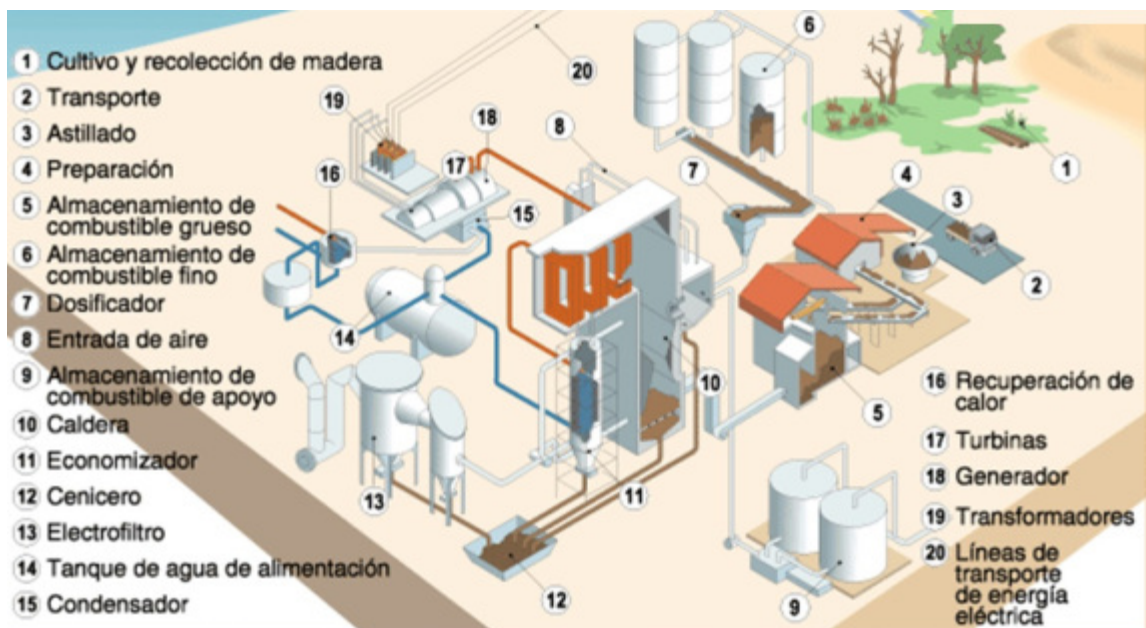


Figura 4: Central de Generación Eléctrica, utilizando biomasa y para cogeneración

Generación Eléctrica con Biomasa en la Unión Europea y en España

En España, son varias las plantas de biomasa que han entrado en funcionamiento en los últimos años. Solo inscritas a la Asociación de Productores de Energías Renovables, en el año 2014 se contaban un total de 22 plantas de biomasa repartidas a lo largo de la geografía española. Gracias a los avances en ingeniería se ha aumentado la eficiencia en la producción de biomasa, reduciendo los costes y provocando un aumento del consumo.

La mayor planta de biomasa en España, se encuentra en Huelva y es propiedad de ENCE. Tiene una capacidad de 50 MW y produce anualmente 337 millones de KWh. La planta se incorporó al sistema eléctrico en 2013. Esta misma empresa también ha construido una planta de 20 MW de potencia en Mérida (Extremadura), y ya supone un impulso a la economía de la región.

Andalucía es la comunidad autónoma que cuenta con más plantas de biomasa, un total de 17, que generan un total de 207 MW. Es el 39% de la potencia instalada en España. Estas cifras son posibles gracias a la materia prima que genera la comunidad, sobre todo a través del cultivo del olivar.

La instalación de una caldera de biomasa puede suponer un ahorro importante, además de contribuir a la sostenibilidad.

iii. Tecnología actual

Como se ha explicado, las centrales termoeléctricas de biomasa son centrales que a través de la combustión de biomasa permiten producir energía eléctrica. Son centrales renovables y con un impacto medio ambiental mucho inferior a las centrales termoeléctricas tradicionales. Al contrario de otras energías renovables como la solar fotovoltaica o la eólica, estas tienen una capacidad de almacenamiento del material combustible.

La caldera de biomasa y sus principales tipos

La caldera es el elemento más costoso de las centrales termoeléctricas de biomasa, coliendo costar más del 50% de la inversión inicial. En la caldera se quema el combustible (en este caso biomasa) y se crea el calor que convierte el agua en vapor para mover la turbina, la cual a su vez mueve al generador eléctrico (ver figura 5).

Entre los tipos de caldera de biomasa más utilizadas se tienen las siguientes:

Tecnología de parrillas: Este es el sistema más económico y más difundido, aproximadamente el 90 % de las calderas son de este tipo. El combustible, en astillas o trozos de varios centímetros, se introduce sobre unas placas vibrantes o parrillas inclinadas, en las que se quema al tiempo que se desplaza hacia un colector de cenizas en el extremo opuesto a la inyección. A través de sistemas móviles se desplaza el combustible dentro de la caldera para quemarlo. Las parrillas pueden ser:

- Parrilla viajera.
- Parrilla inclinada.
- Parrilla escalonada.

A través de una inyección principal, el aire entra por debajo de las parrillas, este aire tiene la función de refrigerar las parrillas y proporcionar comburente. Hay también una inyección secundaria de aire por arriba de las parrillas para permitir la combustión de los compuestos orgánicos volátiles.

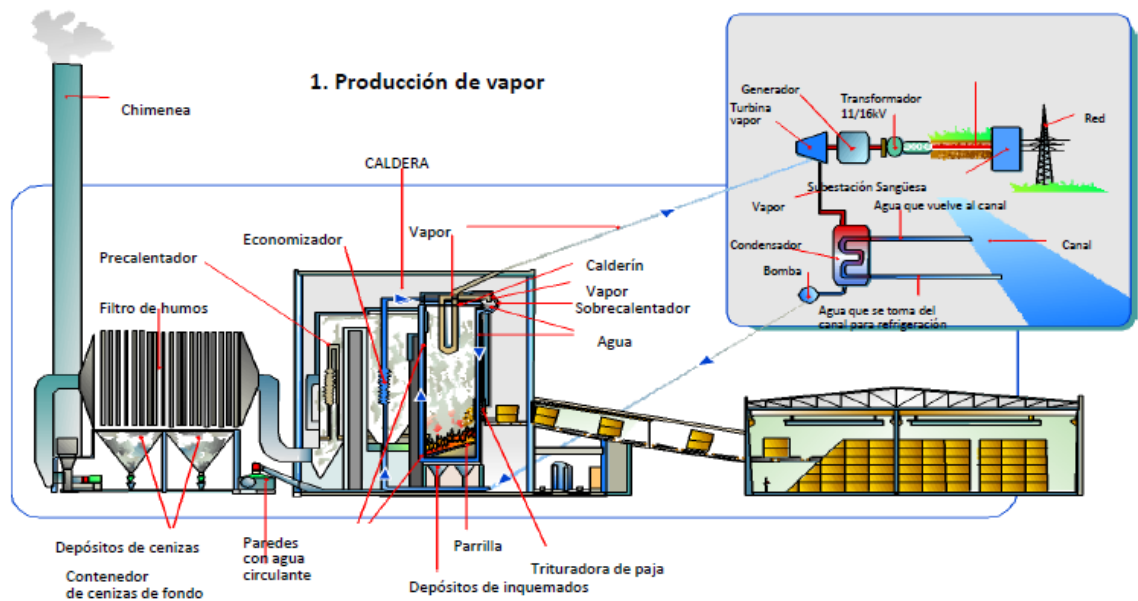


Figura 5: Vista general de una caldera de biomasa.

Tecnología de lecho fluidizado: En este tipo de caldera se coloca arena caliente en la cámara de combustión, a través de la inyección de aire se mueve la arena y de esta manera se varía su densidad. La mezcla de arena y aire se comporta como un líquido: si una masa tiene una densidad mayor irá por debajo, si es al contrario, se quedará arriba. Controlando la densidad de la arena caliente se puede controlar la distribución de la temperatura en la caldera. Una vez quemada la biomasa, los residuos (ya que tienen una densidad mayor de la arena), van por debajo y se pueden recoger de forma sencilla. Existen dos tipos de calderas de lecho fluidizado:

Calderas de lecho burbujeante: Estas operan con aire de fluidificación a baja velocidad haciendo que la mayor parte de los sólidos permanezcan en el lecho. Se utiliza preferiblemente para quemar combustibles con mayores contenidos de compuestos orgánicos volátiles y para combustibles con mayor contenido de humedad. Esta tecnología tiene las ventajas que tienen una buena transferencia de calor y evita la formación de otros gases contaminantes.

Calderas de lecho circulante: Este tipo de calderas operan con velocidades elevadas, inyectando aún más aire, de manera que la arena se desplaza hasta la chimenea y se forma un lecho fluido circulante. Estas calderas tienen la

desventaja de ser muy costosas, pero tienen la ventaja de permitir quemar residuos de cualquier tamaño y con granulometría y poder calorífico muy variados, por lo cual resultan adecuadas para el quemado de residuos sólidos urbanos. La temperatura se mantiene constante en todo el ciclo y se generan menos pérdidas.

Tecnología de inyección: Estas calderas se caracterizan por utilizar un combustible muy fino, que es arrastrado en el quemador mediante una corriente de aire. Las partículas de biomasa utilizadas tienen un diámetro máximo de 5 mm y una humedad inferior al 15 %. El rendimiento de estas calderas es alto, suele estar alrededor del 80%. En estas calderas la combustión se produce en cuatro zonas:

- Llama primaria: En esta zona se realiza la primera combustión.
- Llama secundaria: En esta zona se continúa la combustión, pero a una temperatura inferior.
- Combustión de volátiles: Se produce en zonas alejadas de los quemadores.
- Parrilla: En esta zona se queman los compuestos de combustión más difíciles y lentos.

La combustión suele tener dinámicas muy rápidas, lo que permite una respuesta mucho más rápida que otras calderas, por lo cual las centrales con calderas de este tipo son más adecuadas para efectuar servicios de red como la regulación de la frecuencia.

El hogar de la caldera es el espacio donde se combustiona la biomasa y se transmite calor a las tuberías por radiación. Las paredes del hogar pueden ser de material refractario, de tubos de agua o de una combinación de los dos. Además, existen muchos otros equipos que componen la caldera, entre los cuales se pueden mencionar:

- a) Economizador, elemento en el cual se aumenta aún más la temperatura de del agua de alimentación a la entrada de la caldera.
- b) Sobrecalentador, elemento en el cual se obtienen las condiciones de vapor sobrecalentado.
- c) Válvula principal de asiento/retención de salida del vapor.
- d) Válvulas de seguridad con accionamiento automático.

- e) Indicadores de nivel.
- f) Filtro de los gases de combustión (humos). Este sistema de depuración de los gases de combustión permite eliminar antes de su salida hacia la atmósfera, las partículas sólidas (cenizas). Este sistema representa aproximadamente el 10% de la inversión total.
- g) Chimenea, mediante la cual se dirigen y expulsan los gases de combustión (humos) hacia la atmósfera.

Ciclo agua vapor

Podría decirse que este ciclo comienza a la salida del condensador de vapor. El agua a la salida del condensador puede hacerse circular a través de precalentadores con el objeto de aumentar su temperatura para mejorar la eficiencia de la caldera. La cantidad de precalentadores va a depender de la capacidad de generación de la central. Para forzar la entrada del agua de alimentación a la caldera se utiliza una bomba centrífuga cuyo tipo, capacidad y cantidad dependen igualmente de la capacidad de la caldera. La función de la bomba de agua consiste en elevar la presión del agua hasta un valor por encima de la presión de trabajo de la caldera facilitando su entrada a ésta. Una vez convertida el agua en vapor sobrecalentado, se dirige hacia la turbina de vapor, en la cual se expande convirtiendo la energía térmica en energía mecánica, a través del movimiento mecánico rotativo de la turbina que a su vez transmite el movimiento hacia el generador eléctrico. El vapor, una vez cumple su trabajo en la turbina, es descargado hacia el condensador, en el cual por transferencia de calor con un fluido refrigerante vuelve a su estado líquido. El agua de alimentación de la caldera debe ser tratada a través de filtros e inyección de aditivos químicos con el objeto de obtener las condiciones adecuadas en la caldera, evitando o disminuyendo al máximo el origen de procesos de corrosión.

Turbina de vapor

Es la máquina en la cual se transforma la energía térmica del vapor en energía mecánica de rotación. Las turbinas de vapor han establecido su gran utilidad como motores primarios y se fabrican en muchas formas y distribuciones diferentes. Se emplean para accionar muchos diferentes tipos de aparatos, por ejemplo, generadores eléctricos, bombas, compresores, etc. Cuando se diseñan para operaciones con velocidad variable, una turbina puede trabajar dentro de

un rango considerable de velocidades, lo que puede resultar ventajoso en muchas aplicaciones. La capacidad de salida de las turbinas va desde unos cuantos caballos de potencia hasta más de 1300 MW. Las más grandes se usan para mover los generadores de las centrales eléctricas.

Generador eléctrico

Este elemento permite convertir la energía mecánica de rotación del eje en energía eléctrica. En resumen, este equipo está compuesto por un estator y un rotor, los cuales al estar en movimiento rotativo se genera un campo magnético que origina el flujo de electricidad.

Transformador de Alta Tensión

Este equipo eléctrico permite subir la tensión y transmitir la energía producida a la red eléctrica de transporte.

Transformador de Baja Tensión

El transformador de baja tensión permite evacuar la potencia generada por el generador eléctrico para que una parte de esta sea utilizada para la alimentación eléctrica de los motores de proceso y sistemas auxiliares, propios de la central de generación.

Sistemas auxiliares

Los sistemas auxiliares son sistemas de pequeña potencia que permiten el funcionamiento correcto de los equipos principales, como por ejemplo las bombas del aceite de lubricación de los compresores, turbina de vapor y sistemas de control, válvulas, bombas de agua cruda, entre otros.

Sistemas de control

Estos sistemas permiten controlar diferentes variables del proceso, como por ejemplo, la temperatura, la presión y el caudal del agua y del vapor en diferentes puntos de proceso, la temperatura de los humos, la producción eléctrica, entre otros.

iv. Combustibles biomásicos. Valores Energéticos

En atención a su origen la biomasa se puede clasificar en:

Biomasa natural

La biomasa natural es la que se produce en ecosistemas naturales. La explotación intensiva de este recurso no es compatible con la protección del medio ambiente, aunque sea una de las principales fuentes energéticas en los países subdesarrollados.

La biomasa natural se produce sin la intervención del hombre para potenciarla o para modificarla. Se trata fundamentalmente de residuos forestales:

- Derivados de limpieza de bosques y de restos de plantaciones.
- Leñas y ramas.
- Coníferas.
- Frondosas.

Biomasa residual

La biomasa residual es aquella generada por cualquier actividad humana, principalmente en los procesos agrícolas, ganaderos y los del propio hombre, como basuras y aguas residuales. Incluye los residuos forestales y agrícolas, los residuos de industrias forestales y agrícolas, los residuos sólidos urbanos y los residuos biodegradables. Su eliminación en muchos casos supone un problema para la sociedad, por lo que convertir estos residuos en un recurso para crear un combustible sostenible es una muy buena opción.

Este tipo de biomasa tiene asociadas unas ventajas en su utilización:

- Reduce la contaminación y riesgos de incendios.
- Los costes de producción pueden ser bajos.
- Los costes de transporte pueden ser bajos.
- Evita emisiones de CO₂.
- Genera puestos de trabajo.
- Contribuye al desarrollo rural.

El aprovechamiento de la biomasa residual puede ser directo, por medio de un proceso de combustión, o indirecto, sometiéndola a algún tratamiento o

proceso de transformación que permita obtener sustancias más aptas para combustibles.

Los residuos agroindustriales adecuados para su uso como combustible en calderas de biomasa son fundamentalmente los provenientes de las industrias de la producción de aceite de oliva y aceituna (hueso de aceituna), de los frutos secos (cáscara de almendra) y de las alcoholeras y la uva.

Se suele reducir su grado de humedad mediante procesos de secado con el objetivo de aumentar su poder calorífico inferior. Normalmente son combustibles económicos y de buena calidad.

Cultivos energéticos o biomasa producida

Los cultivos energéticos son cultivos específicos dedicados exclusivamente a la producción de energía. A diferencia de los agrícolas tradicionales, tienen como características principales su gran productividad de biomasa y su elevada rusticidad, expresada en características tales como resistencia a la sequía, a las enfermedades, vigor, precocidad de crecimiento, capacidad de rebrote y adaptación a terrenos marginales.

Entre los cultivos energéticos se pueden incluir cultivos tradicionales (cereales, caña de azúcar, semillas oleaginosas) y otros no convencionales (cynara, patata, sorgo dulce) que están siendo objeto de numerosos estudios para determinar sus necesidades de cultivo.

Excedentes agrícolas

Son aquellos constituidos por aquellos productos agrícolas que el hombre no emplea y que muy a menudo constituyen un desecho, por lo cual se pueden considerar como biomasa para ser aprovechada con fines energéticos. En este caso, su uso como fuente de energía primaria necesita un proceso previo de transformación para obtener biocombustibles líquidos.

Generalmente, el poder calorífico de los combustibles celulósicos ronda entre los 2.500 y los 4.000 kcal/kg, por lo tanto, si se compara con el poder calorífico de ciertos combustibles fósiles, se observa claramente por qué éstos últimos son los más utilizados en las centrales eléctricas (ver tabla 1).

Combustible	Poder Calorífico (kcal/kg)
Gas Natural	11.300
Gas Oil	10.200
Fuel Oil	9.950
Carbón	5.800
Orujo de oliva (biomasa)	3.800

Tabla 1: Poder calorífico de diversos combustibles.

b) Ventajas de la biomasa. Consideraciones medioambientales y socioeconómicas

La biomasa como fuente de energía aporta diversas ventajas frente a otras alternativas, en la lucha contra el cambio climático y la contaminación de ámbito local. Algunas de sus ventajas medioambientales se mencionan a continuación:

- La biomasa es una fuente renovable de energía y su uso no contribuye al calentamiento global. De hecho, produce una reducción de los niveles atmosféricos del dióxido de carbono (CO₂). La biomasa emite CO₂; pero este es el mismo CO₂ que la planta absorbió durante su proceso de crecimiento, por lo que esta cantidad de CO₂ se considera nulo.
- Los combustibles de biomasa tienen un contenido insignificante de azufre y por lo tanto no contribuyen a las emisiones de dióxido de azufre que causan junto con los óxidos de nitrógeno la lluvia ácida. La combustión de la biomasa produce generalmente menos ceniza que la combustión del carbón, y la ceniza producida se puede utilizar como complemento del suelo en granjas para reciclar compuestos tales como fósforo y potasio. Generalmente se debe neutralizar con hidróxido de calcio ya que si no aumenta la acidez del suelo.
- La conversión de residuos agrícolas, de la silvicultura, y la basura sólida municipal para la producción energética es un uso eficaz de los residuos que a su vez reduce significativamente el problema de la disposición de basura, particularmente en áreas municipales.
- La biomasa es una fuente de energía inagotable, siempre que se utilice de forma sostenible.
- Ayuda a evitar incendios y reducción de riesgos de incendios forestales y de plagas.
- La implantación de cultivos energéticos en tierras abandonadas evita la erosión y degradación del suelo, además del posible aprovechamiento de subproductos agrícolas, evitando su quema en el terreno.
- Genera menores emisiones que las calderas de combustibles fósiles convencionales, disminución de las emisiones de azufre y de partículas y emisiones reducidas de contaminantes como CO, HC y NOX.

- Reducción del mantenimiento y de los peligros derivados de escapes de gases tóxicos y combustibles.
- Reduce los subproductos agrícolas y forestales que van a vertederos.
- Gran variedad de combustibles disponibles aptos para consumo en la misma caldera (independencia de suministro de combustible).

Desde el punto de vista económico, algunas de las ventajas de la biomasa son comunes a otras formas de energía renovable, como la seguridad de suministro o la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, la biomasa tiene otras ventajas que le son específicas, como su potencial de creación de empleo, desarrollo económico de zonas rurales o disminución de riesgo de incendios forestales.

Como señala Euroserv'ER (2011), la biomasa sólida ha demostrado ser un valor a prueba de recesión económica, así como una cobertura frente a la inflación.

- La biomasa es un recurso doméstico, que no está afectado por fluctuaciones de precio a nivel mundial o a por las incertidumbres producidas por las fuentes de combustibles importados. En países en vías de desarrollo en particular, el uso de biocombustibles líquidos, tales como biodiesel y etanol, reduce las presiones económicas causadas por la importación de productos de petróleo.
- Tiene un coste muy inferior al de la energía convencional, ya que el combustible resulta más económico que el gasóleo o gas (hasta 4 veces menor que el gasóleo).
- Disminuye la dependencia de los combustibles fósiles.
- Independencia energética del país frente a otros países.
- Disminuye la factura energética al reducir la cantidad de combustibles que se deben adquirir del exterior.

La energía derivada de biomasa es renovable por su capacidad de regenerarse a través del uso y manejo sustentable de los recursos. De las fuentes de energías renovables, la biomasa es una de las más confiables para la generación de energía térmica y eléctrica porque es constante y almacenable, no depende de la variabilidad meteorológica, a la vez que constituye una

solución para la reducción de residuos y efluentes. Además, los desechos producidos por los distintos procesos de transformación de la biomasa en energía pueden ser utilizados como fertilizantes orgánicos.

Actualmente, el problema de la contaminación del medio ambiente ha tomado una relevancia tal que la mayoría de los gobiernos del mundo han puesto entre sus prioridades la necesidad de buscar soluciones concretas a este problema.

La generación de energía eléctrica es una de las industrias que más contribuye al aumento del efecto invernadero a través de la emisión constante de gases a la atmósfera. Esta industria utiliza principalmente combustibles fósiles como materia prima para producir la energía que luego se transformará en electricidad. Estos combustibles fósiles tienen dos particularidades que hacen que el hombre necesite con urgencia buscar energías alternativas: por un lado, la contaminación que produce su combustión, y por el otro, su progresivo agotamiento

La biomasa es un tipo de energía limpia y renovable. La biomasa posee la ventaja de que es más fácil de almacenar en comparación con otras energías limpias como la eólica o la solar. Sin embargo, debido a que contiene menor energía por unidad de masa que los combustibles fósiles, es muy costoso su traslado y, por lo tanto, es necesario que se explote en el lugar donde se origina, favoreciendo a las economías locales.

c) La importancia de la economía circular

La página web blog.gruponovelec.com, en su artículo de fecha 27/03/2017 titulado “La biomasa, pilar de la economía circular”, refiere que a finales de 2015, la Unión Europea anunció un plan que rompía con la manera de entender el panorama económico hasta ahora: se trataba de su Plan de Acción para una Economía Circular, una estrategia totalmente innovadora de trasladar una manera lineal de consumir y producir residuos hacia un círculo en el que recursos y materiales estén en constante reutilización.

Para una sociedad acostumbrada a la comodidad y los aspectos positivos de una economía lineal, la transición a un sistema circular puede resultar, como mínimo, un desafío. Solo a principios del pasado siglo XX, la gestión de nuestros residuos pasó a ser una acción a gran escala, con el objetivo de evitar enfermedades dentro de una comunidad.

Fue en la década de los 80 cuando apareció cierta voluntad social de incluir el reciclaje y el impacto en los ecosistemas en las agendas políticas de organismos como la Unión Europea. Es esta organización, precisamente, una de las que más está aunando esfuerzos en la dirección de una economía sostenible e hipocarbónica, que, además, sea competitiva.

Uno de los pilares sobre el que se asienta un sistema de economía circular es el de los bioproductos, con el fin de encontrar alternativas a los productos derivados del petróleo y demás formas de energía tradicionales, que carecen de sostenibilidad y no tendrían cabida en un sistema económico circular.

Aquí precisamente juega un papel importante la biomasa, que puede ser aprovechada como recurso energético renovable. No obstante, y aunque la reutilización de los residuos es medianamente reciente, la biomasa ha servido como recurso energético desde hace siglos hasta ser sustituido por la energía fósil. Hoy en día, algunas circunstancias como el encarecimiento del petróleo y el cambio climático han animado a reunir fuerzas en búsqueda de fuentes de energía sostenible.

La valorización de la biomasa significa una apuesta por la economía circular y la bioeconomía. De este modo, residuos, productos agrícolas, forestales, ganaderos e industriales o la fracción orgánica de la basura municipal que, hoy

en día se están desperdiciando, permitirían cerrar el círculo de los recursos y aprovechar al máximo los subproductos y residuos, creando valor antes no reconocido.

El uso de la biomasa para la generación de electricidad posee principalmente dos aspectos de relevante importancia: por una parte, su contribución con el desarrollo sostenible y el cuidado del medio ambiente y por otra parte, el desarrollo social y económico de la zona donde sea emplazada la central.

La utilización de biomasa para la generación de electricidad produce efectos positivos en una relación “win-win”. Por un lado, contribuye a reducir un problema existente como es el tratamiento o la recolección de la biomasa tras un proceso industrial/ agrario, liberando al productor, que no tiene la intención de aprovechar este residuo, de los costos y los inconvenientes que representa el manejo de ese supuesto desecho. De esta manera se disminuye la proliferación de lugares de acumulación de residuos de biomasa no controlada. Por otro lado, se utilizan estos residuos para generar energía limpia.

En cuanto al desarrollo social y económico, el uso de la biomasa para generar electricidad proporciona fuentes de trabajo de forma directa con la construcción y operación de la central, pudiendo contribuir al desarrollo industrial y comercial de la zona al ofrecer un recurso básico para el desarrollo de estas industrias.

Desde la Unión Europea, y dentro de su Plan de Acción para una Economía Circular, la biomasa se erige como un sector esencial con sus propias especificidades que han de tratarse al detalle.

Uno de los primeros retos que puede afrontar la bioenergía es el riesgo de sobreexplotación de recursos naturales. Esto haría necesaria una sinergia de fuerzas que asegurasen su viabilidad. Así, esta bioeconomía se asentaría en políticas energéticas que prevengan el colapso y que garanticen la coherencia, la eficiencia y un funcionamiento coordinado y gradual de los recursos.

De esta manera, muchos de los actuales residuos agrícolas, industriales u orgánicos dejarían de desperdiciarse, optimizando el valor de los desechos que producimos y que, a nivel individual, no tenemos manera de reaprovechar.

d) Contexto legal de la biomasa. Normativa española y europea

En el ámbito del fomento de las energías renovables, recientemente el Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea, promulgaron la DIRECTIVA (UE) 2018/2001 de fecha 11 de diciembre de 2018, publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea en fecha 21 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Esta directiva se fundamenta en 131 consideraciones, entre las cuales se pueden destacar las siguientes:

- (2) De conformidad con el artículo 194, apartado 1, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE), la promoción de las energías renovables es uno de los objetivos de la política energética de la Unión. La presente Directiva persigue dicho objetivo. La mayor utilización de la energía procedente de fuentes renovables o energía renovable constituye una parte importante del paquete de medidas necesarias para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y para cumplir el Acuerdo de París de 2015 sobre el Cambio Climático siguiendo la 21.ª Conferencia de las Partes en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (en lo sucesivo, «Acuerdo de París») y el marco de la Unión en materia de clima y energía para 2030, que incluye el objetivo vinculante de reducción de las emisiones de la Unión de al menos un 40 % para 2030 con respecto a los valores de 1990. El objetivo vinculante de la Unión de uso de energías renovables para 2030 y las contribuciones de los Estados miembros a este objetivo, incluidas sus cuotas de referencia en relación con sus objetivos globales nacionales para 2020, son algunos de los elementos que revisten la máxima importancia para la política energética y medioambiental de la Unión...*
- (3) La mayor utilización de energía procedente de fuentes renovables desempeña también un papel fundamental en el fomento de la seguridad del abastecimiento energético, el suministro de energía sostenible a precios asequibles, el desarrollo tecnológico y la innovación, facilitando el liderazgo tecnológico e industrial al tiempo que se ofrecen ventajas ambientales, sociales y sanitarias, así como numerosas oportunidades de empleo y desarrollo regional, especialmente en zonas rurales y aisladas, en regiones o territorios con baja densidad de población o afectados parcialmente por la desindustrialización.*
- (105) Los combustibles de biomasa se deben transformar en electricidad y calefacción de manera eficiente, a fin de optimizar la seguridad energética y la reducción de los gases de efecto invernadero, y de limitar las emisiones de contaminantes atmosféricos y minimizar la presión sobre los recursos limitados de biomasa.*

Esta directiva establece en su artículo 3, numerales 1, 2 y 3, lo siguiente:

1. *Los Estados miembros velarán conjuntamente por que la cuota de energía procedente de fuentes renovables sea de al menos el 32 % del consumo final bruto de energía de la UE en 2030...*
2. *Los Estados miembros fijarán contribuciones nacionales para cumplir, colectivamente, el objetivo global de la Unión que establece el apartado 1 del presente artículo en el marco de los planes nacionales integrados de energía y clima,...*
3. *La Comisión respaldará el nivel elevado de ambición de los Estados miembros facilitando un marco que englobe un mayor uso de los fondos de la Unión, incluidos fondos adicionales para facilitar una transición justa de las regiones con un uso intensivo de carbono a mayores cuotas de energías renovables, en concreto de los instrumentos financieros, especialmente con los siguientes objetivos:*
 - a) *reducir el coste del capital para proyectos de energías renovables;*
 - b) *desarrollar proyectos y programas para integrar las fuentes renovables en el sistema energético, para aumentar la flexibilidad de este, para mantener la estabilidad de la red y para gestionar las congestiones que se produzcan en ella;*

La DIRECTIVA (UE) 2018/2001, en su artículo 4, también instruye a los Estados miembros a garantizar que el apoyo a la electricidad procedente de fuentes renovables se concede de forma abierta, transparente, competitiva, rentable y no discriminatoria, pudiendo eximir de los procedimientos de licitación a las instalaciones de pequeña magnitud y a proyectos de demostración; así como también establece algunas consideraciones para los procedimientos de licitación a determinadas tecnologías.

En España, con relación a las plantas de biomasa y biogás, recientemente fue publicado en esta materia, el Real Decreto 1042/2017 aprobado por el gobierno en fecha 22 de diciembre de 2017 y publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) N° 15368 en fecha 23 de diciembre de 2017, que limita las emisiones a la atmósfera de determinados contaminantes como el dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas (polvo) procedentes de instalaciones de combustión medianas con potencia térmica nominal igual o superior a 1 megavatio e inferior a 50 megavatios, entre las que se encuentran las instalaciones de biomasa y de biogás y las redes de calor. La normativa también establece mediciones para el control de las emisiones de dióxido de carbono (CO) procedentes de dichas instalaciones.

Este Real Decreto establece

Artículo 3: Definiciones

25. «Valor límite de emisión»: la cantidad permisible de una sustancia contenida en los gases residuales de una instalación de combustión que puede ser expulsada a la atmósfera durante un período determinado.

Artículo 6: Valores límite de emisión de las instalaciones medianas de combustión.

1. Sin perjuicio de lo dispuesto en los títulos I, II y III del Texto Refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación, en la autorización ambiental integrada o, en su caso, en la autorización de emisiones, a las instalaciones de combustión medianas que se rigen por este real decreto se les aplicará los valores límite de emisión del anexo II.

No obstante, a las instalaciones de combustión medianas localizadas en la Comunidad Autónoma de Canarias se les aplicará los valores límite de emisión del anexo III.

El anexo II que hace mención el referido artículo 6, se muestra en el anexo N° 1 de este proyecto.

Por otra parte el Ministerio de Industria, Energía y Turismo convocó el 14 de enero de 2016 la primera subasta para la asignación de régimen retributivo específico a instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa. La potencia convocada en aquella oportunidad para nuevas instalaciones de biomasa situadas en la Península Ibérica fue de 200 MW de potencia. La normativa referente es el Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica. De la misma manera, la convocatoria se sustenta en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, contemplados aquí el uso de la biomasa y el biogás para la producción de energía eléctrica. De este último se destacan los siguientes artículos:

Artículo 1: Objeto

Constituye el objeto de este real decreto la regulación del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Artículo 6: Derechos de los productores de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

- 1. De conformidad con lo establecido en el artículo 26.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, los titulares de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del presente real decreto tendrán los siguientes derechos:*
 - a) Contratar la venta o adquisición de energía eléctrica en los términos previstos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre y en sus disposiciones de desarrollo.*
 - b) Despachar su energía a través del operador del sistema en los términos que se establezcan reglamentariamente.*
 - c) Tener acceso a las redes de transporte y distribución, en los términos que se establezcan reglamentariamente.*
 - d) Percibir la retribución que les corresponda por su participación en el mercado de producción de energía eléctrica a través de cualquiera de sus modalidades de contratación y, en su caso, el régimen retributivo específico regulado en el título IV de este real decreto.*
 - e) Recibir la compensación a que pudieran tener derecho por los costes en que hubieran incurrido en supuestos de alteraciones en el funcionamiento del sistema, en los casos previstos en el artículo 7.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.*

Artículo 11: Aspectos generales del régimen retributivo específico.

- 1. De acuerdo con lo establecido en los artículos 14.4 y 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en este título se regula el régimen retributivo específico para fomentar la producción de energía a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, que podrá ser percibido por las instalaciones adicionalmente a la retribución que les corresponda por su participación en el mercado de producción de energía eléctrica a través de cualquiera de sus modalidades de contratación.*
- 2. Este régimen retributivo será de aplicación a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que les permitan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado obteniendo una rentabilidad razonable, referida a la instalación tipo que en cada caso sea aplicable.*
- 3. El otorgamiento de este régimen retributivo específico se establecerá mediante procedimientos de concurrencia competitiva que se ajustarán a los principios de transparencia, objetividad y no discriminación.*
- 4. Para la determinación del régimen retributivo específico aplicable en cada caso, cada instalación, en función de sus características, tendrá asignada una instalación tipo.*
- 5. La retribución concreta de cada instalación se obtendrá a partir de los parámetros retributivos de la instalación tipo que le corresponda y de las características de la propia instalación.*

El Real Decreto también contempla el establecimiento de las condiciones, tecnologías o colectivo de instalaciones concretas que podrán participar en el mecanismo de concurrencia competitiva, así como también los parámetros retributivos correspondientes a dichas instalaciones, necesarios para la posterior inscripción en el registro de régimen retributivo específico. A cada instalación tipo le corresponderá un conjunto de parámetros retributivos que se calcularán por referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada

Uno de los parámetros retributivos es el “número de horas equivalentes de funcionamiento” de las plantas de biomasa con derecho a la percepción de retribución a la operación, el cual está limitado a 6.500 horas anuales en la Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, en su anexo 1.1. Esta orden regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa, situadas en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, convocada al amparo del Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, y se aprueban sus parámetros retributivos.

Con respecto al parámetro de las horas equivalentes de funcionamiento, la página web energías-renovables.com, publicó en fecha 27/03/2018 una nota de prensa de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA), en la voz del Sr. Jordi Aguiló, presidente de la sección de Biomasa de APPA, en la cual se informa que sin el actual límite de 6.500 horas al año de funcionamiento, la producción eléctrica con biomasa en España podría aumentar cerca de un 23 por ciento “con las instalaciones que ya están construidas e infrautilizadas”. Se defiende el incremento de una renovable que tiene la ventaja de ser gestionable. Con esta premisa, aseguran que “España cuenta con un potencial de, al menos, 8.000 megavatios que podrían aportar electricidad renovable” a partir de biomasa, resaltando que ésta debe tener mayor protagonismo.

APPA Biomasa, que defiende las tecnologías biomásicas por renovables y por gestionables, añade “que pueden funcionar 24 horas al día y 365 días al año superando las 8.000 horas anuales y aportando estabilidad, firmeza y gestionabilidad sin comprometer los objetivos de renovables y de reducción de emisiones”. También cita a los recursos agrícolas, forestales, ganaderos y de

residuos orgánicos municipales, “actualmente desaprovechados”, que “podrían complementar a tecnologías menos gestionables como la solar y eólica, garantizando la transición energética en España sin recurrir a tecnologías fósiles que comprometen nuestros objetivos de descarbonización y de renovables”.

Por otra parte, la referida página web reseña en otro artículo de fecha 09/01/2019, las declaraciones del Sr. Javier Díaz González, presidente de la Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa (AVEBIOM), quien declara que el Gobierno de Pedro Sánchez no ha eliminado aún la limitación de las 6.500 horas anuales en las plantas de generación eléctrica con biomasa, ni ha convocado subastas específicas para este sector, que puede aportar al sistema eléctrico nacional la gestionabilidad que aportan hoy el carbón, el gas y la nuclear. Por esta razón es por la que AVEBIOM ha reclamado al Gobierno de España la convocatoria de nuevas subastas que dinamicen la generación eléctrica con biomasa, con el fin de mantener la base de generación gestionable necesaria, que nos permita sustituir la generación de las térmicas de carbón, las centrales de ciclo combinado y las nucleares, cuyo cierre entra en la agenda del Gobierno.

También refiere el Sr. Javier Díaz que “Es verdad que el cambio de gobierno que se produjo en junio pasado disparó las expectativas, debido al anuncio de un decidido impulso a las energías renovables. Sin embargo, a las puertas ya del año 2019, no es menos cierto que las novedades en el sector han brillado por su ausencia. Y en concreto en el caso de la biomasa, no se ha eliminado la limitación de las 6.500 horas anuales en las plantas de generación eléctrica con biomasa, ni se han convocado subastas específicas para nuestro sector, si bien la retirada “provisional” del impuesto a la generación (7%), fue un primer paso en positivo”.

PARTE II: ASPECTOS DE MERCADO

1. Análisis del mercado español

i) Valores de producción

Según se reporta en el Informe El estado de las Energías Renovables en Europa Edición 2018, realizado por Eurobserv'ER, en la Unión Europea en el año 2017, seis países aportan el 55,6 % de la producción de energía primaria de biomasa sólida: Alemania, Francia, Suecia, Italia, Finlandia y Reino Unido (ver figura 6). España ocupa el octavo puesto con una producción de 5,473 ktep (p.64).

	2016		2017	
	Production	Consumption	Production	Consumption
Germany	12.169	12.169	12.011	12.447
France	11.012	11.012	10.794	10.794
Sweden	9.402	9.419	9.316	9.347
Italy	7.232	8.441	7.826	9.013
Finland	8.334	8.358	8.611	8.643
United Kingdom	3.715	6.245	4.253	6.668
Poland	6.415	6.620	6.161	6.291
Spain	5.327	5.327	5.473	5.473
Austria	4.457	4.555	4.593	4.590
Romania	3.579	3.607	3.564	3.639
Denmark	1.693	2.816	1.727	3.216
Czechia	2.970	2.906	2.997	2.962
Portugal	2.605	2.402	2.619	2.421
Hungary	2.402	2.413	2.360	2.374
Belgium	1.285	2.051	1.202	2.038
Latvia	2.076	1.300	2.040	1.428
Netherlands	1.366	1.209	1.434	1.264
Lithuania	1.203	1.209	1.306	1.263
Croatia	1.531	1.253	1.543	1.241
Bulgaria	1.121	1.057	1.123	1.066
Estonia	1.396	0.898	1.487	0.984
Greece	0.797	0.855	0.809	0.862
Slovakia	0.835	0.826	0.841	0.827
Slovenia	0.609	0.609	0.592	0.592
Ireland	0.227	0.270	0.246	0.275
Luxembourg	0.063	0.069	0.077	0.084
Cyprus	0.009	0.010	0.010	0.012
Malta	0.000	0.001	0.000	0.001
Total EU 28	93.830	97.906	95.015	99.815

* Excluding charcoal. Source: Eurobserv'ER 2018

Figura 6: Producción de energía primaria y consumo interior bruto de biomasa sólida* en la Unión Europea en 2016 y 2017 (en Mtep). Fuente: Informe El estado de las Energías Renovables en Europa Edición 2018, realizado por Eurobserv'ER.

Respecto a la producción de energía eléctrica a partir del uso de la biomasa sólida, el mencionado informe reporta los siguientes datos (ver figura 7). En este aspecto España ocupa el puesto 7 con una producción total de 4,365 TWh, de

los cuales 3,458 TWh a plantas generadoras de electricidad, representando esta cifra el 8,5 % del total aportado por los Estados miembros de la Unión Europea.

	2016			2017		
	Electricity-only plants	CHP plants	Total	Electricity-only plants	CHP plants	Total
United Kingdom	19.589	0.000	19.589	20.763	0.000	20.763
Finland	1.004	9.599	10.603	0.918	9.973	10.890
Germany	4.775	6.019	10.794	4.602	6.055	10.657
Sweden	0.000	9.750	9.750	0.000	10.250	10.250
Poland	2.052	4.861	6.913	1.415	3.893	5.309
Denmark	0.000	3.486	3.486	0.000	4.798	4.798
Spain	3.212	0.836	4.048	3.458	0.907	4.365
Italy	2.226	1.899	4.125	2.198	2.033	4.232
Belgium	2.156	1.315	3.471	2.491	1.326	3.816
Austria	0.875	2.816	3.691	0.877	2.816	3.692
France	0.419	3.032	3.450	0.419	2.922	3.341
Portugal	0.760	1.721	2.481	0.799	1.775	2.573
Czechia	0.014	2.053	2.068	0.004	2.209	2.213
Netherlands	1.116	0.791	1.907	1.099	0.674	1.772
Hungary	0.827	0.666	1.493	0.955	0.691	1.646
Slovakia	0.003	1.126	1.129	0.000	1.080	1.080
Estonia	0.127	0.713	0.840	0.140	0.856	0.996
Latvia	0.000	0.427	0.427	0.000	0.525	0.525
Romania	0.077	0.388	0.466	0.064	0.395	0.458
Ireland	0.379	0.016	0.395	0.366	0.016	0.381
Lithuania	0.000	0.269	0.269	0.000	0.303	0.303
Croatia	0.000	0.194	0.194	0.000	0.216	0.216
Bulgaria	0.003	0.160	0.163	0.014	0.167	0.180
Slovenia	0.000	0.137	0.137	0.000	0.155	0.155
Luxembourg	0.000	0.025	0.025	0.000	0.052	0.052
Greece	0.005	0.000	0.005	0.010	0.000	0.010
Total EU 28	39.619	52.300	91.918	40.590	54.086	94.675

* Excluding charcoal. Source: Eurostat

Figura 7: Producción bruta de electricidad a partir de biomasa sólida* en la Unión Europea en 2016 y 2017 (en TWh). Fuente: Informe El estado de las Energías Renovables en Europa Edición 2018, realizado por Eurobserv'ER.

De acuerdo con el Informe Barómetro Biomasa Sólida de diciembre 2018, realizado por Eurobserv'ER, España ocupa la posición 22 de la UE-28 en consumo de energía procedente de biomasa sólida per cápita (0,118 tep/hab). Ver figura 8.

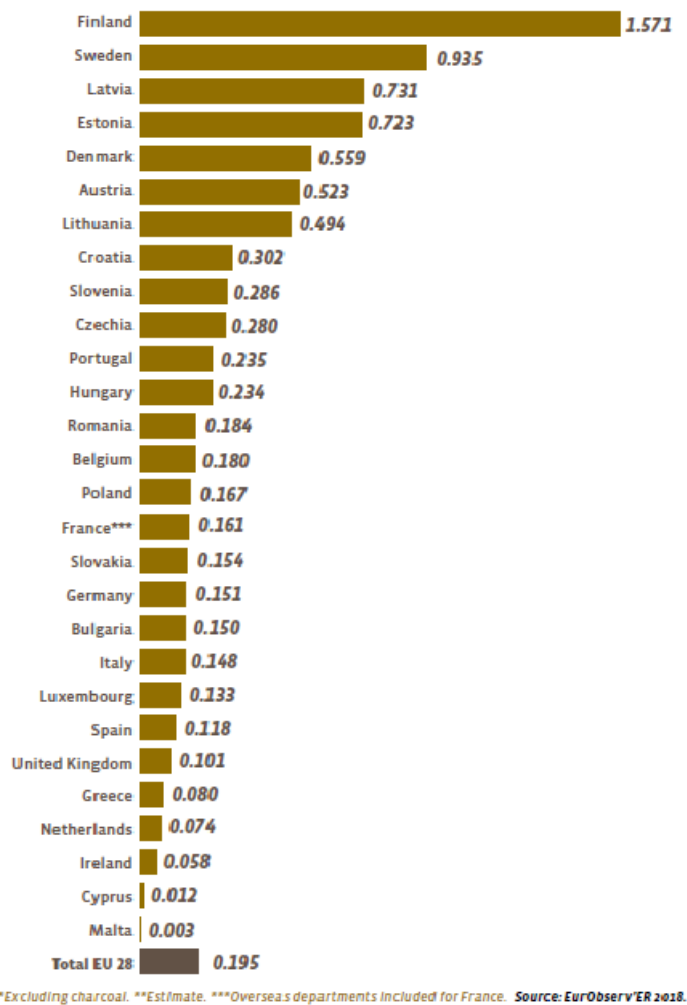


Figura 8: Consumo bruto de energía de biomasa sólida* por tep por habitante en la Unión Europea en 2017**. Fuente: Informe Barómetro Biomasa Sólida de diciembre 2018 realizado por Eurobserv'ER).

Por último, de acuerdo al Informe Estadístico de Energías Renovables publicado en la página web del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, adscrito al Ministerio para la Transición Ecológica del Gobierno de España, se presentan en los cuadros 2 y 3, algunos datos importantes acerca de la Evolución de la Potencia Eléctrica Instalada Anualmente (kW) y de la Evolución de la Potencia Eléctrica Acumulada (MW), respectivamente, desde el año 2000 hasta el 2017.

Estos datos reflejan en el caso de la biomasa, la ausencia de nuevas instalaciones de potencia eléctrica durante los años 2015, 2016 y 2017, manteniendo la misma capacidad instalada obtenida en 2014 de 677 MW.

Cuadro 2: Evolución de la Potencia Eléctrica Instalada Anualmente (KW)

Año	Biogás	Biomasa	Energía Marina	Eólica	Hidráulica	Instalaciones Mixtas	Residuos	Solar Fotovoltaica	Solar Termoeléctrica	TOTAL
2000	4.964	6.365	0	814.109	53.332	66	0	1.961	0	880.797
2001	6.976	22.148	0	1.053.427	84.167	296	50.000	1.769	0	1.218.783
2002	19.268	74.484	0	1.550.268	36.025	482	5.760	4.595	0	1.690.882
2003	53.393	40.962	0	1.256.527	139.623	271	0	7.092	0	1.497.868
2004	12.745	8.400	0	2.009.215	50.487	223	26.000	12.324	0	2.119.394
2005	9.649	8.040	0	1.829.331	64.552	218	0	24.167	0	1.935.957
2006	10.223	40.292	0	1.808.166	108.683	152	9.934	103.728	11.020	2.092.198
2007	4.997	0	0	3.108.717	124.675	85	0	551.949	0	3.790.423
2008	14.188	672	0	1.538.288	52.404	184	0	2.664.746	49.900	4.320.382
2009	18.551	127.499	0	2.680.423	44.521	237	0	79.701	221.280	3.172.212
2010	14.894	43.173	0	1.509.110	9.892	122	33.600	441.299	449.600	2.501.692
2011	16.822	17.700	296	842.192	3.938	173	51.829	416.163	416.700	1.765.813
2012	9.134	76.945	0	1.312.339	193.913	141	0	276.976	851.400	2.720.848
2013	2.427	17.024	4.500	170.988	63.944	45	0	101.420	299.600	659.947
2014	3.310	20.000	0	70.766	389.703	1	0	1.521	50	485.351
2015	0	0	0	2.768	31.659	160	0	3.599	0	38.186
2016	950	0	0	98.108	21	10	0	8.257	0	107.346
2017	560	0	0	110.982	3	30	8.000	2.917	0	122.492

Fuente: Informe Estadístico de Energías Renovables publicado en la página web del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, adscrito al Ministerio para la Transición Ecológica del Gobierno de España

Cuadro 3: Evolución de la Potencia Eléctrica Acumulada (MW)

Año	Biogás	Biomasa	Energía Marina	Eólica	Hidráulica	Instalaciones Mixtas	Residuos	Solar Fotovoltaica	Solar Termoeléctrica	TOTAL
2000	26	113	0	2.158	17.826	0	107	10	0	20.241
2001	33	135	0	3.211	17.911	1	157	12	0	21.460
2002	52	228	0	4.762	17.947	1	163	17	0	23.169
2003	106	309	0	6.027	18.086	1	163	24	0	24.717
2004	119	318	0	8.031	18.136	2	189	36	0	26.831
2005	128	326	0	9.864	18.200	2	189	60	0	28.769
2006	138	368	0	11.672	18.285	2	199	164	11	30.839
2007	143	376	0	14.777	18.410	2	199	716	11	34.634
2008	158	376	0	16.295	18.462	2	199	3.381	61	38.934
2009	176	502	0	18.976	18.521	3	199	3.460	282	42.118
2010	191	545	0	20.471	18.530	3	232	3.902	732	44.606
2011	208	563	0,3	21.313	18.535	3	284	4.318	1.149	46.372
2012	217	640	0,3	22.602	18.729	3	284	4.594	2.000	49.070
2013	218	657	4,8	22.767	18.776	3	284	4.696	2.300	49.705
2014	222	677	4,8	22.838	20.048	3	284	4.697	2.300	51.073
2015	222	677	4,8	22.853	20.079	3	284	4.701	2.300	51.124
2016	224	677	4,8	22.990	20.079	3	284	4.709	2.300	51.271
2017	225	677	4,8	23.100	20.079	3	292	4.712	2.300	51.392

Fuente: Informe Estadístico de Energías Renovables publicado en la página web del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, adscrito al Ministerio para la Transición Ecológica del Gobierno de España.

Son pocas las plantas de producción eléctrica que existen en España y la mayor parte de la potencia instalada procede de instalaciones ubicadas en industrias que tienen asegurado el combustible con su propia producción. Es el caso de la industria papelera y, en menor medida, de otras industrias forestales y agroalimentarias, que aprovechan los subproductos y residuos generados en sus procesos de fabricación para reutilizarlos como combustibles.

La biomasa representa un porcentaje muy modesto en el *mix* de generación eléctrica en España. Del total de la producción nacional de energía eléctrica en 2017, la biomasa, el biogás y la FORM solo suponen alrededor del 2% del total. El crecimiento entre 2010 y 2017 ha sido prácticamente nulo.

ii) Recursos vs Explotación

El informe titulado Balance Socioeconómico de las Biomásas en España, publicado por Unión por la Biomasa, el 19 de junio de 2018, un estudio elaborado por Analistas Financieros Internacionales (AFI), refiere que España es el tercer país europeo por recursos absolutos de biomasa forestal (sólo por detrás de Suecia y Finlandia) y el séptimo en términos per cápita. Cuenta con una superficie forestal de 27.664.674 hectáreas (57 % del total), y es el país de Europa con mayor incremento de bosques, con un ritmo de crecimiento anual del 2,2%, muy superior a la media de la UE (0,51 %). Por otra parte, España es el principal productor de aceite de oliva del mundo (1.401.600 t en la campaña 2015-2016, muy por delante de Italia con 474.000 t) y ha alcanzado el primer puesto en la producción de ganado porcino en Europa, generando más de 50 millones de toneladas anuales de purines. Sin embargo, se encuentra a la cola en el ranking europeo por aprovechamiento de los recursos forestales y agroganaderos en la generación de energía eléctrica, térmica, biogás/biometano y valorización de la fracción orgánica de los residuos municipales (FORM).

El estudio también revela que el balance de las biomásas en España es positivo y alcanza los 1.323 millones de euros. Sin embargo, pone de manifiesto que con un rediseño de los incentivos para el sector se podrían generar 12.596 empleos adicionales (hasta un total de 45.541) y se podría alcanzar un balance positivo anual de 2.147 millones de euros en 2021. Un escenario posibilista, basado en los objetivos vinculantes de participación de la biomasa para la generación energética y en un rediseño del sistema de incentivos para el sector, permitiría incrementar 550 MW de biomasa eléctrica (biomasa sólida, biogás y fracción orgánica de los residuos municipales – FORM) y 800 ktep de biomasa térmica, lo cual traería consigo un incremento de la aportación económica de las biomásas, así como una contribución a otros objetivos decisivos de equilibrio medioambiental, con un incremento del ahorro de 824 millones de euros (+62%) en 2021 sobre el balance actual positivo de 1.323 millones de euros.

En el Estudio Técnico del Plan de Energías Renovables PER 2011-2020, titulado “Evaluación del Potencial de Energía de la Biomasa”, cuyo objeto consiste en la evaluación del potencial de biomasa en España de acuerdo con sus distintos orígenes y posibilidades de introducción en el mercado energético

en función de los costes estimados para su producción y disposición en el mercado. En dicho estudio técnico se ha evaluado la biomasa, tanto forestal como agrícola, y procedente de masas susceptibles de implantación tanto en terreno forestal como agrícola. Se han realizado consultas de los diferentes tipos de biomasa (restos de aprovechamientos forestales, restos de cultivos agrícolas y biomasa procedente de masas susceptibles de implantación tanto en terreno agrícola como forestal), ofreciendo salidas cartográficas de disponibilidad de los distintos tipos de biomasa en diferentes ámbitos territoriales (principalmente supramunicipales), de costes de extracción o acopio y de coste medio de la biomasa puesta en puntos concretos a determinar en cada estudio.

También define el estudio técnico, la superficie susceptible de aprovechamiento de restos de tratamientos silvícolas forestales, tratamientos culturales agrícolas y de implantación de masas con fin energético tanto leñosas (en terreno forestal o agrícola) como herbáceas (en terreno agrícola).

En la figura 9, se observa los tipos de biomasa evaluadas en el referido estudio técnico.

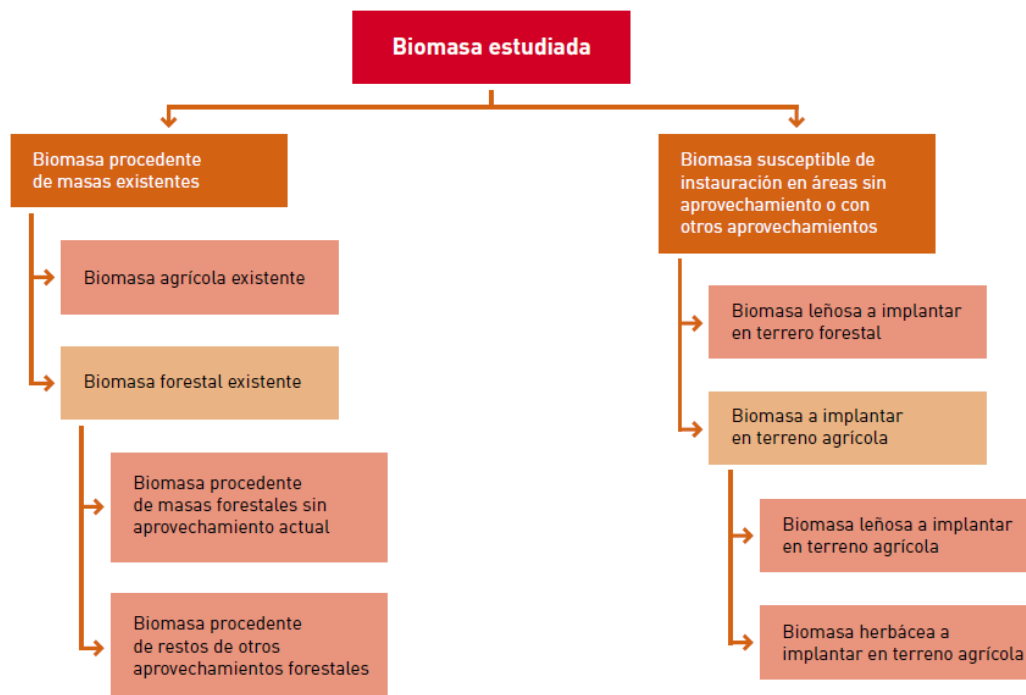


Figura 9: Tipos de Biomasa evaluadas. Fuente: Estudio Técnico del Plan de Energías Renovables PER 2011-2020, titulado “Evaluación del Potencial de Energía de la Biomasa”.

Biomasa procedente de cultivos existentes

Biomasa forestal existente

- Restos de aprovechamientos forestales

Consiste en restos que proceden de los tratamientos y aprovechamientos de masas forestales existentes (ramas, leños, etc.). Los principales inconvenientes en su aprovechamiento son la complicada mecanización de los terrenos forestales, la necesidad de operaciones de astillado o compactación en el propio monte con el fin de abaratar los costes de transporte a partir de una determinada distancia o la existencia en algunos casos de usos alternativos, entre otros.

- Árbol completo de masas forestales existentes

Consiste en árboles enteros procedentes de masas naturales o implantadas en el pasado con otros fines diferentes a los energéticos, cuyo aprovechamiento actual se destina enteramente a tal fin. Son árboles enteros procedentes de monte alto que actualmente cuenta con nulo aprovechamiento maderero y/o de otros usos alternativos.

Biomasa agrícola existente: restos de aprovechamientos agrícolas

- Leñosos

Son los restos que se generan a partir de podas de olivares, frutales y viñedos. El principal inconveniente que se presenta en su aprovechamiento es el marcado carácter estacional. Además, al igual que en el caso anterior es necesario su astillado y compactación en aras de abaratar el coste de transporte.

- Herbáceos

Este tipo de biomasa engloba principalmente pajas de cereal y cañote de maíz. Al igual que los residuos agrícolas leñosos, presentan una marcada estacionalidad, así como altas fluctuaciones en la producción de una temporada a otra.

Como cultivos susceptibles de aprovechamiento de restos, se pueden mencionar los siguientes: trigo blando, trigo duro, maíz, cebada, centeno, avena, triticale, colza, OV olivar sigpac, VI viñedo sigpac, CI cítricos sigpac, FY frutales sigpac, FS frutos cáscara sigpac.

Masas susceptibles de implantación con fin energético

Esta biomasa se define como aquella compuesta de especies leñosas o herbáceas destinadas a la producción de materiales con fin energético procedentes de masas naturales forestales de monte bajo y abandonadas en la actualidad o masas artificiales establecidas específicamente para tal fin, tanto en terreno forestal como agrícola. Debido a que los objetivos perseguidos con los cultivos energéticos son diferentes de los perseguidos con los alimentarios, parece lógico esperar que las especies que se seleccionen para este tipo de aprovechamiento sean distintas de las tradicionalmente empleadas para la producción de alimento.

Sin embargo, en ocasiones pueden coincidir con especies utilizadas en cultivos agrícolas tradicionales o en aprovechamientos silvícolas clásicos, si bien, en general, la fitotecnia y el manejo de las plantaciones variarán sensiblemente respecto a los planteamientos clásicos.

- Masas leñosas susceptibles de implantación en terreno forestal o agrícola

Son muchas las condiciones que avalan la implantación de masas leñosas, poseyendo un fin multifuncional. Además del evidente fin energético, la implantación de masas leñosas contribuye al aumento de la superficie forestal arbolada, incremento de la biomasa acumulada en la superficie forestal, fijación de CO₂, etc.

Entre los géneros susceptibles de implantación cabe destacar:

- Género *Populus* (chopo): cultivado en Francia a rotación corta para producción de celulosa. Ampliamente cultivado y conocido en España en su cultivo como monte alto. Restringido a zonas de regadío.
- Género *Salix* (sauce): cultivados en países europeos más fríos y húmedos. En España no alcanza grandes producciones dado que resiste mal la sequía. Caso particular son las mimbreras, sauce cultivado en España en regadío para usos muy concretos (cestería).
- Género *Eucalyptus* (eucalipto): no autóctonos pero adaptados al clima español. No precisan riegos y pueden usarse como filtros verdes. Cultivo muy conocido. Clara opción para producción bioenergética.

- Género *Quercus*: empleado tradicionalmente como leñas con fin doméstico.

Los géneros *Salix*, *Populus* y *Eucalyptus*, son considerados como los de mayor potencial en el ámbito de la Unión Europea. Se trata de especies de crecimiento muy rápido, que cuentan además con una base genética amplia, ciclos de mejora breves, facilidad para la multiplicación vegetativa, capacidad de rebrotar tras la corta, etc., características, todas ellas, que las adecuan para esta finalidad productiva.

- Masas herbáceas susceptibles de implantación en terreno agrícola

La amplia mayoría de cultivos tradicionales pueden ser utilizados para producción de biomasa, tanto cereales (maíz, cebada, avena, centeno, triticale, etc.) como oleaginosas (colza, girasol). Algunos de ellos son cultivos de secano (triticale, centeno, brassica carinata, cardo, etc.) y otros necesitan riego (cáñamo, sorgo, etc.). Además algunos son plurianuales (*cynara cardunculus*, *miscanthus sinensis*, etc.), mientras que otros son anuales (avena, etc.).

Las especies empleadas en distintos terrenos en Europa son: *Arundo donax* (caña), *Cynara cardunculus* (cardo), *Brassica carinata* (colza etíope), *Miscanthus sinensis* (miscato), *Sorgum sp* (sorgo), *Cannabis sativa* (cáñamo), *Hibiscus spp* (kenaf), entre otros.

Finalmente el referido estudio técnico presenta el potencial de biomasa disponible de España, así como los costes medios de obtención asociados (ver figura 10).

Biomasa potencial disponible (t/año) y coste medio de obtención				
Procedencia		Biomasa (t/año)	Biomasa (tep/año)	Coste medio (€/t)
Masas forestales existentes	Restos de aprovechamientos madereros	2.984.243	636.273	26,59
	Aprovechamiento del árbol completo	15.731.116	3.414.158	43,16
Restos agrícolas	Herbáceos	14.434.566	6.392.631	20,97
	Leñosos	16.118.220		
Masas herbáceas susceptibles de implantación en terreno agrícola		17.737.868	3.593.148	53,39
Masas leñosas susceptibles de implantación en terreno agrícola		6.598.861	1.468.173	36,26
Masas leñosas susceptibles de implantación en terreno forestal		15.072.320	1.782.467	42,14
Total biomasa potencial en España		88.677.193	17.286.851	

Figura 10: Biomasa disponible de España, así como los costes medios de obtención asociados (no incluye gastos generales, beneficio industrial e IVA). Fuente: Estudio Técnico del Plan de Energías Renovables PER 2011-2020, titulado “Evaluación del Potencial de Energía de la Biomasa”.

Como se puede observar en la figura anterior, España posee un alto potencial de biomasa, ocupando un lugar importante aquella que procede de Restos Agrícolas (herbáceos y leñosos).

En España, la energía procedente de biomasa alcanza el 45 % de la producción de energías renovables, lo que equivale al 2,9 % del total de consumo de energía, incluida las convencionales. Y en cuanto a la distribución geográfica, veremos que el mayor consumo de biomasa en España está en Andalucía, Galicia y en Castilla y León. Estas comunidades son las que cuentan con más industria consumidora de grandes cantidades de biomasa, debido sobre todo a la existencia de un sector forestal desarrollado. También son comunidades donde la diseminación de la población facilita el uso de la biomasa doméstica.

Andalucía lidera las estadísticas en obtención de energía eléctrica mediante biomasa gracias a la existencia de numerosas y grandes industrias agroalimentarias, y en los últimos años su incremento del uso de biomasa ronda un 10 % anual. Casi el 40% de toda la potencia de biomasa instalada en España está en Andalucía. La región cuenta con 18 plantas de generación eléctrica mediante biomasa, que suman una capacidad total instalada de 208,70 MW.

iii) Metas establecidas

La evaluación del potencial total de cada fuente de energía renovable es una labor compleja dada la diversa naturaleza de estos recursos. El potencial de las energías renovables en España es amplísimo y muy superior a la demanda energética nacional y a los recursos energéticos de origen fósil existentes. Las energías renovables son el principal activo energético de España.

El desarrollo de las energías renovables en España empezó a obtener resultados positivos en los años 90, fruto de una política estratégica de promoción y apoyo a las energías renovables, alcanzándose un notable crecimiento en la segunda mitad de la pasada década.

El volumen alcanzado por las energías renovables es ya muy importante y en la elaboración del PER 2011-2020 se han tenido que analizar en mayor profundidad las implicaciones de la implantación de estas energías en el diseño y gestión de las infraestructuras energéticas o en el equilibrio económico del sector eléctrico.

Por otra parte la DIRECTIVA (UE) 2018/2001, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Esta directiva establece en su artículo 3, numerales 1 y 4, lo siguiente:

- i) *Los Estados miembros velarán conjuntamente por que la cuota de energía procedente de fuentes renovables sea de al menos el 32 % del consumo final bruto de energía de la UE en 203. La Comisión evaluará ese objetivo, con vistas a presentar una propuesta legislativa a más tardar en 2023 de incremento cuando haya otras reducciones de costes importantes en la producción de energías renovables, o cuando sea necesario para cumplir los compromisos internacionales de la Unión de descarbonización o cuando así lo justifique una reducción significativa del consumo de energía en la Unión.*
4. *A partir del 1 de enero de 2021, la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de cada Estado miembro no será inferior a la cuota de referencia indicada en la tercera columna del cuadro que figura en el anexo I, parte A, de la presente Directiva. Los Estados miembros adoptarán las medidas necesarias para garantizar el cumplimiento de dicha cuota de referencia. Si un Estado miembro no mantiene su cuota de referencia, medida a lo largo de un período de un año, será de aplicación el artículo 32, apartado 4, párrafos primero y segundo, del Reglamento (UE) 2018/1999.*

En el caso de España, según el numeral 4 del referido artículo 3, le corresponde una cuota de energía de procedente de fuentes renovables de 20 % del consumo final bruto de energía.

Por otra parte, el Informe Técnico titulado “Renovables 2050” Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular, elaborado por GREENPEACE, refiere que la evolución de la demanda eléctrica está ligada a la evolución de la población (en cantidad y en distribución por edades), del número de viviendas (debido a la modificación de la pirámide de población y cambios en los modos de vida se espera un incremento significativo de viviendas por número de habitante), de la economía del país, de la tecnología disponible, y de la saturación de los distintos conceptos de consumo eléctrico. En dicho informe se reflejan los siguientes datos (ver figura 11).

En España, la demanda eléctrica per cápita en el 2030 pasa a ser la superior de los tres países con 24,6 KWh/hab-día.

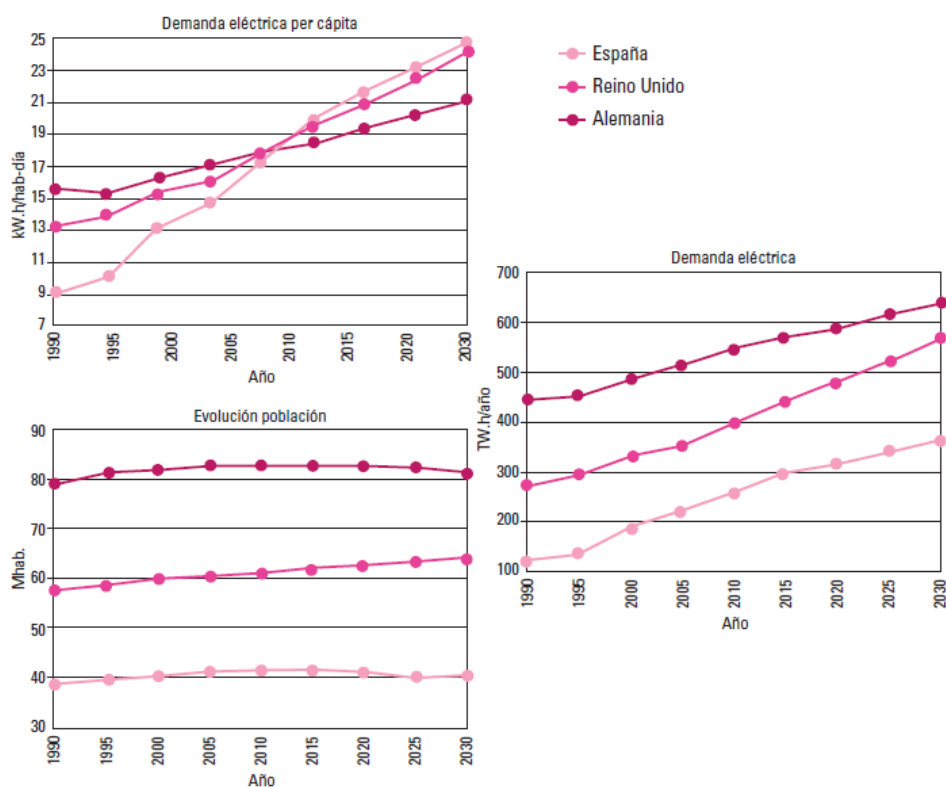


Figura 11: Escenario de evolución de la población y la demanda eléctrica hasta el 2030 en España, Alemania y Reino Unido

Por último, se presentan algunos datos importantes del Balance socioeconómico y medioambiental de las biomásas en el escenario posibilista 2017-2021(ver figura 12).

Balance socioeconómico y medioambiental de las biomásas en el escenario posibilista

Balance socioeconómico escenario posibilista	2017	2018	2019	2020	2021
Recaudación fiscal (M€)	1.101	1.429	1.559	1.705	1.777
Prestaciones por desempleo evitadas (M€)	95	104	114	125	131
Ahorro en emisiones de dióxido de carbono (CO ₂ , M€)	334	434	473	517	539
<i>Sustitución de combustible fósil</i>	136	176	192	210	219
<i>Evitadas por vertido</i>	198	257	281	307	320
Ahorro en prevención y extinción de incendios (M€)	150	170	192	218	230
Contribución Biomasa (M€) (1)	1.680	2.136	2.339	2.565	2.678
Retribución a la inversión (R _i)	177	223	238	255	263
Retribución a la operación (R _o)	180	226	242	260	267
Retribución específica (M€) (2)	357	449	480	515	530
Balance (M€) (1-2)	1.323	1.688	1.858	2.050	2.147

Notas:

- 1) La retribución específica se ha proyectado en función de los MW de potencia instalados (R_i) y la energía generada (R_o) previstas.

Fuente: Afi a partir de INE, CNMC, IGAE, PANER, IDAE, Ministerio de Empleo y [Balance Socioeconómico de los Objetivos fijados por el PER en el periodo 2011-2020](#).

Figura 12: Balance socioeconómico y medioambiental de las biomásas en el escenario posibilista 2017-2021. Fuente: Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020

iv) Análisis geográficos de los recursos en España

En cuanto a la distribución geográfica del potencial de biomasa de España, se presenta dos (2) figuras en las cuales se puede observar con detalle la cantidad de toneladas por año de biomasa para comunidad autónoma (ver figura 13) y los correspondientes valores de poder calorífico en tep/año (ver figura 14).

Biomasa potencial disponible según procedencia (t/año)										
Comunidad Autónoma	Masas forestales existentes			Masas leñosas susceptibles de implantac. en terreno forestal	Restos agrícolas			Masas herbáceas susceptibles de implantac. en terreno agrícola	Masas leñosas susceptibles de implantac. en terreno agrícola	Total (t/año)
	Restos de aprovech. madereros	Árbol completo	Total masas existentes		Herbáceas	Leñosas	Total			
Andalucía	209.375	1.649.219	1.858.594	1.231.669	2.518.996	4.957.623	7.476.619	2.961.107	1.127.133	14.655.121
Aragón	56.161	740.121	796.282	85.865	1.257.356	1.419.104	2.676.460	1.881.502	814.641	6.254.749
Asturias	280.944	829.081	1.110.025	1.384.360	0	378.173	378.173	0	0	2.872.558
Cantabria	181.728	505.452	687.180	472.133	41.213	6.518	47.731	4.891	6.194	1.218.129
Castilla-La Mancha	74.165	1.313.048	1.387.213	203.519	2.060.321	1.073.376	3.133.697	3.831.473	1.233.273	9.789.177
Castilla y León	123.428	2.300.723	2.424.151	1.496.793	4.167.623	230.759	4.398.382	5.614.995	1.327.990	15.262.310
Cataluña	171.078	1.220.223	1.391.301	143.838	1.045.020	2.210.580	3.255.599	758.939	532.713	6.082.389
Comunidad Valenciana	38.809	234.648	273.457	104.654	52.487	2.223.407	2.275.894	77.440	71.104	2.802.549
Extremadura	91.283	1.451.860	1.543.143	1.433.327	898.837	982.766	1.881.602	1.075.765	880.174	6.814.012
Galicia	1.307.072	3.427.870	4.734.942	7.931.615	992.906	550.870	1.543.777	8.169	149.132	14.367.634
Islas Baleares	9.126	51.551	60.677	8.025	113.942	405.250	519.191	294.303	47.555	929.751
Islas Canarias	1.182	24.498	25.680	8.863	310	179.767	180.076	485	397	215.500
La Rioja	7.516	112.853	120.369	17.315	229.865	217.358	447.223	146.657	48.874	780.438
Madrid	7.205	167.611	174.816	81.644	137.583	62.472	200.055	233.813	91.735	782.064
Murcia	14.137	63.819	77.955	4.407	56.376	1.028.553	1.084.929	142.168	52.882	1.362.342
Navarra	41.565	804.471	846.036	189.129	641.182	126.822	768.005	570.252	186.539	2.559.961
País Vasco	369.469	834.068	1.203.537	275.165	220.548	64.823	285.372	135.909	28.524	1.928.508
Total	2.984.243	15.731.116	18.715.358	15.072.320	14.434.566	16.118.220	30.552.785	17.737.868	6.598.861	88.677.193

Nota: contenido de humedad 45%

Figura 13: Biomasa potencial disponible (t/año). Resumen de resultados por comunidad autónoma. Fuente: Estudio Técnico del Plan de Energías Renovables PER 2011-2020, titulado “Evaluación del Potencial de Energía de la Biomasa”.

Dada la relevancia del potencial de biomasa procedente de residuos agrícolas, se presenta un mapa de la distribución geográfica en España (ver figuras 15 y 16).

Biomasa potencial disponible según procedencia (tep/año)								
Comunidad Autónoma	Masas forestales existentes			Masas leñosas susceptibles de implantac. en terreno forestal	Restos agrícolas	Masas herbác. susceptibles de implantac. en terreno agrícola	Masas leñosas susceptibles de implantac. en terreno agrícola	Total (tep/año)
	Restos de aprovech. madereros	Árbol completo	Total masas existentes					
Andalucía	45.985	347.799	393.784	142.770	1.574.623	604.133	247.823	2.963.134
Aragón	12.784	167.430	180.214	10.409	560.202	376.532	180.848	1.308.205
Asturias	57.596	179.704	237.300	171.164	80.896	0	0	489.360
Cantabria	37.026	104.661	141.687	56.926	9.803	998	1.377	210.791
Castilla-La Mancha	16.765	284.746	301.510	24.636	649.475	779.895	276.942	2.032.458
Castilla y León	27.383	498.963	526.346	182.508	899.568	1.133.035	300.575	3.042.032
Cataluña	38.232	279.538	317.771	17.583	686.162	152.631	117.181	1.291.327
Comunidad Valenciana	8.718	52.097	60.814	12.667	486.394	15.800	15.823	591.498
Extremadura	20.093	294.269	314.362	172.143	393.515	219.480	193.935	1.293.436
Galicia	271.963	760.068	1.032.031	920.252	320.363	1.666	33.069	2.307.381
Islas Baleares	2.048	11.310	13.358	967	110.002	60.044	10.219	194.591
Islas Canarias	296	5.780	6.076	2.019	38.508	99	92	46.793
La Rioja	1.640	24.503	26.143	2.087	93.333	29.516	10.805	161.884
Madrid	1.627	35.798	37.425	9.975	41.418	47.179	20.463	156.461
Murcia	3.176	14.443	17.619	531	231.623	29.006	11.576	290.355
Navarra	9.051	172.223	181.274	22.799	157.911	115.411	41.059	518.455
Pais Vasco	81.891	180.828	262.719	33.029	58.835	27.722	6.386	388.690
Total	636.273	3.414.158	4.050.432	1.782.467	6.392.631	3.593.148	1.468.173	17.286.851

Figura 14: Biomasa potencial disponible (tep/año). Resumen de resultados por comunidad autónoma. Fuente: Estudio Técnico del Plan de Energías Renovables PER 2011-2020, titulado “Evaluación del Potencial de Energía de la Biomasa”.

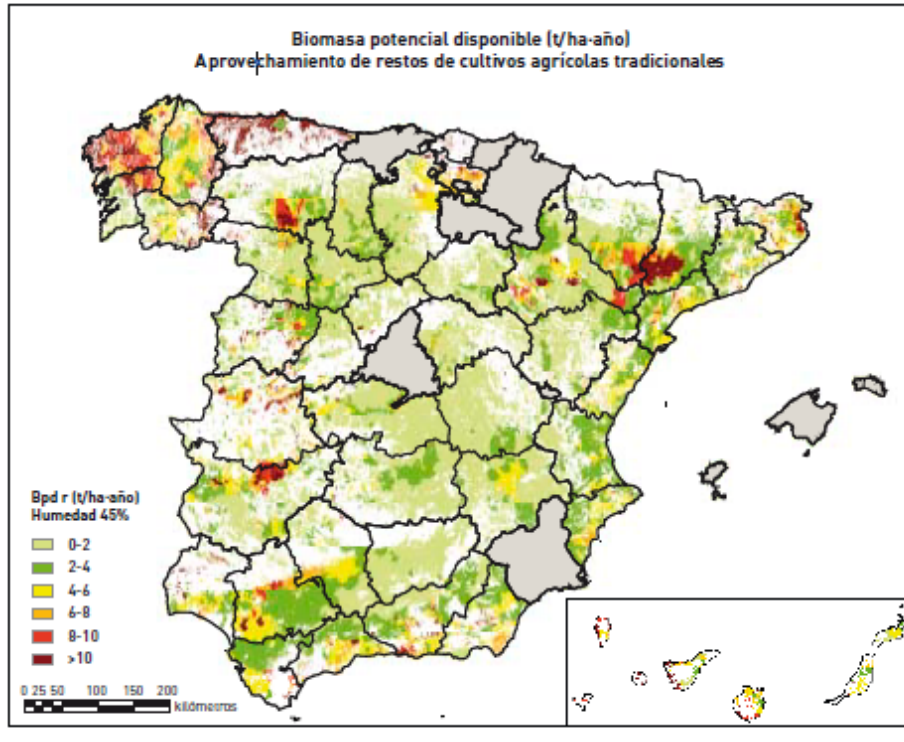


Figura 15: Biomasa potencial disponible (t/ha año). Aprovechamiento de restos de cultivos agrícolas tradicionales. Fuente: Estudio Técnico del Plan de Energías Renovables PER 2011-2020, titulado “Evaluación del Potencial de Energía de la Biomasa”.

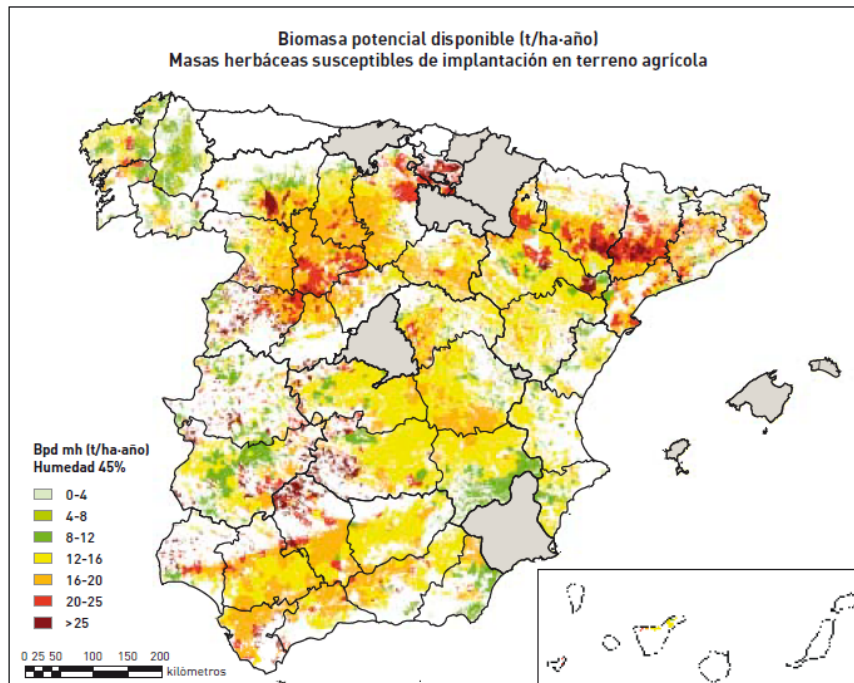


Figura 16: Biomasa potencial disponible (t/ha año). Masas herbáceas susceptibles de implantación en terreno agrícola. Fuente: Estudio Técnico del Plan de Energías Renovables PER 2011-2020, titulado “Evaluación del Potencial de Energía de la Biomasa”.

v) Análisis de competidores. Principales centrales en el mapa español

Entre los principales productores de energía eléctrica a través de la biomasa se encuentran las siguientes empresas:

Acciona: Esta empresa posee tres centrales de generación termoeléctrica en España que utilizan biomasa, las cuales se encuentran ubicadas en las siguientes localizaciones:

- Planta Sangüesa, ubicada en Navarra; operativa desde el año 2002 con una potencia total de 30,2 MW. Generación térmica a partir de paja de cereal.
- Planta Briviesca, ubicada en Castilla y León; operativa desde el año 2010, con una potencia total de 16 MW. Generación térmica a partir de biomasa herbácea.
- Planta Miajadas, ubicada en Extremadura; con una potencia total de 15 MW. Generación térmica, fue la primera en Europa preparada para utilizar dos tipos de materia prima (herbácea y leñosa), lo que permite diversificar el suministro de combustible.

Andalucía tiene una gran experiencia de consumo de biomasa para generación de electricidad, debido principalmente a la existencia de industrias de aceite de oliva y del sector agroalimentario. Esta región lidera este sector en el ámbito nacional, ya que según datos energéticos de 2016, la potencia instalada de biomasa en Andalucía representa el 34,7% del total. En la actualidad hay 18 centrales de biomasa eléctrica y de cogeneración con biomasa en Andalucía con una potencia total instalada de 257,48MW (ver figura 17). En cuanto a potencia instalada, el líder en el sector es ENCE, ya que sus tres plantas en funcionamiento suman un total de 118 MW, contando así con el 46 % de la potencia total de biomasa de la región de Andalucía.

Ence: Es la primera empresa de España en producción de energía renovable con biomasa forestal y agrícola. Cuenta con una potencia total instalada de 332 MW, de los cuales 50 MW corresponden a generación termosolar, 13 MW a cogeneración con gas natural y 269 MW a generación con biomasa.

CENTRAL BIOMASA/ COGENERACIÓN CON BIOMASA	POTENCIA (MW)	TIPO BIOMASA	MUNICIPIO	PROVINCIA	PUESTA SERVICIO	TIPO DE CENTRAL
Albaida Recursos Naturales 1	1,7	Restos invernaderos	Nijar	Almería	2004 Parada	Generación
Agroenergética Baena ²	25	Orujillo, astilla	Baena	Córdoba	2002	Cogeneración con biomasa
Bioenergética Egabrense	8	Orujillo, astilla	Cabra	Córdoba	2006	Generación
Severaes	0,1	Poda de olivo	Cañete de las Torres	Córdoba	2009	Generación
Bioenergía Santamaría	14,3	Orujillo, astilla	Lucena	Córdoba	2006	Generación
Agroenergética de Palenciana (2)	5,37	Orujillo, astilla	Palenciana	Córdoba	2007	Cogeneración con biomasa
El Tejar Autogeneración	5,65	Orujillo	Palenciana	Córdoba	1999	Cogeneración con biomasa
Vetejar	12,9	Orujo, astilla	Palenciana	Córdoba	2000	Generación
Biomasa Puente Genil	9,82	Orujillo, astilla	Puente Genil	Córdoba	2006	Generación
Ence I	40,95	Astilla	San Juan del Puerto	Huelva	2009	Generación
Ence II ²	27,50	Residuos industria papelera	San Juan del Puerto	Huelva	2009 Parada	Cogeneración con biomasa
ENCE Biomasa	50,00	Astilla	San Juan del Puerto	Huelva	2012	Generación
Tradema	2	Astilla	Linares	Jaén	2001 Parada	Cogeneración con biomasa
Bioenergética de Linares	15	Orujillo, astilla	Linares	Jaén	2009	Generación
La Loma	16	Orujillo, astilla	Villanueva del Arzobispo	Jaén	2002	Generación
Aldebarán Energía del Guadalquivir	6	Poda de olivo, astilla	Andújar	Jaén	2010	Generación
Fuente de Piedra	8,04	Orujillo, astilla	Fuente de Piedra	Málaga	2004	Generación
Extragol	9,15	Orujillo, astilla	Villanueva de Algaidas	Málaga	2003	Generación
TOTAL MW	257,48					

Figura 17: Centrales termoeléctricas de biomasa en Andalucía.

Ence, genera electricidad en ocho plantas de producción independientes: dos (2) en Huelva, dos (2) en Córdoba, una (1) en Mérida, una (1) en Jaén, y dos (2) en la provincia de Ciudad Real. Se trata de plantas de generación que se alimentan exclusivamente de biomasa de origen agroforestal, y en el caso de la de Puertollano, de energía solar para producir electricidad.

Ence cuenta en la actualidad en su complejo energético de Huelva con dos plantas de generación de electricidad con biomasa con una capacidad total de 91 MW que producen más de 500 millones de KWh anuales.

Desde 2012 está en marcha en el complejo onubense la planta de generación de energía con biomasa de 50 MW, la más importante de España y una de las principales de Europa. La planta consume unas 500.000 toneladas de biomasa al año para producir 180 toneladas/hora de vapor a 100 bares de

presión y 500°C de temperatura, y que es la energía térmica que permite a la turbina producir más de 400 millones de KWh/año.

Huelva 50 MW ha sido construida con las mejores técnicas disponibles recomendadas por la UE para el transporte, almacenamiento y producción de energía con biomasa. Entre estas técnicas está el sistema de reducción selectiva no catalítica, que permite reducir emisiones de óxido de nitrógeno. La apuesta por la tecnología de lecho fluido para la caldera, el uso de gas natural como combustible auxiliar para operaciones puntuales, o la incorporación de un eficaz precipitador electrostático para la captación de gases de combustión a la salida de la caldera permiten a Ence cumplir con su objetivo de minimizar el impacto ambiental de sus operaciones.

vi) Conclusiones

España se sitúa en el primer lugar mundial en superficie y producción de aceite de oliva. La producción española representa aproximadamente el 60% de la producción de la UE y el 45% de la mundial. La biomasa del olivar se destaca entre todas las demás, ya que la producción de aceite de oliva, uno de los productos más importantes de España, es fuente además de numerosos subproductos con una importante aptitud energética. Andalucía se encuentra en el segundo lugar entre las comunidades autónomas en España, con una biomasa potencial disponible de 2.963.134 tep/año.

La biomasa es una de las principales fuentes renovables en Andalucía y con mayores posibilidades de desarrollo. Hasta el año 2015 la biomasa ocupaba el primer lugar superando a la energía solar y a la eólica. Si se tiene en cuenta que el consumo de energía primaria en Andalucía en 2016 fue de 18.277,6 ktep significa que el potencial de biomasa representa el 21,6 % de las necesidades energéticas en Andalucía.

Andalucía mantiene una superficie de cultivo de olivar prácticamente constante y que alcanza aproximadamente las 1.500.000 hectáreas. Los avances en las técnicas agrícolas y la puesta en riego han tenido como resultado que las medias productivas de aceite de oliva, estén en constante ascenso. En el decenio 1996-2005 la media de aceite de oliva fue de 771.491 toneladas y el decenio 2006-2015 ascendió a 999.498 toneladas, mientras que la campaña de 2016 de aceite de oliva fue de 1.117.338 toneladas. Por otra parte, el cultivo de olivo y sus industrias derivadas generan una serie de subproductos con un contenido energético importante. Mediante una tecnología adecuada, puede obtenerse a partir de ellos tanto energía térmica como eléctrica e incluso biocarburantes para el transporte. Los subproductos susceptibles de valorización energética son el orujo, orujillo, el hueso de aceituna, la hoja de almazara y la poda de olivar.

Del total de biomasa disponible en Andalucía, el 33 % corresponde a residuos agrícolas (ver figura 18).

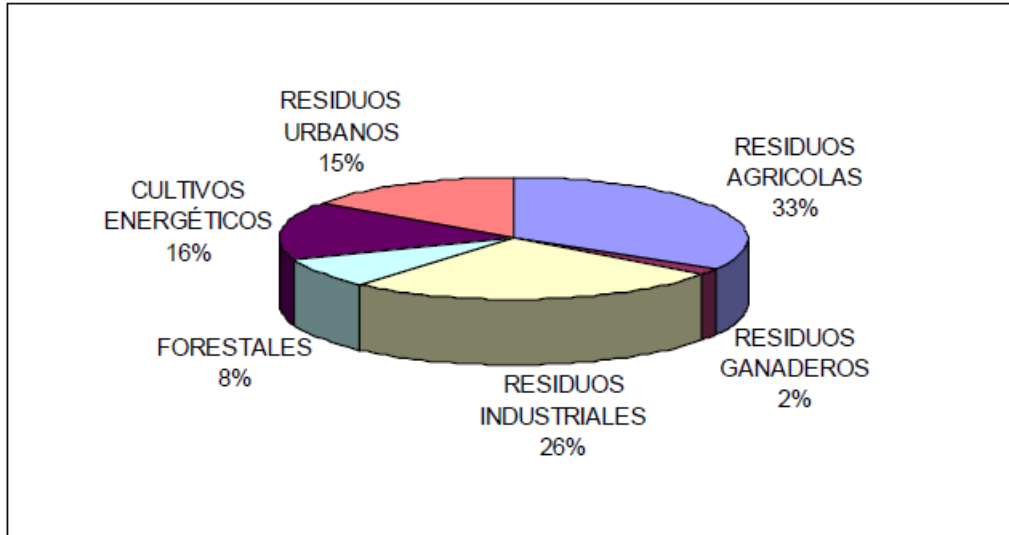


Figura 18: Distribución del potencial de biomasa en Andalucía. Fuente: La Biomasa en Andalucía (diciembre 2017), publicado por la Agencia Andaluza de la Energía.

Según el Informe de Infraestructuras Energéticas de Andalucía de fecha 30 de junio de 2019, en la última década Andalucía ha apostado por el desarrollo de un sistema energético sostenible, basado en la implementación de una nueva cultura energética, políticas activas de ahorro y eficiencia energética y una apuesta incondicional por las energías renovables. Estos principios básicos siguen presentes en el instrumento de planificación actual, la Estrategia Energética de Andalucía 2020, encaminada a alcanzar un modelo energético bajo en carbono para la región, en consonancia con los objetivos marcados por la política energética europea.

La demanda de electricidad en la comunidad andaluza ha aumentado un 2,3%, siendo el crecimiento menor (1,1 %) en el conjunto de España.

De este modo, teniendo en cuenta (1) el potencial de biomasa que dispone Andalucía y (2) a las políticas internacionales, nacionales y regionales, en el sentido de incrementar el uso de las energías renovables cumpliendo con las metas y objetivos establecidos en el acuerdo de París y en la Directiva UE 2018-2001, se propone seleccionar a la Comunidad Autónoma de Andalucía para la creación de una compañía de generación con biomasa en España, cuyo material combustible sería el orujo de olivo.

2. Creación de la compañía

i) Elección de los elementos de la producción: biomasa del olivar

El balance de masas del proceso de la industria del aceite de oliva se presenta en la figura 19.

En el proceso de obtención del aceite de oliva se genera como subproducto el orujo. Por cada tonelada de aceituna procesada se obtiene aproximadamente 0,27 toneladas de aceite de oliva y 0,73 toneladas de orujo. Es decir, una campaña media genera unas 3.000.000 t/año de orujo con una humedad aproximada del 60%-65%.

El orujo generado en las almazaras se almacena en balsas para su procesado posterior, que puede tratarse de un proceso físico de segunda centrifugación, también llamado repaso y/o un proceso químico en las extractoras, obteniéndose aceite de orujo.

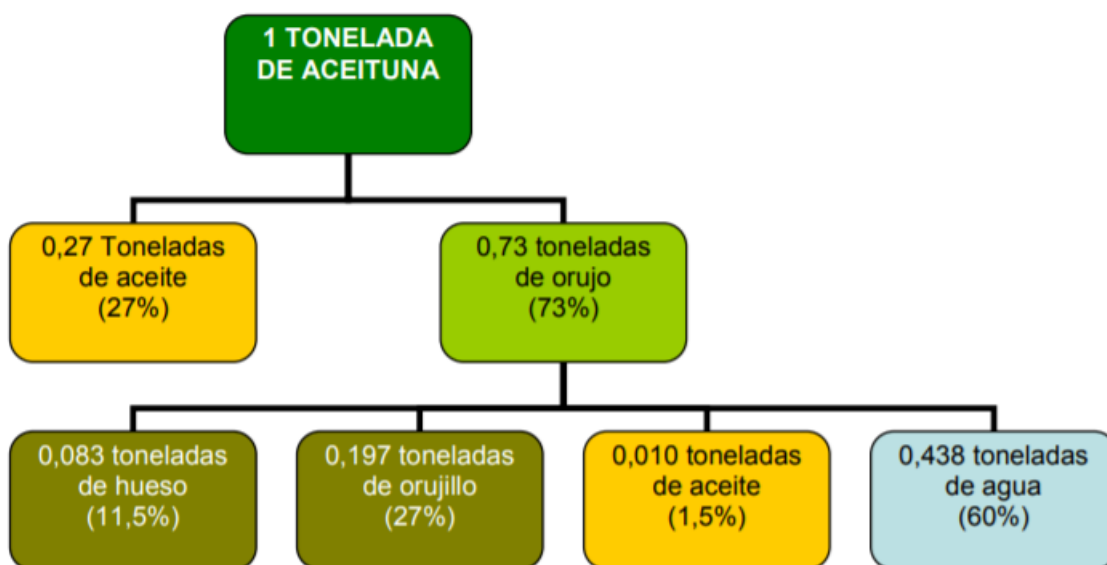


Figura 19: Balance de masas del proceso de la industria del aceite de oliva.
Fuente: La Biomasa en Andalucía (diciembre 2017), publicado por la Agencia Andaluza de la Energía.

Una alternativa a la extracción es destinar el orujo repasado a la producción de energía eléctrica, previo secado hasta una humedad aproximada del 40% para facilitar la combustión del mismo. Aproximadamente el 30% del orujo generado en Andalucía se somete a este proceso.

Una vez secado el orujo y sometido al proceso de extracción de aceite, se transforma en orujillo. Se trata de un subproducto con una humedad media aproximada del 10%, que tiene unas buenas propiedades como combustible, con un poder calorífico en torno a 4.200 kcal/kg en base seca, y que puede utilizarse tanto para generación de energía térmica en industrias como para generación de energía eléctrica.

En una campaña media en Andalucía se genera una cantidad que oscila entre los 1.200.000 y 1.450.000 t/año de orujillo. El consumo de orujillo en las plantas andaluzas de producción eléctrica en el año 2016 ascendió a 559.762 toneladas y el autoconsumo térmico en la propia industria supuso más de 651.800 toneladas, que son variables en función de la campaña, lo que indica que en una campaña media puede existir una disponibilidad aproximada de 200.000- 350.000 t/año.

Por lo anteriormente descrito se selecciona a la Comunidad de Andalucía y al orujillo de olivo para realizar este proyecto, ya que tiene la mayor área plantada de olivo y está cerca de la materia prima (ahorrando costes de fletes y propiciando que la contaminación generada por los camiones que transportan la materia prima sea mínima).

Según cálculos realizados 10.000 toneladas de biomasa en un año producen 1 MW de potencia durante todo el año. Por otra parte, una planta que genere 3,6 MW de potencia puede abastecer aproximadamente a una población de 10.000 habitantes. En este proyecto, se utilizarán 65.000 toneladas de biomasa en el año, de las cuales un 38% aproximadamente se obtendrá del orujillo y el otro 62 % aproximadamente proveniente de la poda. Esta cantidad de biomasa proviene de 1.515.320 hectáreas de olivares plantados en la Comunidad Autónoma de Andalucía, representando un 4 % del total de la biomasa disponible en la comunidad y aproximadamente un 20% del potencial de biomasa de la región. A partir de esta cantidad de biomasa se espera instalar una central con capacidad para producir 9 MW de potencia y que entregará 135.000 MW/h al año descontando 5 días de parada de planta anual para mantenimiento. Con esta potencia se consigue brindar energía eléctrica, un recurso crítico para el normal desarrollo de un país, a aproximadamente 50.000 habitantes, cifra que representa un 0,7% de la población total de Andalucía.

ii) Elección de la tecnología

En este proyecto se plantea instalación una central termoeléctrica que funciona mediante ciclo Rankine.

Transporte de la biomasa: Para el traslado de la materia prima hacia la planta se utilizarán camiones con una capacidad de 60 m³. Estos camiones son los más apropiados para el traslado de la materia prima y lo suficientemente grandes como para transportar una cantidad importante de materia prima. Los camiones pueden cargar hasta 10 toneladas de material por eje. La mejor opción para el traslado de la madera de la poda y del orujillo es a través de camiones de 3 ejes, 60 m³ y 30 toneladas de carga máxima.

Recepción: Se construirá una playa de estacionamiento para la recepción de la materia prima con capacidad para albergar a tres camiones, uno para la descarga del orujillo extraído en la elaboración de aceite de oliva y otros dos para la descarga de la biomasa extraída en la poda del olivo, además de espacio suficiente como para que un camión pueda esperar a ser descargado en la playa de estacionamiento.

Almacenamiento: La planta cuenta con dos sectores de almacenamiento separados, uno es para la biomasa extraída a partir de la poda y otro para el orujo.

Parrilla: Se utilizarán como combustibles los residuos de las podas (62%) y el orujillo de la oliva (38%) para producir la energía calorífica necesaria, primero utilizando un combustible y luego el otro, con lo cual nunca se mezclarían ambos combustibles en la parrilla. Debido a que ambos tienen un poder calorífico muy similar no habría grandes diferencias entre utilizar uno u otro. En tal caso las parrillas modernas poseen la capacidad de mezclar distintos tipos de biomasa si fuera necesario. La parrilla es el dispositivo donde tiene lugar la combustión de la materia prima para obtener el calor que luego mediante la caldera será entregado al agua del ciclo. La misma está ubicada en el hogar de la caldera. Las cenizas obtenidas en la combustión se retiran de la parrilla para poder utilizarlas luego como abono para la tierra por su alto contenido de fósforo y otros nutrientes esenciales para fertilizar la tierra. La distribución será de carga continua en una parrilla que funciona como una cinta transportadora donde el

combustible va quemándose a medida que avanza. Cuando la ceniza llega al final del horno cae sobre el cenicero que incluye a su vez otra cinta transportadora que saca las cenizas de la caldera y las deposita en un cenicero general donde quedan disponibles para su posterior aprovechamiento. Este proceso debe funcionar de manera óptima, para lo cual es importante regular la velocidad de la parrilla de manera que se logre la combustión completa de la biomasa en el tiempo que permanece en la parrilla antes de ser depositada en la cinta para la ceniza.

Caldera: En el proyecto se utilizará una caldera acuotubular de tipo D ya que son las más adecuadas desde el punto de vista de la presión de trabajo (25 bar). Las calderas tipo D se construyen para trabajar a presiones entre 30 y 100 bar. El hogar está en un lateral lo que le da forma de D y en la parte recta, hay un haz de tubos convectivos por donde circula agua desde los colectores al domo superior. Las paredes están conformadas por los tubos hervidores que reciben calor por radiación.

Sobrecalentador: Con el objeto de obtener vapor sobrecalentado a la salida de la caldera, la misma dispone de un sobrecalentador a la salida. El vapor a la entrada de la turbina de vapor debe tener condiciones de vapor sobrecalentado para que cuando se expanda en la turbina no se produzca vapor húmedo producto del condensado. La importancia de evitar que haya vapor húmedo en la turbina se debe a que cuando el vapor se expande en la turbina alcanza velocidades entre 1.000 y 1.450 km/h. En caso de contener humedad, las gotas de agua impactarían en los álabes y la carcasa provocando daños graves a la máquina.

Turbina de Vapor: Las turbinas pueden ser de dos tipos según el movimiento de la corriente de vapor dentro del cuerpo de la turbina: axiales o radiales. En las primeras la circulación del vapor es paralela al eje de la turbina, mientras que en las segundas, la circulación se establece en un plano perpendicular al eje de la turbina. A su vez las turbinas axiales pueden ser de acción o reacción según el tipo de escalonamiento que posean. En las turbinas de acción la expansión se produce en la corona fija (toberas) y en la corona móvil se produce exclusivamente la transformación de energía cinética en trabajo mecánico sin expansión ni caídas de presión. En las turbinas de reacción, en las

paletas móviles, existe la conversión en energía mecánica pero además va acompañada de una caída de presión y por lo tanto hay también expansión. Se propone la instalación de una turbina de vapor modelo SST-111 del fabricante SIEMENS, con una potencia de hasta 12 MW.

Generador Eléctrico: Un generador eléctrico es un dispositivo capaz de transformar la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura (estator). Si mecánicamente se produce un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se generará una fuerza electromotriz (F.E.M.).

El generador está acoplado a la turbina y recibe de ella la fuerza mecánica suficiente como para poder realizar el movimiento que generará la fuerza electromotriz.

Transformador: Es un dispositivo eléctrico que consta de una bobina de cable situada junto a una o varias bobinas más, y que se utiliza para unir dos o más circuitos de corriente alterna (CA) aprovechando el efecto de inducción entre las bobinas. Un transformador cuyo voltaje secundario sea superior al primario se llama transformador elevador. Si el voltaje secundario es inferior al primario este dispositivo recibe el nombre de transformador reductor. El producto de intensidad de corriente por voltaje es constante en cada juego de bobinas, de forma que en un transformador elevador el aumento de voltaje de la bobina secundaria viene acompañado por la correspondiente disminución de corriente.

En este proyecto, se utiliza un transformador elevador, para elevar el voltaje de 15 KV a la salida del generador hasta acoplar la energía generada por la planta a la red de distribución del Sistema Eléctrico Nacional.

Condensador: Tiene como función extraer el calor latente del agua de trabajo para volver a tener agua líquida. El vapor utilizado para generar potencia, en un ciclo Rankine debe ser condensado una vez que sale de la máquina motriz para que el condensado pueda ser utilizado nuevamente en el proceso como agua de alimentación. Este proceso debe realizarse a la menor temperatura posible para que el rendimiento del ciclo sea el más alto posible. Para extraer el calor latente del vapor se requiere de una fuente fría, generalmente agua. En

general, las grandes centrales térmicas se instalan en las márgenes de ríos, lagos y mares ya que el caudal de vapor que deben condensar es elevado. En estos casos se utiliza un ciclo abierto de agua de refrigeración, donde el agua es tomada de la fuente, circula por el condensador recibiendo calor del vapor a condensar y es nuevamente descargada previo tratamiento para no alterar el ecosistema.

Bomba: Una bomba es una máquina que se utiliza para desplazar un fluido líquido en contra de un gradiente de presión, se utilizan para distribuir y conducir líquidos en lugares donde no se puede realizar por gravedad. En la instalación con ciclo Rankine, la misma debe transportar el líquido condensado a muy baja presión hasta la caldera que está a una presión mucho más elevada. Las bombas absorben potencia de otra máquina para poder entregar trabajo al fluido.

En este proyecto, las bombas estarán alimentadas con energía eléctrica generada en la misma planta al igual que el resto de la instalación eléctrica.

Chimenea: Luego de pasar por la caldera y el sobrecalentador y de aprovechar el calor contenido en ellos, los gases provenientes de la combustión son liberados a la atmósfera a través de la chimenea. Inmediatamente después de salir del sobrecalentador, los gases de combustión se utilizan para precalentar el agua de alimentación antes de su ingreso en la caldera, este dispositivo recibe el nombre de economizador, y se utilizan también para precalentar el aire que se requiere para la combustión en el calentador de aire.

iii) Valores de producción

Dada la importancia y necesidad de continuar incrementando la capacidad de generación eléctrica en España mediante el uso de energías renovables se propone la creación de una compañía que utilice el orujo de olivo y los residuos de la poda como materiales combustibles. Los valores de producción que se contemplan son los siguientes:

- Capacidad Instalada: 9 MW.
- Potencia 135.000 MWh al año.
- Presión Caldera: 50 bar.
- Presión Condensador: 0,06 bar.
- Eficiencia Térmica: Caldera: 95 %.
- Eficiencia Mecánica Bomba presión: 75 %.
- Eficiencia Turbina: 85 %
- Temperatura Ambiente: 20 °C
- Temperatura Hogar Caldera: 1000 °C
- Poder Calorífico Inferior del Combustible: 3.800kcal/kg con un 15% de humedad.

La central tendrá una capacidad para producir 9 MW de potencia y que entregará 135.000 MW/h al año descontando 5 días de parada de planta anual para mantenimiento. Con esta potencia se consigue brindar energía eléctrica, un recurso crítico para el normal desarrollo de un país, a aproximadamente 50.000 habitantes, cifra que representa un 0,7% de la población total de Andalucía.

iv) Ubicación de la central para un óptimo aprovechamiento de recursos

Dado que el presente proyecto plantea utilizar el orujo de olivo como combustible en la caldera, se procede a realizar una evaluación de las superficies de cultivo de olivo en España y, en particular, en la Comunidad Autónoma de Andalucía, la cual es una de las que posee mayor biomasa potencial disponible en t/año y en tep/año (ver figuras 13 y 14). Para realizar dicha evaluación se toma como referencia el informe titulado “Análisis de la densidad en las plantaciones de olivar en Andalucía”, publicado por la Junta de Andalucía, en el cual se estudian las densidades de plantación de los olivares andaluces con información recopilada por el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación (MAPA) y las Consejerías competentes en materia de Agricultura de las distintas Comunidades Autónomas, para una serie histórica de 4 años, desde 2015 hasta 2018. También se analiza la densidad de plantación a nivel nacional, en concreto para las seis comunidades autónomas con mayor superficie de olivar, las cuales representan más del 95 % del total de superficie presente en España.

Según datos presentados en el referido informe, Andalucía es la comunidad con mayor superficie de olivar en el año 2018, alcanzando una superficie total de 1.630.473 hectáreas, lo cual representa el 60,4 % del total de España en las seis comunidades autónomas evaluadas, tal como se indicó en el párrafo anterior (ver figura 20).

Tabla 6. Distribución de la superficie de olivar por Comunidades Autónomas. Año 2018.

	SUP (ha)	%
ARAGÓN	59.918	2,2%
CATALUÑA	114.038	4,2%
CASTILLA LA MANCHA	428.850	15,9%
C. VALENCIANA	94.764	3,5%
EXTREMADURA	283.416	10,5%
ANDALUCÍA	1.630.473	60,4%
OTRAS	85.986	3,2%
ESPAÑA	2.697.445	

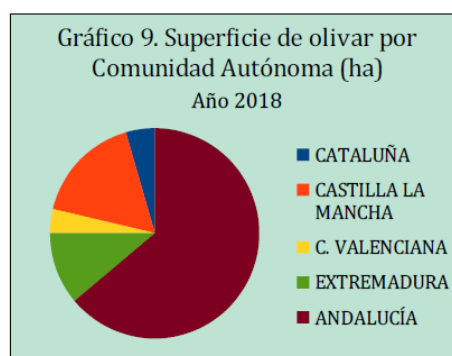


Figura 20: Distribución de la superficie de olivar por Comunidades Autónomas

Dicho informe también refleja un incremento sostenido de la superficie de olivar en la Comunidad Autónoma de Andalucía, pasando desde 1.511.764 ha en 2015 hasta 1.630.473 ha en 2018.

También se determina que las provincias de Andalucía con mayores tasas de incremento fueron Córdoba y Sevilla, específicamente en los olivares con una densidad entre 200-600 árboles/ha y 1000-2000 árboles/ha (ver figura 21).

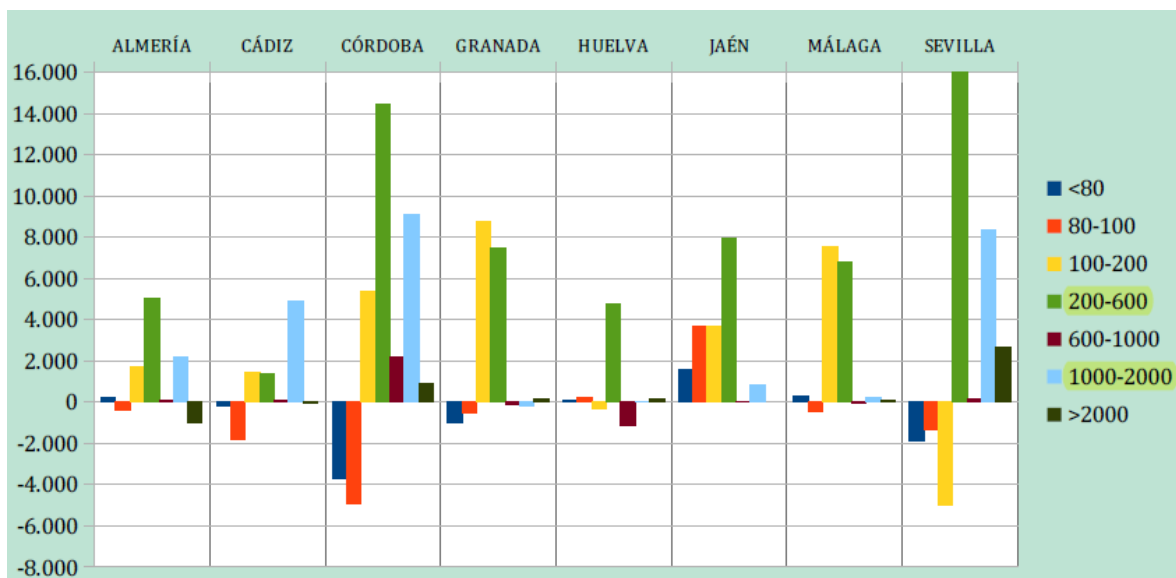


Figura 21: Diferencia de superficie entre 2018 y 2015 (ha). Informe titulado “Análisis de la densidad en las plantaciones de olivar en Andalucía”

Un proveedor de la biomasa del olivar es la Oleícola El Tejar Nuestra Señora de Araceli, S. Coop. And., conocida como Carbonell, la cual es una cooperativa agrícola, de segundo grado, cuyo objeto social es el aprovechamiento integral de los subproductos del olivar, en especial del orujo húmedo resultante de la industria almazarera. Fue constituida en 1967 por un grupo de cinco cooperativas, y en la actualidad cuenta con 245 entidades asociadas que, a su vez, procesan la aceituna de más de 80.000 agricultores que cultivan más de 400.000 hectáreas. La sede social y oficinas centrales están ubicadas en la localidad de El Tejar (Córdoba). Carbonell ha sido siempre pionera en la incorporación de nuevas tecnologías, tanto en la extracción de aceite de orujo como en el aprovechamiento de sus diversos componentes de este y de la biomasa del olivar.

La actividad inicial de Oleícola El Tejar de extracción de aceites de orujo se ha venido diversificando a lo largo de su historia. En este sentido hay que señalar la existencia de una serie de complejos agroindustriales, ubicados en distintas localidades de la geografía andaluza, en los que se llevan a cabo todos los procesos industriales necesarios y que culminan en un aprovechamiento integral de los subproductos del olivar. Mención especial merece la producción de energía eléctrica a partir de la biomasa del olivo. En la actualidad funcionan cuatro plantas eléctricas: tres en Palenciana (Córdoba), con una potencia de 12,9 MW, 5,7 MW y 5,3 MW, y una en Baena (Córdoba), con una potencia de 20 MW.

El potencial de la biomasa del olivo es enorme: los 7,5 millones de toneladas de aceituna que producen los olivares andaluces generan 6 millones de toneladas de alperujo, lo que se acompaña de 3,5 millones de toneladas de hojas y ramas de poda. En estos pocos años de su historia, Oleícola El Tejar ha procesado más de 18 millones de toneladas de biomasa del olivar, lo que en términos de energía primaria significa que se han dejado de consumir de combustibles fósiles más de 3,5 millones de TEP (tonelada equivalente de petróleo).

Con parte de esta biomasa, y desde el año 1995, se han producido 3.510.000 MWh, y el resto se ha empleado en usos térmicos. La apuesta de Oleícola El Tejar por la valorización y aprovechamiento energético de los residuos del olivar y su transformación en energía eléctrica es actualmente la más importante de la península Ibérica, habiendo sido pionera en aportar soluciones tecnológicas que han demostrado una alta sensibilización por la conservación y protección del medio ambiente, contribuyendo de manera especial a la resolución del grave problema medioambiental que generaba el alpechín.

De lo anterior se propone ubicar la central en la Comunidad Autónoma de Andalucía, específicamente en la provincia de Córdoba.

v) **Modelo de negocio**

Ingresos

Los ingresos económicos deberán provenir principalmente de la comercialización de la energía eléctrica. El proyecto requerirá la elaboración de un análisis de factibilidad del económico-financiero, ya que además de generar energía eléctrica sin consecuencias negativas para el medio ambiente, también es prioridad el obtener réditos económicos. El análisis económico financiero del proyecto en cuestión se puede efectuar para un período de 10 años.

La inversión inicial en un proyecto de este tipo se estima en € 2,5 millones por MW instalado. En este proyecto se montará una central con capacidad para producir 9 MW con lo cual se calcula una inversión inicial de € 22,5 millones. Es preciso que las ganancias obtenidas por la operación de esta central permitan recuperar esa inversión en el menor tiempo posible y generar suficiente ganancia como para que sea atractivo invertir en un proyecto de estas características.

Por otra parte, también se pueden obtener ingresos económicos por la venta de subproductos obtenidos en el proceso de generación de energía eléctrica, tal como la ceniza obtenida durante la combustión de la biomasa. Esta ceniza combinada con hidróxido de calcio para alcalinizar su pH, puede ser utilizada como un excelente fertilizante para el suelo por su alto contenido de fósforo y potasio. Las cenizas se comercializan pelletizadas y el precio de venta por tonelada de ceniza pelletizada es de aproximadamente € 10. Por lo tanto, sabiendo que la masa de cenizas obtenidas en la combustión es de aproximadamente un 15% de la masa inicial, esto es 65.000 toneladas de biomasa, se pueden calcular los ingresos por la venta de las cenizas.

Costes

Los costes formarán parte del análisis de factibilidad del económico-financiero.

Según la página web <http://www.energia.renovetec.com>, el coste de construcción de una central térmica de biomasa en Europa ronda los 2,5 millones de euros por MW de potencia instalada.

Este coste por MW de potencia instalada incluye:

- Ingeniería del proyecto
- Permisos y licencias de construcción
- El suministro de todos los equipos
- El montaje y puesta en marcha

No incluye:

- El coste de la línea eléctrica desde la planta hasta la subestación de interconexión con la red eléctrica.
- Los costes relacionados con la toma de agua de refrigeración y servicios.
- Los costes del terreno en que se asienta la central.
- Otros costes u obras no indicados.

Otro coste se refiere al transporte de la biomasa desde su ubicación original en los campos de olivos y en las plantas de producción de aceite de oliva hasta la planta referida en este proyecto. La obtención de la biomasa utilizada como materia prima, no tiene ningún costo para el proyecto, ya que presenta un beneficio tanto para los productores, como para la sociedad local, a los primeros les resuelve un problema de espacio y de tratamiento de residuos, mientras que a la sociedad la beneficia mediante la eliminación de focos de contaminación. El abastecimiento de la materia prima, tal como fue mencionado anteriormente se hará en camiones de 60 m³ de capacidad y 30 toneladas de carga a un costo de 7 €/km. Si se considera un trayecto promedio de 80 km y se tiene un total de 65.000 toneladas a transportar por año, se obtiene tanto el costo de transporte por tonelada como el costo total de flete por año. Estos serían todos los costos asociados a la obtención de la materia prima.

Adicionalmente se tienen los gastos referidos a los costos de operación y mantenimiento de la planta, entre los cuales se encuentra: el mantenimiento de la instalación, la compra de materiales químicos (tanto para mantenimiento de la caldera y demás instalaciones como para tratamiento de las cenizas), costo del personal, seguros, alquileres y otros. Todos estos gastos operativos se ajustan año a año a una tasa estimada de incremento.

vi) Amenazas y oportunidades

Oportunidades

El sector eléctrico es el centro de atención para una economía baja en carbono. Casi el 60% de toda la nueva potencia de generación en 2040 proviene de las renovables y, para ese mismo año, la mayor parte de esta generación eléctrica será competitiva sin subvención alguna. El rápido desarrollo de la producción eléctrica de fuentes renovables conlleva costes más bajos.

Las subvenciones a las energías renovables giran actualmente en torno a los 150.000.000 de USD, de los cuales un 80% va destinado al sector eléctrico, un 18% al transporte y en torno a un 1% a los sistemas de calefacción. Con la reducción de costes y el aumento previsto de los precios de la electricidad para el usuario final, de aquí a la década de 2030, las subvenciones mundiales a las renovables siguen una tendencia decreciente a partir de un punto máximo de 240.000.000 USD.

La subida de precios de los combustibles convencionales, las necesidades de autosuficiencia energética y los objetivos medioambientales de nuestra sociedad han impulsado el desarrollo de nuevos proyectos tanto de generación eléctrica como de producción de energía térmica. Este hecho, unido al desarrollo tecnológico de la biomasa, presenta unas expectativas de crecimiento importantes para el sector de la biomasa en España.

Los subproductos de industrias agroalimentarias (hueso de aceituna, orujillo, granilla de uva) han abastecido tradicionalmente mercados de usos térmicos industriales y domésticos. El desarrollo de la cogeneración con gas en las últimas décadas del siglo pasado sustituyó estos usos en muchas industrias como las cerámicas. Ello puso en el mercado importantes cantidades de orujillo y otros productos promoviendo el desarrollo de plantas de generación eléctrica, sobre todo en Andalucía.

Amenazas

El desarrollo del mercado depende de cuán rentable sean los subsidios a las energías renovables, especialmente en Europa. Muchos mercados están saturados después de muchos años de subsidios, lo que hace que la construcción de nueva potencia solo valga la pena con la concesión de subsidios más generosos.

Como las plantas ya existentes funcionan con altos costes operativos, muchos países europeos están reduciendo los subsidios a las energías renovables. Por ejemplo, Reino Unido decidió no seguir organizando rondas de asignación de energías renovables después de 2019. En septiembre de 2017, Polonia pospuso su muy anticipada subasta de biomasa indefinidamente. Esta subasta se planificó inicialmente para octubre de 2017. Rumania tampoco parece considerar la reintroducción de los subsidios a las renovables.

Otros países europeos, sin embargo, están fortaleciendo el apoyo de a las renovables. Holanda decidió un plan de apoyo de 8.000 M€ para 2018. Finlandia va a establecer un nuevo sistema de subastas en 2018/2019, que también incluirá a la producción de electricidad con biomasa.

El sector energético es intensivo en inversiones y, por ello, necesita una estabilidad regulatoria para poder predecir en la medida de lo posible el funcionamiento de sus proyectos. En el caso de las energías renovables, esta necesidad es aún mayor pues al ser menores sus costes variables, las mayores inversiones se realizan al inicio del proyecto. Las últimas décadas han estado marcadas por la inestabilidad regulatoria en el sector, con múltiples cambios normativos, algunos de ellos modificando las condiciones iniciales de inversión con carácter retroactivo.

Otra amenaza es la falta de vínculos entre productor de biomasa y productor de energía: Los proyectos de biomasa, especialmente los vinculados con la producción eléctrica en centrales de gran tamaño, están supeditados al aseguramiento de un suministro constante, en calidad, cantidad y precio, de biomasa. En este sentido debe considerarse la fragmentación de la propiedad agroforestal española y la deficiencia estructural que afecta a muchas superficies agroforestales. Por ello, el suministro de biomasa puede estar vinculado a uno o

varios productores, lo que aumenta el riesgo de las inversiones y dificulta la promoción de proyectos, más aún si consideramos que todavía no existe un mercado maduro y fuerte de biomasa dentro de nuestro país.

En muchas ocasiones el productor del recurso no realiza la aplicación energética y no existe un vínculo contractual suficientemente fuerte para asegurar el suministro. Esto obliga a reforzar estos vínculos mediante una colaboración mantenida en el tiempo.

Además, la biomasa es uno de los pocos sectores dentro de las energías renovables donde existe o puede existir competencia entre los diversos agentes, energéticos o no, por conseguir el recurso. Los proyectos de biomasa necesitan un suministro asegurado de biomasa y para algunas de las materias primas utilizadas existen mercados alternativos que influyen en el desarrollo de sus aplicaciones energéticas.

Dado que las centrales de biomasa se abastecen de los recursos próximos a su localización, la competencia por el recurso entre centrales cuya área de influencia se solape puede afectar a su viabilidad y seguridad de suministro elevando artificialmente los precios de la biomasa.

Por último, se debe considerar la estacionalidad en la generación del recurso. Una gran parte de los recursos de biomasa existentes en España dependen de actividades ajenas al aprovechamiento energético, con un marcado aspecto de estacionalidad. Las podas de olivos, viñedos y árboles frutales también son una fuente importante de biomasa que generan gran cantidad de combustible en épocas del año muy concretas.

PARTE III: ANÁLISIS FINANCIERO

1. Proyección de estados financieros para una central de biomasa

Como último punto del presente trabajo se procederá a realizar un análisis cuantitativo de la viabilidad del proyecto. Para ello, lo primero que se hará es proyectar línea a línea la Cuenta de Pérdidas y Ganancias de una central de biomasa estándar, utilizando como base datos macroeconómicos estimados a futuro. Tras ello, se proyectarán las líneas fundamentales para construir los flujos de caja futuros con el objetivo de llevar a cabo una valoración DCF o de Flujos de Caja descontados. Por último, se calculará la tasa interna de retorno o TIR para tener una medida de la rentabilidad del proyecto en función de diferentes costes de capital.

Se utilizará un modelo financiero de 20 años, la mitad del periodo regulatorio medio para centrales térmicas. Una vez calculadas todas las líneas para esos 20 años, se utilizará un crecimiento constante para calcular los flujos de caja en perpetuidad. De este modo, el proyecto se considerará iniciado a 1 de enero de 2019 y los pronósticos finalizarán a 31 de diciembre de 2039.

El primer paso para el modelo es establecer unos “inputs” con los que poder pronosticar ventas, costes operativos, depreciaciones y amortizaciones, intereses y todos los elementos fundamentales.

A continuación, se expone la ficha del proyecto, donde se indican aspectos generales para el ejercicio de valoración:

Inputs Generales	
Nombre de planta	Icamasa
Moneda	EUR
Unidades	Unidad
Año de comienzo	2019
Años proyectados	20
Fase de estudio y construcción (año n desde comienzo)	2,0
Puesta en marcha (año n desde comienzo)	3,0

Figura 22: Tabla resumen del modelo financiero

También se detallan los datos iniciales de producción, derivados de los supuestos establecidos en la PARTE II. Estos datos de producción son los siguientes:

Producción	
Capacidad instalada	9 MW
Toneladas de biomasa/año	65.000,00
Porcentajes de uso de biomasa	100%
Biomasa para electricidad	90,0%
Biomasa perdida	10,0%
Biomasa para fertilizantes	20,0%
Autoconsumo de electricidad para procesamiento de biomasa	10,0%
Poder calorífico de la biomasa escogida (kcal/kg)	3.317,80
Conversión Kcal/kg a KWh	0,12%
PCI biomasa KWh/tn	3856,0
Rendimiento eléctrico	60,0%
Producción total anual MWh para la venta	135.346,07
Mix de recursos	
	100%
Recursos procedentes de la oliva (tn)	37.050,0
% orujillo	57,0%
PC (kcal/kg)	3.780,00
% poda	33,0%
PC (kcal/kg)	2.500,00
Recursos de la industria vinícola (tn)	-
% orujo uva	-
PC (kcal/kg)	3.240,00
% poda	-
PC (kcal/kg)	2.500,00
Otros (tn)	10,0%
PC (kcal/kg)	3.382,00
Fertilizantes	
Biomasa para fertilizantes	20,0%
Sólidos	70,0%
Líquidos	25,0%
Gaseosos	5,0%
Precios iniciales estimados	
Electricidad (€/kWh)	0,06
Fertilizante sólido (€/tn)	10,0
Fertilizante líquido (€/tn)	15,0
Otros fertilizantes (€/tn)	50,0

Figura 23: Datos de producción utilizados

Además, en la Parte II de este estudio, se establecía como principal proveedor de recursos al sector de la oliva, principalmente al orujo de la oliva y a los restos de la poda. Se asumía una recolección aproximada de 65.000 toneladas de recursos. Así, sabiendo los datos de poder calorífico de los recursos y las características de la central, se pueden estimar los datos de producción que nos servirán para proyectar las ventas y los costes. Es necesario recalcar que el modelo también está diseñado para cambiar el mix de productos de biomasa utilizados, ya sean de la industria vinícola, residuos industriales, purines, etc.

IPC	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Spain (average)	1.6%	1.5%	1.6%	1.8%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	2.0%	1.9%	1.9%	2.0%	2.0%	2.0%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%
IHS (20/07/2018)	2.0%	1.8%	1.7%	1.8%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%
BMI (20/07/2018)	1.2%	1.3%	1.5%	1.7%	1.9%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Europa (average)	2.3%	2.3%	2.3%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%
IHS (20/07/2018)	2.1%	2.4%	2.2%	2.1%	2.0%	2.0%	2.0%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%
BMI (20/07/2018)	2.4%	2.3%	2.4%	2.4%	2.4%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%
Normal GDP	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Spain (average)	4.0%	4.2%	3.7%	3.9%	4.0%	4.0%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%	3.9%
IHS (20/07/2018)	4.0%	4.1%	3.3%	3.6%	3.5%	3.4%	3.3%	3.2%	3.2%	3.2%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.2%	3.2%	3.1%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%
BMI (20/07/2018)	4.0%	4.4%	4.2%	4.3%	4.5%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%
Europa (average)	4.5%	4.7%	3.7%	4.3%	3.6%	3.6%	2.1%	3.5%	3.4%	3.4%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.4%	3.4%	3.4%	3.4%	3.4%
IHS (20/07/2018)	3.9%	3.6%	3.4%	3.2%	3.3%	3.5%	3.4%	3.4%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.3%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%
BMI (20/07/2018)	5.1%	5.9%	4.0%	5.4%	3.9%	3.7%	0.8%	3.7%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%
Real GDP	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Spain (average)	3.0%	2.6%	2.2%	2.0%	1.9%	1.9%	1.8%	1.8%	1.8%	1.7%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%
IHS (20/07/2018)	3.1%	2.6%	1.9%	1.8%	1.7%	1.6%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%
BMI (20/07/2018)	3.0%	2.7%	2.5%	2.2%	2.2%	2.1%	2.1%	2.2%	1.9%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%
Europa (average)	2.5%	2.0%	1.8%	1.7%	1.7%	1.6%	1.7%	1.7%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%
IHS (20/07/2018)	2.6%	2.1%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
BMI (20/07/2018)	2.4%	2.0%	1.8%	1.7%	1.7%	1.6%	1.7%	1.7%	1.6%	1.6%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%

Figura 24: Datos macroeconómicos obtenidos de BMI y IHS

Una vez conocidos los datos de producción, podremos calcular los ingresos. La línea de ventas se estimará con la metodología P*Q, es decir, cantidad generada de electricidad por el precio establecido para cada año. Dicho precio se proyectará en función de la evolución del IPC (índice de precios al consumidor) obtenidos BMI Research e IHS Markit.

Además, y cómo se había mencionado en la Parte II, se utilizarán residuos del proceso en la central (cenizas) para producir fertilizantes. Dichos fertilizantes se comercializarán, optimizando el proceso en la central. Se estima que el 15% de la masa utilizada en la central se podrá transformar en fertilizantes y que los precios de éstos que aumentarán en línea con el Producto Interior Bruto de España.

Sumando ambas cifras, ingresos por electricidad e ingresos por fertilizantes, obtenemos la línea de ventas totales.

Los costes operativos se dividirán en las siguientes líneas con un coste estimado inicial estimado expuesto en la siguiente tabla:

Costes operativos	
Puesta en Marcha (€)	1.000.000,0
O&M (€/año)	800.000,0
Agua & Energía (€/año)	150.000,0
Consumibles (€/año)	1.000.000,0
Alquileres (€/año)	200.000,0
Tasas y Tributos (€/año)	50.000,0
Administración (€/año)	100.000,0
Gestión Residuos (€/año)	--
Transporte (€/año)	1.213.333,3
Kms promedio recorridos	80,0 km
Toneladas por flete	30,0
Costo por flete (€/km)	7,0
Total de toneladas transportadas	65.000,0

Figura 25: Detalle de los costes operativos

Dichas líneas se proyectarán de la siguiente manera en el modelo:

- La puesta en marcha sólo afecta a la cuenta de pérdidas y ganancias en el año posterior a la construcción, es decir, el año 3.
- Los costes de operación y mantenimiento (O&M) se proyectarán a futuro asumiendo un porcentaje sobre ventas constante a partir del primer año en operación.
- Los costes de agua y energía se estimarán en aumento con el IPC, mientras que el coste de los consumibles (productos químicos, materiales, etc.) se proyectarán con el PIB.
- Alquileres, tasas y tributos y administración se supondrán constantes, al tratarse de costes establecidos por contratos de largo plazo.
- Los costes por gestión de residuos se consideran nulos. La obtención de la biomasa utilizada como materia prima, no tiene ningún costo para el proyecto, ya que presenta un beneficio tanto para los productores, a los que les resuelve un problema de espacio y de tratamiento de residuos.
- Por último, el transporte de los recursos de biomasa se calculará multiplicando un promedio estimado kilómetros por recorrer por el coste del flete. Este último se supondrá en línea con el PIB español.

Con estas líneas de ventas y costes operativos llegamos a un EBITDA de c. €4m en el cuarto año con unos márgenes crecientes de hasta 54,3% en el último año de pronóstico.

Para obtener el beneficio de explotación, debemos sustraer los costes de depreciación y amortización. Éstos se calculan suponiendo que toda la inversión inicial se contabiliza como activo y se deprecia de manera lineal a los 10 años de producirse dicha inversión. Debemos tener en cuenta que el Estado proporciona una subvención del 10% de la inversión inicial para este tipo de proyectos, como se ha estudiado anteriormente.

Se estimará una inversión inicial de €2,5m por MW. Los principales datos se resumen en la siguiente tabla:

Inversión inicial	
Inversión inicial estimada (€)	22.500.000,0
Capacidad instalada (MW)	9 MW
Coste estimado por MW (€) por la media europea	2.500.000,0
Desembolso inversión inicial (año tras construcción):	100,0%
Año 1 (%)	15,0%
Año 2 (%)	37,5%
Año 3 (%)	47,5%

Figura 26: Cálculo y desglose de la inversión inicial

Teniendo en cuenta todo lo anterior, se proyecta la línea de depreciaciones y amortizaciones o D&A:

€	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
D&A inversión inicial	--	--	--	(303.750,00)	(1.063.125,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)
Años amortización (línea)	10,00										
Año 1											
Alta activo	--	--	--	(3.037.500,00)	--	--	--	--	--	--	--
Contador	--	--	--	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00
D&A anual	--	--	--	(303.750,00)	(303.750,00)	(303.750,00)	(303.750,00)	(303.750,00)	(303.750,00)	(303.750,00)	(303.750,00)
Año 2											
Alta activo	--	--	--	--	(7.593.750,00)	--	--	--	--	--	--
Contador	--	--	--	--	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00
D&A anual	--	--	--	--	(759.375,00)	(759.375,00)	(759.375,00)	(759.375,00)	(759.375,00)	(759.375,00)	(759.375,00)
Año 3											
Alta activo	--	--	--	--	--	(9.618.750,00)	--	--	--	--	--
Contador	--	--	--	--	--	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00
D&A anual	--	--	--	--	--	(961.875,00)	(961.875,00)	(961.875,00)	(961.875,00)	(961.875,00)	(961.875,00)

Aproximaremos que el 100% de la inversión inicial se contabiliza como activa y se depreciará/amortizará linealmente en 10 años

Figura 27: Detalle de las amortizaciones estimada

Se muestran 10 años de proyecciones de D&A. Cabe destacar que la inversión inicial realizada queda amortizada a nivel contable en el año 2033.

Llegamos así a la línea de beneficio de explotación, o beneficio antes de intereses e impuestos o EBIT. Se muestra la evolución del EBIT:

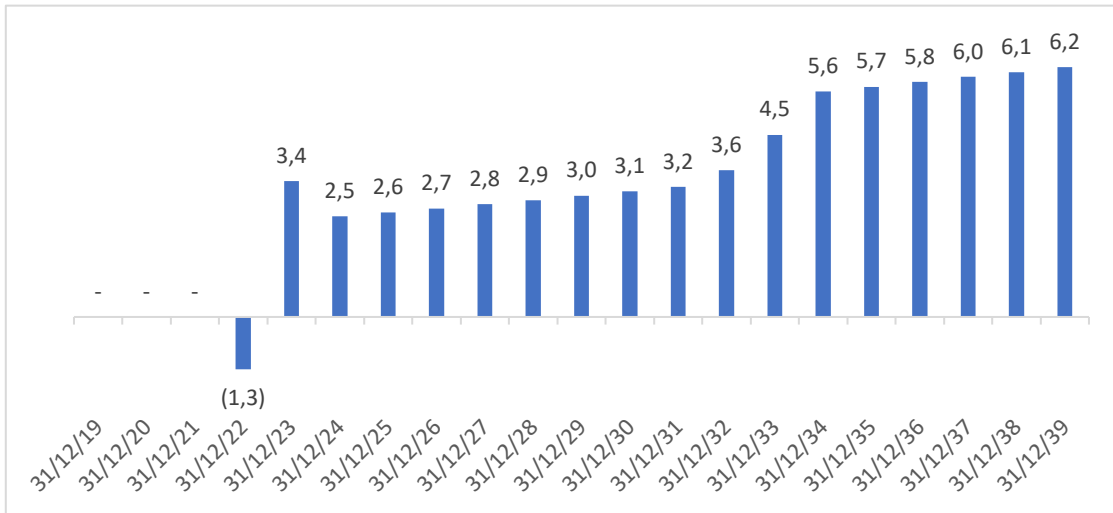


Figura 28: Evolución del beneficio de explotación hasta 2039

Por último, debemos restar los costes por impuestos e intereses para llegar al beneficio neto. Para modelar los intereses se ha supuesto una financiación 50% deuda de la inversión inicial, siendo los datos de la deuda contraída los siguientes:

Régimen de repago de la deuda						
	Deuda contraída	Repagos	Intereses	Año inicial	Año final	
Deuda A	1.518.750,00	10 años	3%	3	13 años	
Deuda B	3.796.875,00	10 años	3%	4	14 años	
Deuda C	4.809.375,00	7 años	3%	5	12 años	

Figura 29: Detalle de la deuda incurrida

Los impuestos se obtienen aplicando el régimen vigente de Impuesto de Sociedades que lo establece en el 25% del beneficio antes de impuestos.

Cuenta de pérdidas y ganancias		31-dic 19	31-dic 20	31-dic 21	31-dic 22	31-dic 23	31-dic 24	31-dic 25	31-dic 26	31-dic 27	31-dic 28	31-dic 29	31-dic 30	31-dic 31	31-dic 32	31-dic 33	31-dic 34	31-dic 35	31-dic 36	31-dic 37	31-dic 38	31-dic 39	
EUR millon																							
Ventas		--	--	--	--	8,15	8,31	8,47	8,64	8,80	8,98	9,15	9,33	9,51	9,70	9,88	10,08	10,27	10,46	10,66	10,87	11,07	
Creclimiento (%)		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	
Ventas electricidad		--	--	--	--	7,97	8,12	8,28	8,44	8,60	8,77	8,94	9,11	9,29	9,47	9,66	9,85	10,04	10,23	10,42	10,62	10,82	
Creclimiento (%)		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	2,0%	1,9%	1,9%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	
Electricidad generada (GMh)		--	--	--	--	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	
Precio de venta (€/MWh)		55,00	55,85	56,74	57,75	58,85	59,99	61,16	62,35	63,56	64,80	66,05	67,33	68,66	70,00	71,37	72,76	74,15	75,55	77,00	78,47	79,97	
Ventas fertilizantes		--	--	--	--	0,19	0,19	0,19	0,20	0,20	0,21	0,21	0,21	0,22	0,22	0,22	0,23	0,23	0,24	0,24	0,25	0,25	
Sólidos (tn)		--	--	--	--	9,100,00	9,100,00	9,100,00	9,100,00	9,100,00	9,100,00	9,100,00	9,100,00	9,100,00	9,100,00	9,100,00	9,100,00	9,100,00	9,100,00	9,100,00	9,100,00	9,100,00	
Líquidos (tn)		--	--	--	--	3,250,00	3,250,00	3,250,00	3,250,00	3,250,00	3,250,00	3,250,00	3,250,00	3,250,00	3,250,00	3,250,00	3,250,00	3,250,00	3,250,00	3,250,00	3,250,00	3,250,00	
Gas (tn)		--	--	--	--	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	
Precio de fertilizantes sólidos (€)		10,00	10,26	10,49	10,70	10,91	11,11	11,31	11,52	11,73	11,93	12,16	12,37	12,59	12,82	13,05	13,28	13,52	13,76	14,00	14,25	14,50	
Precio de fertilizantes líquidos (€)		15,00	15,40	15,73	16,05	16,36	16,67	16,97	17,28	17,59	17,89	18,22	18,55	18,89	19,23	19,58	19,93	20,28	20,64	21,01	21,38	21,75	
Precio de fertilizantes gas (€)		50,00	51,32	52,45	53,49	54,53	55,55	56,57	57,60	58,65	59,64	60,73	61,84	62,97	64,10	65,26	66,42	67,61	68,80	70,02	71,25	72,51	
Total costes operativos		--	--	--	--	(1,00)	(3,79)	(3,85)	(3,92)	(3,98)	(4,05)	(4,12)	(4,19)	(4,26)	(4,33)	(4,40)	(4,48)	(4,55)	(4,63)	(4,71)	(4,78)	(4,86)	
Como % de ventas		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	45,7%	45,6%	45,5%	45,4%	45,2%	45,1%	45,0%	44,9%	44,8%	44,7%	44,6%	44,4%	44,3%	44,2%	44,1%	44,0%	43,9%	
Costes de puesta en marcha		--	--	--	--	(1,00)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	
Operaciones y mantenimiento		--	--	--	--	(0,80)	(0,82)	(0,83)	(0,85)	(0,86)	(0,88)	(0,90)	(0,92)	(0,93)	(0,95)	(0,97)	(0,99)	(1,01)	(1,03)	(1,05)	(1,07)	(1,09)	
Costes de agua y energía		--	--	--	--	(0,16)	(0,16)	(0,17)	(0,17)	(0,17)	(0,18)	(0,18)	(0,18)	(0,19)	(0,19)	(0,19)	(0,20)	(0,20)	(0,21)	(0,21)	(0,22)	(0,22)	
Costes de consumibles		--	--	--	--	(1,09)	(1,11)	(1,13)	(1,15)	(1,17)	(1,19)	(1,21)	(1,24)	(1,26)	(1,28)	(1,31)	(1,33)	(1,35)	(1,38)	(1,40)	(1,43)	(1,46)	
Aquiles (€/ano)		--	--	--	--	(0,20)	(0,20)	(0,20)	(0,20)	(0,20)	(0,20)	(0,20)	(0,20)	(0,20)	(0,20)	(0,20)	(0,20)	(0,20)	(0,20)	(0,20)	(0,20)	(0,20)	
Tasas y Tributos (€/ano)		--	--	--	--	(0,05)	(0,05)	(0,05)	(0,05)	(0,05)	(0,05)	(0,05)	(0,05)	(0,05)	(0,05)	(0,05)	(0,05)	(0,05)	(0,05)	(0,05)	(0,05)	(0,05)	
Administración (€/ano)		--	--	--	--	(0,10)	(0,10)	(0,10)	(0,10)	(0,10)	(0,10)	(0,10)	(0,10)	(0,10)	(0,10)	(0,10)	(0,10)	(0,10)	(0,10)	(0,10)	(0,10)	(0,10)	
Transporte		--	--	--	--	(1,32)	(1,35)	(1,37)	(1,40)	(1,42)	(1,45)	(1,47)	(1,50)	(1,53)	(1,56)	(1,58)	(1,61)	(1,64)	(1,67)	(1,70)	(1,73)	(1,76)	
EBITDA		--	--	--	--	4,43	4,52	4,62	4,72	4,82	4,93	5,03	5,14	5,25	5,37	5,48	5,60	5,72	5,83	5,96	6,08	6,21	
Como % de ventas		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	54,3%	54,4%	54,5%	54,6%	54,8%	54,9%	55,0%	55,1%	55,2%	55,3%	55,5%	55,6%	55,7%	55,8%	55,9%	56,0%	56,1%	
D&A		--	--	--	--	(0,30)	(1,06)	(2,03)	(2,03)	(2,03)	(2,03)	(2,03)	(2,03)	(2,03)	(1,72)	(0,96)	--	--	--	--	--	--	
Como % de ventas		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	13,0%	24,4%	23,9%	23,4%	23,0%	22,6%	22,1%	21,7%	21,3%	17,8%	9,7%	--	--	--	--	--	--	
EBIT		--	--	--	--	(1,30)	3,37	2,50	2,60	2,69	2,80	2,90	3,01	3,12	3,23	3,34	3,45	3,56	3,67	3,78	3,89	4,00	
Como % de ventas		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	41,3%	30,1%	30,6%	31,2%	31,8%	32,3%	32,9%	33,4%	33,9%	34,5%	35,1%	35,7%	36,2%	36,8%	37,3%	37,9%	38,4%	
Intereses		--	--	--	--	(0,04)	(0,14)	(0,25)	(0,21)	(0,17)	(0,14)	(0,10)	(0,06)	(0,03)	(0,01)	--	--	--	--	--	--	--	
PBT		--	--	--	--	(1,30)	3,32	2,36	2,35	2,48	2,62	2,77	2,91	3,05	3,20	3,33	3,47	3,60	3,73	3,86	3,99	4,12	
Como % de ventas		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	40,8%	28,4%	27,7%	28,8%	29,5%	30,8%	31,8%	32,7%	33,6%	34,5%	35,4%	36,3%	37,2%	38,1%	39,0%	39,9%	40,8%	
Impuestos		--	--	--	--	0,33	(0,83)	(0,59)	(0,59)	(0,62)	(0,66)	(0,69)	(0,73)	(0,76)	(0,80)	(0,83)	(0,87)	(0,91)	(0,95)	(0,99)	(1,03)	(1,07)	
% de impuestos		25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	
Beneficio Neto		--	--	--	--	(0,98)	2,49	1,77	1,76	1,86	1,97	2,07	2,18	2,29	2,40	2,52	2,64	2,75	2,86	2,97	3,08	3,19	
Como % de ventas		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	30,6%	30,6%	21,3%	20,8%	21,6%	22,3%	23,1%	23,8%	24,5%	25,2%	26,0%	26,8%	27,5%	28,2%	29,0%	29,7%	30,5%	

Figura 30: Cuenta de Pérdidas y ganancias proyectada a 2039

Se indica también el detalle de dos líneas contables fundamentales: el “Cápex” (Capital expenditures o inversiones) y los cambios en el capital circulante.

En nuestro caso, el cápex (flujos salientes de caja para inversiones en activos) vendrá dado por las inversiones iniciales:

Calculo de Capex (capital expenditures)							
€	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Capex total	--	--	--	(3.037.500,00)	(7.593.750,00)	(9.618.750,00)	--
Inversión inicial	--	--	--	(3.375.000,00)	(8.437.500,00)	(10.687.500,00)	--
Año 1 (%)	--	--	--	(3.375.000,00)	--	--	--
Año 2 (%)	--	--	--	--	(8.437.500,00)	--	--
Año 3 (%)	--	--	--	--	--	(10.687.500,00)	--
Subvencionado por el estado	--	--	--	337.500,00	843.750,00	1.068.750,00	--

Figura 31: Pagos de la inversión inicial

Los cambios en capital circulante son las diferencias existentes entre activos operativos corrientes y pasivos operativos corrientes. Se puede aproximar como cuentas a cliente más inventarios, menos las cuentas a proveedores. Para estimar su evolución utilizaremos la métrica de días de inventario, cobro y pago.

- Para las ventas de electricidad, se asumirán las métricas estándar de la industria: 45 días de cobro, 0 días de inventario y 60 días de pago.
- Para las ventas de fertilizantes, se utilizarán 90 días de cobro, 90 días de inventario y 60 días de pago.

Proyectando todas estas líneas y calculando la diferencia entre los años consecutivos, obtenemos los cambios en capital circulante.

2. Modelo de valoración por Flujos de Caja Descontados

Se conoce como análisis por flujos de caja descontado o DCF a aquel método de valoración que proyecta los flujos de caja operativos que una compañía generaría en el futuro para calcular su valor. Dichos flujos de caja futuros son descontados a presente utilizando un descuento o coste de capital apropiado, debido a la teoría del “valor temporal del dinero” o Time Value of Money.

Todo el mundo estaría de acuerdo con la afirmación de que “1 € hoy en día vale más que un euro en 10 años”. Esto parece obvio, pero ¿por qué es así? El motivo principal de esto, además de la inflación, es el riesgo. Supongamos que debemos 100 € a alguien, si se los damos inmediatamente, podrá disponer de ellos y utilizarlos para generar beneficios. Sin embargo, si se los doy un año después ha perdido un año de uso y, lo que es más importante, no tiene la certidumbre de que sea devuelto. Es posible que el deudor pierda su empleo y no pueda repagar esos 100 €. De ahí que las finanzas estén basadas en un binomio rentabilidad – riesgo y el valor del dinero decrezca con el tiempo.

Por ello, el valor de una compañía o proyecto vendrá dado por los flujos de caja generados en el futuro descontados a tiempo presente utilizando un valor de coste de capital adecuado. La suma de todos ellos será igual al valor total del proyecto. Si este es mayor que 0, implica que el proyecto es rentable.

Existen otros métodos de valoración, conocidos como métodos relativos de valoración (como la valoración por múltiplos o valoraciones precedentes) que utilizan información disponible de otras compañías para, a través de ratios, calcular el valor de la compañía estudiada. No obstante, el método DCF se considera más exacto matemáticamente y refleja el valor intrínseco de la compañía, no el relativo.

El método DCF también tiene sus desventajas, pues proyectar a futuro los estados financieros de una compañía es un ejercicio de estimación bastante considerable.

Por tanto, para analizar cuantitativamente el valor de este proyecto se ha escogido la metodología de DCF. Para ello, se seguirán los siguientes pasos:

- i. Cálculo de los FCFs o flujos de caja operativos
- ii. Estimación de un coste de capital
- iii. Análisis del valor terminal
- iv. Cálculo de EV para un determinado Coste de Capital
- v. Cálculo de la TIR (tasa interna de retorno) del proyecto

- i. Cálculo de los flujos de caja operativos

Se conocen como flujos de caja operativos a aquellos flujos de caja que tendría el proyecto si no estuviese afectado por la estructura de capital que lo financia. Es decir, son los flujos de caja generados independientemente del coste de capital necesario para emprender el proyecto de inicio (los intereses).

Para ello, comenzaremos por la línea del beneficio operativo o EBIT, calculada anteriormente, y le aplicaremos el impuesto de sociedades. Llegamos así a una cifra teórica, el NOPAT o Non Operating Profit After Tax, que nos indicaría nuestro beneficio operativo neto (excluyendo pago de intereses).

+	EBITDA
-	D&A
=	EBIT
-	Impuestos sobre EBIT (25%)
=	NOPAT
+	Cambios en el capital circualnte
-	Capex
=	FCFF

Figura 32: Cálculo de los flujos de caja

Una vez calculado el NOPAT, a este se le deben restar los flujos de caja restantes del proyecto, que en nuestro caso serán los pagos por las inversiones o “capital expenditures” (cápex) y los cambios en el capital circulante (entradas o salidas caja que no se materializan debido a retraso de pagos de clientes, de pagos a proveedores o de movilización de inventario).

Estas líneas ya se han estimado previamente, con lo que ya se podrá construir una proyección del futuro flujo de caja operativo.

ii. Estimación de un coste de capital

Para la estimación del coste de capital es necesario establecer cómo se va a obtener el capital para financiar el proyecto, bien con deuda o con patrimonio (equity). El objetivo es establecer una estructura de capital y, a partir de ella, conocer el coste ponderado de deuda y de fondos propios, es decir, el WACC.

Comenzaremos calculando el coste de los fondos propios. Para ello utilizaremos la fórmula estándar para estos casos conocida como "CAPM". El CAPM o capital asset pricing model (modelo de valoración de activos financieros) calcula el riesgo de un proyecto o una compañía en comparación con el mercado en el que se encuentra. Para ello constará de los siguientes términos:

$$CAPM: K_e = R_{fr} + \beta \times R_m$$

1. La tasa libre de riesgo o R_{fr} . Es una medida aproximada del riesgo en términos absolutos, es decir, el riesgo mínimo existente en una determinada coyuntura económica. En nuestro caso lo aproximaremos a 3%, que es la media en los últimos 10 años de la rentabilidad del bono soberano español a 10 años.
2. El coeficiente Beta (β) mide la volatilidad de un determinado activo (una acción o un valor) relativo al mercado. Valores altos de Beta implican una mayor volatilidad, una Beta baja implica menor volatilidad del mercado y una Beta de 1,0 es equivalencia con el mercado. El Coeficiente Beta (β) se calcula usando análisis de regresión contra un índice representativo del valor del mercado, por ejemplo, Ibex 35. Así Beta nos permite aproximar el riesgo del activo en relación la media de activos y nos sirve para diversificar la composición de una cartera de activos, combinando activos con β distintos y reduciendo el riesgo del porfolio. Cabe destacar que la Beta estima solamente el riesgo sistemático, es decir aquel riesgo que se puede evitar diversificando la cartera en diferentes clases de activos. En nuestro caso, dado que se trata de una compañía de generación de electricidad, con flujos de caja estables y anti-cíclica, pero bastante dependiente de la regulación, se utilizará una Beta de 1,0; es decir, igual de volátil que el mercado.

3. Por último, debemos establecer el riesgo del mercado R_m sobre el que se mide la beta. Se trata de la prima de riesgo de las acciones o Equity Risk Premium español, que hoy en día está establecido en torno a 8,2%.

En conclusión, el coste de Equity o de fondos propios que utilizaremos en nuestro diagnóstico será de 11,2%.

En cuanto al coste de la deuda, existen varios métodos de computarla. Los métodos más estándar son calcular la rentabilidad a mercado que tienen los últimos bonos emitidos por la compañía o en utilizar de los ratings establecidos por las agencias crediticias (S&P, Moody's o Fitch). En el caso presente, dado que no existe una calificación crediticia ni emisión previa de bonos, asumiremos una calificación similar a una compañía española de electricidad como Viesgo. Actualmente Viesgo mantiene una calificación crediticia de B+, lo que significa un coste de la deuda aproximado del 6.8%. Así, para este proyecto utilizaremos un coste de deuda previo de impuestos del 7%. Por último, debemos multiplicarlo por el tipo no impositivo, dado que los intereses suponen un escudo fiscal y permiten deducir impuestos. Siendo el tipo impositivo español del 25%, el coste de deuda utilizado será del 5,25%.

Por último, debemos asumir una estructura de capital propia para el proyecto. Como se ha dicho previamente, la estructura de financiación será de 50% deuda y 50% fondos propios. Por tanto, el descuento o WACC resultante será de 8,2%.

iii. Análisis del valor terminal

Habitualmente, como no es posible proyectar flujos de caja hasta el final del proyecto, se aproxima el valor de dichos flujos de caja a un valor terminal. Dicho valor se obtiene asumiendo un crecimiento constante del negocio, una vez éste se encuentre ya en su etapa madura. En el caso de una central, asumiremos un valor de 40 años que es el periodo medio de vida regulatoria útil.

Como ya se han proyectado 20 años de flujos de caja, será necesario aplicar el valor terminal para estos próximos 20 años.

La fórmula del valor terminal viene dada por:

$$TV_n = \frac{FCF_n \times (1 + g)}{WACC - g} \times \frac{1}{WACC^n}$$

Donde,

- a) n es el año en el que se calcula el Valor Terminal
- b) FCF_n es el flujo de caja operativo del último año
- c) g es la tasa de crecimiento supuesta en perpetuidad. Se utilizará un crecimiento aproximado del 1% (estimación conservadora del PIB europeo).
- d) WACC es el descuento utilizado.

Como a partir del año 40 la compañía habrá cumplido su vida útil, se supondrán flujos de caja nulos a partir de ese año. Por tanto, para calcular el Valor Terminal de esos 20 años se computará: $VT_{20} - VT_{40}$. Para calcular FCF_{40} se utilizará el crecimiento supuesto: $FCF_{40} = FCF_{20} \times (1+g)^{20}$.

De este modo, el valor terminal de esos últimos 20 años será de €8.48m.

iii. Cálculo del EV

El EV es el valor real de las operaciones de una compañía, o en este caso, el valor real del proyecto. Se obtendrá sumándole al Valor Terminal calculado cada flujo de caja descontado a presente. Por tanto:

$$EV = \sum_n^{20} \frac{FCF_n}{(1 + WACC)^n} + TV$$

El valor final de este proyecto será de 12 millones de euros. Esto quiere decir que el proyecto es rentable dado el coste de capital empleado. Para valores negativos de EV el proyecto no será rentable.

v. Cálculo del TIR

Siguiendo el razonamiento anterior, la tasa interna de retorno o TIR es el coste de capital para el cual el EV es nulo. En este caso el TIR es 13.6%. Es decir, para costes de capital menores del 13.6% el proyecto no será rentable.

A continuación, se expone una gráfica que muestra la relación del EV con el coste de capital. Como es lógico, la gráfica cruza el eje en el 13.6%, es decir el TIR.

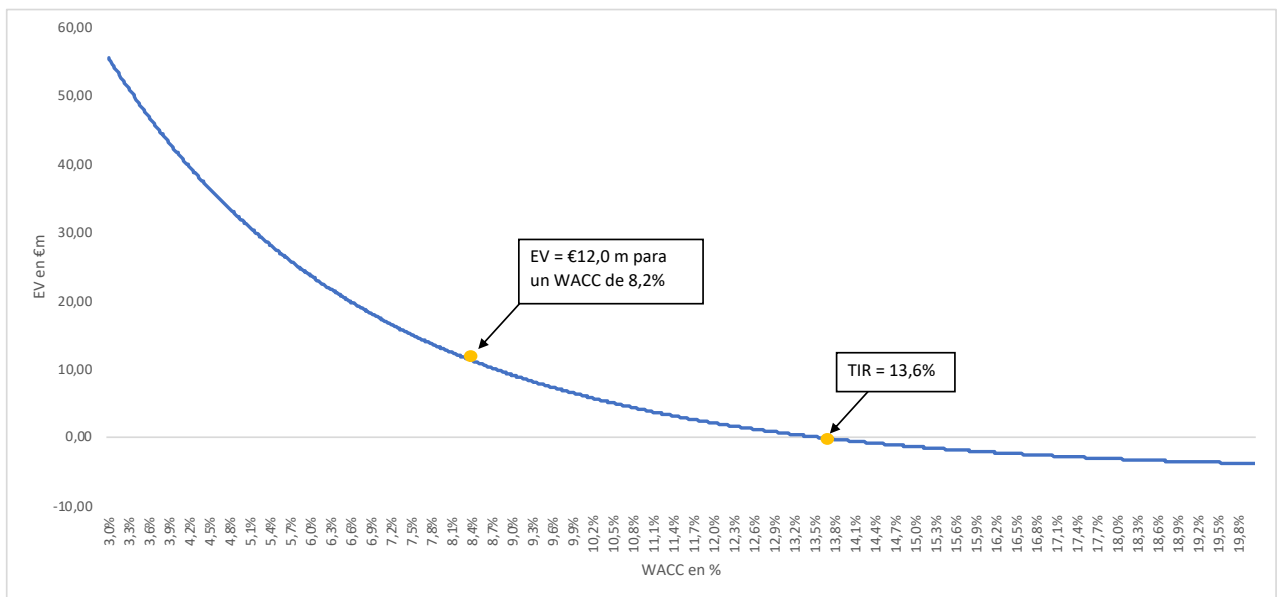


Figura 33: Relación de la tasa de descuento y el Enterprise Value

En conclusión, el análisis financiero indica que el proyecto propuesto es rentable. Su tasa interna de retorno o TIR es del 13,6% y su EV es de 12 millones de € para un WACC estimado del 8,2%.

CONCLUSIONES

El cambio climático constituye una creciente y severa amenaza para los ecosistemas del mundo. La contaminación atmosférica debida a la emisión de gases de efecto invernadero, por las industrias que utilizan combustibles fósiles en sus procesos, ha obligado y debe obligar a la humanidad a tomar cartas en el asunto de una manera seria y responsable.

Este proyecto de investigación representa una alternativa de solución a la necesidad de España de incrementar el uso de las energías renovables de acuerdo a lo solicitado en la DIRECTIVA (UE) 2018/2001 de fecha 11 de diciembre de 2018. La mayor utilización de energía procedente de fuentes renovables contribuye a fomentar la seguridad del abastecimiento energético, el suministro de energía sostenible a precios asequibles, el desarrollo tecnológico y la innovación. Simultáneamente ofrece ventajas ambientales, sociales y sanitarias y oportunidades de empleo y desarrollo regional, especialmente en zonas rurales y aisladas o en regiones con baja densidad de población o afectados parcialmente por la desindustrialización; y todo ello implementando un modelo sostenible de economía circular.

La propuesta de creación de una central termoeléctrica a partir del uso de la biomasa del olivar, contribuye al logro de los objetivos anteriormente expuestos. El uso de la biomasa para la generación de electricidad representa una alternativa eficiente que ha venido tomando lugar relevante en los últimos años dado lo elevado potencial de biomasa que existe en España. Tal es el caso de Andalucía que, una vez revisado los datos existentes, se presenta como uno de los territorios más productivos de la biomasa del olivar.

El proyecto plantea la instalación de una central termoeléctrica con capacidad para producir 9 MW de potencia y que entregará 135.000 MW/h al año. Con esta potencia se consigue suministrar energía eléctrica a aproximadamente 50.000 habitantes.

Además, el estudio financiero indica que, a pesar de que las estimaciones relativamente conservadoras, la tasa interna de retorno del proyecto sería de

aproximadamente 13,6% y su EV de 12,0 millones de euros. Dadas la coyuntura económica actual, caracterizada por una dinámica bajista de tipos de interés, un TIR del 13,6% es alto. Por tanto, desde un punto de vista financiero el proyecto es muy recomendable.

BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES CONSULTADAS

- i. *Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.*
- ii. *Energía.* Autor: Profesor Dr. Erich Übelacker. Santillana Ediciones Generales, 2006. Mexico
- iii. *Balance Socioeconómico de las Biomásas en España 2017-2021,* publicado por Unión por la Biomasa
- iv. Información corporativa de ENCE
- v. Información corporativa de Acciona
- vi. *The state of renewable Energies in Europe Edition 2018 18th,* informe de EurObserv'ER
- vii. *Solid Biomass Barometer* publicado por EurObserv'er
- viii. *Real Decreto 1042/2017 aprobado por el gobierno en fecha 22 de diciembre de 2017*
- ix. *Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre*
- x. *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio*
- xi. *Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre*
- xii. *Evaluación del potencial de energía de la biomasa* de IDAE
- xiii. Normativa española de bioenergía
- xiv. Red Electrica Española, información corporativa
- xv. CNMC
- xvi. Agencia Andaluza de Energía
- xvii. *Análisis de la densidad en las plantaciones de olivar en Andalucía*

Materiales de apoyo: Modelo financiero

Modelo financiero Icamasa

Inputs

Inputs Generales

Nombre de planta	Icamasa
Moneda	EUR
Unidades	Unidad
Año de comienzo	2020
Años proyectados	20
Fase de estudio y construcción (año n desde comienzo)	2,0
Puesta en marcha (año n desde comienzo)	3,0

Producción

Capacidad instalada	9 MW
Toneladas de biomasa anuales	65.000,00
Porcentajes de uso de biomasa	100%
Biomasa para electricidad	90,0%
Biomasa perdida	10,0%
Biomasa para fertilizantes	20,0%
Autoconsumo de electricidad para procesamiento de biomasa	10,0%
Poder calorífico biomasa escogida (kcal/kg)	3.317,80
Conversión Kcal/kg a KWh	0,12%
PCI biomasa KWh/tn	3856,0
Rendimiento eléctrico	60,0%
Producción total anual MWh para la venta	135.346,07

Detalle de entrada de recursos

Recursos procedentes de la oliva (tn)	37.050,0
% orujillo	57,0%
PC (kcal/kg)	3.780,00
% poda	33,0%
PC (kcal/kg)	2.500,00
Recursos de la industrial vinicola (tn)	-
% orujo uva	-
PC (kcal/kg)	3.240,00
% poda	-
PC (kcal/kg)	2.500,00
Otros (tn)	10,0%
PC (kcal/kg)	3.382,00

Mix de fertilizantes de cenizas

Biomasa para fertilizantes	20,0%
Sólidos	70,0%
Líquidos	25,0%
Gaseosos	5,0%

Precios de venta iniciales estimados aproximados

Electricidad (€/kWh)	0,06
Fertilizante sólido (€/tm)	10,0
Fertilizante líquido (€/tm)	15,0
Otros fertilizantes (€/tm)	50,0

Costes operativos

Puesta en Marcha (€)	1.000.000,0
O&M (€/año)	800.000,0
Agua&Energía (€/año)	150.000,0
Consumibles (€/año)	1.000.000,0
Alquileres (€/año)	200.000,0
Tasas y Tributos (€/año)	50.000,0
Administración (€/año)	100.000,0
Gestión Residuos (€/año)	--
Transporte (€/año)	1.213.333,3
Kms promedio recorridos	80,0 km
Toneladas por flete	30,0
Costo por flete (€/km)	7,0
Total de toneladas transportadas	65.000,0

Inversión inicial

Inversión inicial estimada (€)	22.500.000,0
Capacidad instalada (MW)	9 MW
Coste estimado por MW (€) por la media europea	2.500.000,0

Desembolso inversión inicial (año tras construcción):	100,0%
Año 1 (%)	15,0%
Año 2 (%)	37,5%
Año 3 (%)	47,5%

Capital circulante (datos en días) Datos estándar de la industria

DSO sobre ventas	
Electricidad	45,0
Fertilizante	90,0

DIO sobre inventario	
Electricidad	--
Fertilizante	90,0

DPO días de pago	
DPO general costes operativos	60,0

Datos de subvenciones

% inversión total recibido como subvención	10,0%
--	-------

Modelo financiero Icamas

Escenario	31-dic 19 Estimado	1 31-dic 20 Estimado	2 31-dic 21 Estimado	3 31-dic 22 Estimado	4 31-dic 23 Estimado	5 31-dic 24 Estimado	6 31-dic 25 Estimado	7 31-dic 26 Estimado	8 31-dic 27 Estimado	9 31-dic 28 Estimado	10 31-dic 29 Estimado	11 31-dic 30 Estimado	12 31-dic 31 Estimado	13 31-dic 32 Estimado	14 31-dic 33 Estimado	15 31-dic 34 Estimado	16 31-dic 35 Estimado	17 31-dic 36 Estimado	18 31-dic 37 Estimado	19 31-dic 38 Estimado	20 31-dic 39 Estimado
-----------	-----------------------	----------------------------	----------------------------	----------------------------	----------------------------	----------------------------	----------------------------	----------------------------	----------------------------	----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------

Estimaciones a futuro de ventas y costes operativos

Suponemos que el precio de la electricidad aumentará con el IPC

Precio de la electricidad cada IPC	0,06 1,6%	0,06 1,5%	0,06 1,6%	0,06 1,8%	0,06 1,9%	0,06 1,9%	0,06 1,9%	0,06 1,9%	0,06 1,9%	0,06 2,0%	0,07 1,9%	0,07 1,9%	0,07 2,0%	0,07 2,0%	0,07 2,0%	0,07 1,9%	0,07 1,9%	0,08 1,9%	0,08 1,9%	0,08 1,9%	0,08 1,9%
------------------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Suponemos que el precio de los fertilizantes aumentarán con el GDP Real

Precio de fertilizantes sólidos	10,0	10,3	10,5	10,7	10,9	11,1	11,3	11,5	11,7	11,9	12,1	12,4	12,6	12,8	13,1	13,3	13,5	13,8	14,0	14,3	14,5
Precio de fertilizantes líquidos	15,0	15,4	15,7	16,0	16,4	16,7	17,0	17,3	17,6	17,9	18,2	18,6	18,9	19,2	19,6	19,9	20,3	20,6	21,0	21,4	21,8
Precio de fertilizantes gas	50,0	51,3	52,4	53,5	54,5	55,6	56,6	57,6	58,6	59,6	60,7	61,8	63,0	64,1	65,3	66,4	67,6	68,8	70,0	71,3	72,5
GDP Real español	3,0%	2,6%	2,2%	2,0%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%	1,7%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%

Suponemos que los costes de O&M se mantienen como porcentaje de ventas

Ventas	--	--	--	--	8.152.851,99	8.311.139,17	8.472.680,34	8.636.994,74	8.804.548,03	8.976.017,04	9.148.951,96	9.326.214,02	9.509.470,03	9.695.713,07	9.884.618,58	10.076.179,95	10.269.493,79	10.462.698,25	10.663.031,46	10.865.556,87	11.073.343,78
Costes de O&M	--	--	--	--	800.000,00	815.531,96	831.383,21	847.506,59	863.947,79	880.773,21	897.742,48	915.136,35	933.118,38	951.393,51	969.929,89	988.726,89	1.007.695,84	1.026.654,06	1.046.311,79	1.066.184,63	1.086.573,76
% sobre ventas	--	--	--	--	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%

Los costes de agua y energía aumentan con el IPC

Costes de agua y energía	150.000,00	152.322,81	154.755,40	157.489,54	160.497,80	163.616,31	166.800,75	170.040,34	173.343,76	176.730,03	180.139,25	183.634,11	187.248,24	190.922,43	194.648,60	198.427,97	202.240,84	206.051,08	210.003,06	213.998,59	218.098,08
IPC	1,6%	1,5%	1,6%	1,8%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	2,0%	1,9%	1,9%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%

Los consumibles aumentan con el GDP

Consumibles	1.000.000,00	1.026.445,31	1.048.931,95	1.069.885,08	1.090.535,07	1.111.001,29	1.131.361,42	1.151.934,05	1.172.921,56	1.192.768,29	1.214.518,05	1.236.710,21	1.259.341,33	1.282.007,83	1.305.155,75	1.328.394,51	1.352.156,53	1.376.041,62	1.400.475,55	1.425.088,92	1.450.296,57
IPC	3,0%	2,6%	2,2%	2,0%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%	1,7%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%

Los alquileres, tasas y tributos y administración los mantenemos constantes

Alquileres (€/año)	200.000,00	200.000,00	200.000,00	200.000,00	200.000,00	200.000,00	200.000,00	200.000,00	200.000,00	200.000,00	200.000,00	200.000,00	200.000,00	200.000,00	200.000,00	200.000,00	200.000,00	200.000,00	200.000,00	200.000,00	200.000,00
Tasas y Tributos (€/año)	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00
Administración (€/año)	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00

Transporte: precio de transporte a GDP

Transporte	1.213.333,33	1.245.420,31	1.272.704,10	1.298.127,23	1.323.182,55	1.348.014,90	1.372.718,52	1.397.679,99	1.423.144,83	1.447.225,52	1.473.615,23	1.500.541,72	1.528.000,81	1.555.502,84	1.583.588,97	1.611.785,34	1.640.616,60	1.669.597,16	1.699.243,66	1.729.107,89	1.759.693,17
GDP Real español	3,0%	2,6%	2,2%	2,0%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%	1,7%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%

Cálculo de Capex (capital expenditures)

€	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Capex total	--	--	--	(3.037.500,00)	(7.593.750,00)	(9.618.750,00)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Inversión inicial	--	--	--	(3.375.000,00)	(8.437.500,00)	(10.687.500,00)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Año 1 (%)	--	--	--	(3.375.000,00)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Año 2 (%)	--	--	--	--	(8.437.500,00)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Año 3 (%)	--	--	--	--	--	(10.687.500,00)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Subvencionado por el estado	--	--	--	337.500,00	843.750,00	1.068.750,00	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Cálculo de depreciación y amortización de inversión inicial

€	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
D&A inversión inicial	--	--	--	(303.750,00)	(1.063.125,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(1.721.250,00)	(961.875,00)	--	--	--	--	--	--
Años amortización (lineal)	10,00																				
Año 1																					
Alta activo	--	--	--	(3.037.500,00)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Contador	--	--	--	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	--	--	--	--	--	--	--	--
D&A anual	--	--	--	(303.750,00)	(303.750,00)	(303.750,00)	(303.750,00)	(303.750,00)	(303.750,00)	(303.750,00)	(303.750,00)	(303.750,00)	(303.750,00)	--	--	--	--	--	--	--	--
Año 2																					
Alta activo	--	--	--	--	(7.593.750,00)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Contador	--	--	--	--	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	--	--	--	--	--	--	--
D&A anual	--	--	--	--	(759.375,00)	(759.375,00)	(759.375,00)	(759.375,00)	(759.375,00)	(759.375,00)	(759.375,00)	(759.375,00)	(759.375,00)	(759.375,00)	--	--	--	--	--	--	--
Año 3																					
Alta activo	--	--	--	--	--	(9.618.750,00)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Contador	--	--	--	--	--	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	--	--	--	--	--	--
D&A anual	--	--	--	--	--	(961.875,00)	(961.875,00)	(961.875,00)	(961.875,00)	(961.875,00)	(961.875,00)	(961.875,00)	(961.875,00)	(961.875,00)	(961.875,00)	--	--	--	--	--	--

Aproximaremos que el 100% de la inversión inicial se contabiliza como activa y se depreciará/amortizará linealmente en 10 años

Modelo financiero Icamas

Cálculo de Deuda																						
Supongamos el proyecto financiado:																						
Deuda	50%																					
Patrimonio	50%																					
Detalle de la deuda																						
Inicio de año	--	--	--	--	1.366.875,00	4.632.187,50	8.222.946,43	7.004.330,36	5.785.714,29	4.567.098,21	3.348.482,14	2.129.866,07	911.250,00	379.687,50	--	--	--	--	--	--		
Deuda contraída	--	--	--	1.518.750,00	3.796.875,00	4.809.375,00	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--		
Repago A	--	--	--	(151.875,00)	(151.875,00)	(151.875,00)	(151.875,00)	(151.875,00)	(151.875,00)	(151.875,00)	(151.875,00)	(151.875,00)	(151.875,00)	(151.875,00)	--	--	--	--	--	--		
Repago B	--	--	--	(379.687,50)	(379.687,50)	(379.687,50)	(379.687,50)	(379.687,50)	(379.687,50)	(379.687,50)	(379.687,50)	(379.687,50)	(379.687,50)	(379.687,50)	--	--	--	--	--	--		
Repago C	--	--	--	--	--	(687.053,57)	(687.053,57)	(687.053,57)	(687.053,57)	(687.053,57)	(687.053,57)	(687.053,57)	(687.053,57)	(687.053,57)	--	--	--	--	--	--		
Final de año	--	--	--	1.366.875,00	4.632.187,50	8.222.946,43	7.004.330,36	5.785.714,29	4.567.098,21	3.348.482,14	2.129.866,07	911.250,00	379.687,50	--	--	--	--	--	--	--		
Régimen de repago de la deuda																						
	Deuda contraída	Repagos	Intereses	Año inicial	Año final																	
Deuda A	1.518.750,00	10 años		3%	3	13 años																
Deuda B	3.796.875,00	10 años		3%	4	14 años																
Deuda C	4.809.375,00	7 años		3%	5	12 años																
Cálculo de intereses un 2% sobre la deuda al inicio del año																						
Intereses	--	--	--	--	(41.006,25)	(138.965,63)	(246.688,39)	(210.129,91)	(173.571,43)	(137.012,95)	(100.454,46)	(63.895,98)	(27.337,50)	(11.390,63)	--	--	--	--	--	--		
Pago de impuestos																						
PBT	--	--	--	(1.303.750,00)	3.324.505,31	2.359.009,09	2.348.728,04	2.484.703,86	2.622.618,67	2.766.507,04	2.907.482,48	3.051.295,65	3.199.423,77	3.633.245,84	4.519.420,37	5.598.845,24	5.716.783,98	5.834.354,33	5.956.997,40	6.081.176,83	6.208.682,21	
Tasa de 25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	
Impuestos pagados	--	--	--	325.937,50	(831.126,33)	(589.752,27)	(587.182,01)	(621.175,97)	(655.654,67)	(691.626,76)	(726.870,62)	(762.823,91)	(799.855,94)	(908.311,46)	(1.129.855,09)	(1.399.711,31)	(1.429.195,99)	(1.458.588,58)	(1.489.249,35)	(1.520.294,21)	(1.552.170,55)	
Estimaciones del capital circulante																						
Saldo clientes	--	--	--	--	1.042.587,08	1.062.813,64	1.083.444,67	1.104.426,92	1.125.822,97	1.147.683,92	1.169.769,09	1.192.404,67	1.215.798,95	1.239.567,37	1.263.678,96	1.288.124,49	1.312.800,34	1.337.465,18	1.363.032,92	1.388.878,55	1.415.394,67	
Electricidad	--	--	--	--	995.625,91	1.014.971,15	1.034.725,42	1.054.821,76	1.075.314,04	1.096.320,34	1.117.468,90	1.139.148,84	1.161.588,56	1.184.360,90	1.207.475,69	1.230.920,50	1.254.573,10	1.278.209,39	1.302.724,94	1.327.510,66	1.352.941,28	
Ventas electricidad	45	45	45	45	7.965.007,32	8.119.769,20	8.277.803,34	8.438.574,10	8.602.512,29	8.770.562,70	8.939.751,22	9.113.190,69	9.292.548,49	9.474.887,22	9.659.805,51	9.847.364,00	10.036.584,82	10.225.675,08	10.421.799,55	10.620.085,30	10.823.530,20	
DSO	--	--	--	--	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	
Fertilizantes	--	--	--	--	46.961,17	47.842,49	48.719,25	49.605,16	50.508,93	51.363,58	52.300,18	53.255,83	54.230,39	55.206,46	56.203,27	57.203,99	58.227,24	59.255,79	60.307,98	61.367,89	62.453,40	
Ventas fertilizantes	--	--	--	--	187.844,67	191.369,97	194.877,00	198.420,64	202.035,74	205.454,34	209.200,73	213.023,33	216.921,54	220.825,85	224.813,08	228.815,95	232.908,96	237.023,17	241.231,91	245.471,57	249.813,58	
DSO	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	
Saldo existencias	--	--	--	--	1.991.251,83	2.029.942,30	2.069.450,83	2.109.643,53	2.150.628,07	2.192.640,67	2.234.937,81	2.278.297,67	2.323.137,12	2.368.721,81	2.414.951,38	2.461.841,00	2.509.146,21	2.556.418,77	2.605.449,89	2.655.021,33	2.705.882,55	
Electricidad	--	--	--	--	7.965.007,32	8.119.769,20	8.277.803,34	8.438.574,10	8.602.512,29	8.770.562,70	8.939.751,22	9.113.190,69	9.292.548,49	9.474.887,22	9.659.805,51	9.847.364,00	10.036.584,82	10.225.675,08	10.421.799,55	10.620.085,30	10.823.530,20	
Ventas electricidad	--	--	--	--	7.965.007,32	8.119.769,20	8.277.803,34	8.438.574,10	8.602.512,29	8.770.562,70	8.939.751,22	9.113.190,69	9.292.548,49	9.474.887,22	9.659.805,51	9.847.364,00	10.036.584,82	10.225.675,08	10.421.799,55	10.620.085,30	10.823.530,20	
DIO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Fertilizantes	--	--	--	--	1.991.251,83	2.029.942,30	2.069.450,83	2.109.643,53	2.150.628,07	2.192.640,67	2.234.937,81	2.278.297,67	2.323.137,12	2.368.721,81	2.414.951,38	2.461.841,00	2.509.146,21	2.556.418,77	2.605.449,89	2.655.021,33	2.705.882,55	
Ventas electricidad	--	--	--	--	7.965.007,32	8.119.769,20	8.277.803,34	8.438.574,10	8.602.512,29	8.770.562,70	8.939.751,22	9.113.190,69	9.292.548,49	9.474.887,22	9.659.805,51	9.847.364,00	10.036.584,82	10.225.675,08	10.421.799,55	10.620.085,30	10.823.530,20	
DIO	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	
Saldo proveedores	--	--	--	--	166.666,67	620.702,57	631.360,74	642.043,99	652.860,16	663.892,99	674.582,84	686.002,50	697.670,40	709.618,13	721.637,77	733.887,20	746.222,45	758.784,97	771.390,65	784.339,01	797.396,67	810.776,93
Electricidad	--	--	--	--	166.666,67	620.702,57	631.360,74	642.043,99	652.860,16	663.892,99	674.582,84	686.002,50	697.670,40	709.618,13	721.637,77	733.887,20	746.222,45	758.784,97	771.390,65	784.339,01	797.396,67	810.776,93
Costes operativos	--	--	--	--	1.000.000,00	3.724.215,42	3.788.164,45	3.852.263,91	3.917.160,97	3.983.357,93	4.047.497,05	4.116.015,01	4.186.022,39	4.257.708,76	4.329.826,61	4.403.323,22	4.477.334,71	4.552.709,81	4.628.343,92	4.706.034,06	4.784.380,04	4.864.661,57
DPO	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	
Posición de capital circulante	--	--	--	(166.666,67)	2.413.136,34	2.461.395,20	2.510.851,52	2.561.210,29	2.612.558,05	2.665.741,75	2.718.704,39	2.773.031,94	2.829.317,94	2.886.651,40	2.944.743,13	3.003.743,04	3.063.161,58	3.122.493,29	3.184.143,80	3.246.503,21	3.310.500,29	
Cambio en posición de capi	--	--	--	166.666,67	(2.579.803,01)	(48.258,86)	(49.456,32)	(50.368,77)	(51.347,77)	(53.183,70)	(52.962,64)	(54.327,55)	(56.286,00)	(57.333,46)	(58.091,73)	(58.999,90)	(59.418,55)	(59.331,71)	(61.650,50)	(62.359,41)	(63.997,09)	

Modelo financiero Icamasa

Escenario	--	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	31-dic 19 Estimado	31-dic 20 Estimado	31-dic 21 Estimado	31-dic 22 Estimado	31-dic 23 Estimado	31-dic 24 Estimado	31-dic 25 Estimado	31-dic 26 Estimado	31-dic 27 Estimado	31-dic 28 Estimado	31-dic 29 Estimado	31-dic 30 Estimado	31-dic 31 Estimado	31-dic 32 Estimado	31-dic 33 Estimado	31-dic 34 Estimado	31-dic 35 Estimado	31-dic 36 Estimado	31-dic 37 Estimado	31-dic 38 Estimado	31-dic 39 Estimado
Datos finales de producción																					
Toneladas de biomasa anuales	65,000.00																				
Producción eléctrica anual inicial para la	135,346.07																				
Precio inicial electricidad (€/MWh)	55,00																				
% de biomasa para fertilizantes	20,0%																				
Toneladas de fertilizantes	13,000.00																				
% de fertilizantes sólidos	70%																				
Total de fertilizantes sólidos (tn)	9,100.00																				
Precio fertilizantes sólidos (€/tn)	10,0																				
% de fertilizantes líquidos	25%																				
Total de fertilizantes líquidos (tn)	3,250.00																				
Precio fertilizantes líquidos (€/tn)	20,0																				
% de fertilizantes gaseosos	5%																				
Total de fertilizantes gaseosos (tn)	650.00																				
Precio fertilizantes gaseosos (€/tn)	50,0																				
Puesta en marcha de la central																					
Planta en marcha (flag: 1 = proyecto en n	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Año de operación	-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Fase de estudio y promoción	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fase de puesta en marcha?	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Flag de costes de puesta en marcha	-	-	-	100,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flag costes operativos	-	-	-	-	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Flag de ventas	-	-	-	-	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Cuenta de pérdidas y ganancias																					
€	31-dic 19	31-dic 20	31-dic 21	31-dic 22	31-dic 23	31-dic 24	31-dic 25	31-dic 26	31-dic 27	31-dic 28	31-dic 29	31-dic 30	31-dic 31	31-dic 32	31-dic 33	31-dic 34	31-dic 35	31-dic 36	31-dic 37	31-dic 38	31-dic 39
Ventas	--	--	--	--	8.152.851,99	8.311.139,17	8.472.680,34	8.636.994,74	8.804.548,03	8.976.017,04	9.148.951,96	9.326.214,02	9.509.470,03	9.695.713,07	9.884.618,58	10.076.179,95	10.269.493,79	10.462.698,25	10.663.031,46	10.865.556,87	11.073.343,78
Crecimiento (%)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	
Ventas electricidad	--	--	--	--	7.965.007,32	8.119.769,20	8.277.803,34	8.438.574,10	8.602.512,29	8.770.562,70	8.939.751,22	9.113.190,69	9.292.548,49	9.474.887,22	9.659.805,51	9.847.364,00	10.036.584,82	10.225.675,08	10.421.799,55	10.620.085,30	10.823.530,20
Crecimiento (%)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	
Electricidad generada (kWh)	--	--	--	--	135.346,07	135.346,07	135.346,07	135.346,07	135.346,07	135.346,07	135.346,07	135.346,07	135.346,07	135.346,07	135.346,07	135.346,07	135.346,07	135.346,07	135.346,07	135.346,07	135.346,07
Precio de venta (€/MWh)	55,00	55,85	56,74	57,75	58,85	59,99	61,16	62,35	64,80	66,05	67,33	68,66	70,00	71,37	72,76	74,15	75,55	77,00	78,47	79,97	
Ventas fertilizantes	--	--	--	--	187.844,67	191.369,97	194.877,00	198.420,64	202.035,74	205.454,34	209.200,73	213.023,33	216.921,54	220.825,85	224.813,08	228.815,95	232.908,96	237.023,17	241.231,91	245.471,57	249.813,58
Sólidos	--	--	--	--	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00	9.100,00
Líquidos	--	--	--	--	3.250,00	3.250,00	3.250,00	3.250,00	3.250,00	3.250,00	3.250,00	3.250,00	3.250,00	3.250,00	3.250,00	3.250,00	3.250,00	3.250,00	3.250,00	3.250,00	3.250,00
Gas	--	--	--	--	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00
Precio de fertilizantes sólidos	10,00	10,26	10,49	10,70	10,91	11,11	11,31	11,52	11,73	11,93	12,15	12,37	12,59	12,82	13,05	13,28	13,52	13,76	14,00	14,25	14,50
Precio de fertilizantes líquidos	15,00	15,40	15,73	16,05	16,36	16,67	16,97	17,28	17,59	17,89	18,22	18,55	18,89	19,23	19,58	19,93	20,28	20,64	21,01	21,38	21,75
Precio de fertilizantes gas	50,00	51,32	52,45	53,49	54,53	55,55	56,57	57,60	58,65	59,64	60,73	61,84	62,97	64,10	65,26	66,42	67,61	68,80	70,02	71,25	72,51
Total costes operativos	--	--	--	(1.000.000,00)	(3.724.215,42)	(3.788.164,45)	(3.852.263,91)	(3.917.160,97)	(3.983.357,93)	(4.047.497,05)	(4.116.015,01)	(4.186.022,39)	(4.257.708,76)	(4.329.826,61)	(4.403.323,22)	(4.477.334,71)	(4.552.709,81)	(4.628.343,92)	(4.706.034,06)	(4.784.380,04)	(4.864.661,57)
Como % de ventas	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	45,7%	45,6%	45,5%	45,4%	45,2%	45,1%	45,0%	44,9%	44,8%	44,7%	44,5%	44,4%	44,3%	44,2%	44,1%	44,0%	43,9%
Costes de puesta en marcha	--	--	--	(1.000.000,00)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Operaciones y mantenimiento	--	--	--	--	(800.000,00)	(815.531,96)	(831.363,21)	(847.506,59)	(863.947,79)	(880.773,21)	(897.742,48)	(915.136,35)	(933.118,38)	(951.393,51)	(969.929,89)	(988.726,89)	(1.007.695,84)	(1.026.654,06)	(1.046.311,79)	(1.066.184,63)	(1.086.573,76)
Costes de agua y energía	--	--	--	--	(180.497,80)	(183.616,31)	(186.800,75)	(190.040,34)	(193.343,76)	(196.730,03)	(200.199,25)	(203.744,11)	(207.369,00)	(211.077,43)	(214.872,97)	(218.751,08)	(222.717,04)	(226.667,08)	(230.707,06)	(234.832,59)	(239.039,09)
Costes de consumibles	--	--	--	--	(1.090.535,07)	(1.111.001,29)	(1.131.361,42)	(1.151.934,05)	(1.172.921,56)	(1.192.788,29)	(1.214.518,05)	(1.236.710,21)	(1.259.341,33)	(1.282.007,83)	(1.305.155,75)	(1.328.394,51)	(1.352.156,53)	(1.376.041,62)	(1.400.475,55)	(1.425.088,52)	(1.450.286,57)
Alquileres (€/año)	--	--	--	--	(200.000,00)	(200.000,00)	(200.000,00)	(200.000,00)	(200.000,00)	(200.000,00)	(200.000,00)	(200.000,00)	(200.000,00)	(200.000,00)	(200.000,00)	(200.000,00)	(200.000,00)	(200.000,00)	(200.000,00)	(200.000,00)	(200.000,00)
Tasas y Tributos (€/año)	--	--	--	--	(50.000,00)	(50.000,00)	(50.000,00)	(50.000,00)	(50.000,00)	(50.000,00)	(50.000,00)	(50.000,00)	(50.000,00)	(50.000,00)	(50.000,00)	(50.000,00)	(50.000,00)	(50.000,00)	(50.000,00)	(50.000,00)	(50.000,00)
Administración (€/año)	--	--	--	--	(100.000,00)	(100.000,00)	(100.000,00)	(100.000,00)	(100.000,00)	(100.000,00)	(100.000,00)	(100.000,00)	(100.000,00)	(100.000,00)	(100.000,00)	(100.000,00)	(100.000,00)	(100.000,00)	(100.000,00)	(100.000,00)	(100.000,00)
Transporte	--	--	--	--	(1.323.182,55)	(1.348.014,90)	(1.372.718,52)	(1.397.679,99)	(1.423.144,83)	(1.447.225,52)	(1.473.615,23)	(1.500.541,72)	(1.528.000,81)	(1.555.502,84)	(1.583.588,97)	(1.611.785,34)	(1.640.616,60)	(1.669.597,16)	(1.699.243,66)	(1.729.107,89)	(1.759.693,17)
EBITDA	--	--	--	(1.000.000,00)	4.428.636,56	4.522.974,72	4.620.416,43	4.719.833,77	4.821.190,10	4.928.519,98	5.032.936,95	5.140.191,63	5.251.761,27	5.366.866,46	5.481.295,37	5.598.845,24	5.716.783,98	5.834.354,33	5.956.997,40	6.081.176,83	6.208.682,21
Como % de ventas	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	54,3%	54,4%	54,9%	54,8%	54,9%	55,0%	55,1%	55,2%	55,3%	55,5%	55,6%	55,7%	55,8%	55,9%	56,0%	56,1%	56,2%
D&A	--	--	--	(303.750,00)	(1.063.125,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(1.721.250,00)	(961.875,00)	--	--	--	--	--	--
Como % de ventas	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	13,0%	24,4%	23,9%	23,4%	23,0%	22,6%	22,1%	21,7%	21,3%	17,8%	9,7%	--	--	--	--	--	--
Ingresos por subvenciones a la inversión inicial	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
EBIT	--	--	--	(1.303.750,00)	3.365.511,56	2.497.974,72	2.595.416,43	2.694.833,77	2.796.190,10	2.903.519,98	3.007.936,95	3.115.191,63	3.226.761,27	3.344.636,46	3.471.420,37	3.598.845,24	3.716.783,98	3.834.354,33	3.956.997,40	4.081.176,83	4.208.682,21
Como % de ventas	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	41,3%	30,1%	30,6%	31,2%	31,8%	32,3%	32,9%	33,4%	33,9%	34,7%	35,7%	36,7%	37,5%	38,3%	39,0%	40,0%	41,1%
Intereses	--	--	--	--	(41.006,25)	(138.965,63)	(246.888,39)	(210.129,91)	(173.571,43)	(137.012,95)	(100.454,46)	(63.895,98)	(27.337,50)	(11.390,63)	--	--	--	--	--	--	--
PBT	--	--	--	(1.303.750,00)	3.324.505,31	2.359.009,09	2.348.728,04	2.484.703,86	2.622.618,67	2.766.507,04	2.907.482,48	3.051.296,65	3.199.423,77	3.353.245,84	3.512.550,37	3.672.035,24	3.831.609,03	3.991.359,33	4.151.307,40	4.311.513,63	4.472.084,21
Como % de ventas	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	40,8%	28,4%	27,7%	28,8%	29,8%	30,8%	31,8%	32,7%	33,6%	34,7%	35,7%	36,7%	37,5%	38,3%	39,0%	40,0%	41,1%
Impuestos % de impuestos	--	--	--	325.937,50	(831.126,33)	(589.752,27)	(587.182,01)	(621.175,97)	(655.654,67)	(691.626,76)	(728.670,62)	(762.823,91)	(799.855,94)	(838.311,46)	(877.711,31)	(917.585,09)	(957.525,25)	(997.525			

Modelo financiero Icamasa

Escenario	31-dic 19 Estimado	1 31-dic 20 Estimado	2 31-dic 21 Estimado	3 31-dic 22 Estimado	4 31-dic 23 Estimado	5 31-dic 24 Estimado	6 31-dic 25 Estimado	7 31-dic 26 Estimado	8 31-dic 27 Estimado	9 31-dic 28 Estimado	10 31-dic 29 Estimado	11 31-dic 30 Estimado	12 31-dic 31 Estimado	13 31-dic 32 Estimado	14 31-dic 33 Estimado	15 31-dic 34 Estimado	16 31-dic 35 Estimado	17 31-dic 36 Estimado	18 31-dic 37 Estimado	19 31-dic 38 Estimado	20 31-dic 39 Estimado
DCF																					
€	31-dic 19	31-dic 20	31-dic 21	31-dic 22	31-dic 23	31-dic 24	31-dic 25	31-dic 26	31-dic 27	31-dic 28	31-dic 29	31-dic 30	31-dic 31	31-dic 32	31-dic 33	31-dic 34	31-dic 35	31-dic 36	31-dic 37	31-dic 38	31-dic 39
+ EBITDA	--	--	--	(1.000.000,00)	4.428.636,56	4.522.974,72	4.620.416,43	4.719.833,77	4.821.190,10	4.928.519,98	5.032.936,95	5.140.191,63	5.251.761,27	5.365.886,46	5.481.295,37	5.598.845,24	5.716.783,98	5.834.354,33	5.956.997,40	6.081.176,83	6.208.682,21
- D&A	--	--	--	(303.750,00)	(1.063.125,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(2.025.000,00)	(1.721.250,00)	(961.875,00)	--	--	--	--	--
= EBIT	--	--	--	(1.303.750,00)	3.365.511,56	2.497.974,72	2.595.416,43	2.694.833,77	2.796.190,10	2.903.519,98	3.007.936,95	3.115.191,63	3.226.761,27	3.644.636,46	4.519.420,37	5.598.845,24	5.716.783,98	5.834.354,33	5.956.997,40	6.081.176,83	6.208.682,21
- Impuestos sobre EBIT (25%)	--	--	--	325.937,50	(841.377,89)	(624.493,68)	(648.854,11)	(673.708,44)	(699.047,52)	(725.880,00)	(751.984,24)	(778.797,91)	(806.690,32)	(911.159,12)	(1.129.855,09)	(1.399.711,31)	(1.429.195,99)	(1.458.588,58)	(1.489.249,35)	(1.520.294,21)	(1.552.170,55)
= NOPAT	--	--	--	(977.812,50)	2.524.133,67	1.873.481,04	1.946.562,32	2.021.125,33	2.097.142,57	2.177.639,99	2.255.952,71	2.336.393,73	2.420.070,95	2.733.477,35	3.389.565,27	4.199.133,93	4.287.587,98	4.375.765,75	4.467.748,05	4.560.882,62	4.656.511,66
+ Cambios en el capital circulante	--	--	--	166.666,67	(2.579.803,01)	(48.258,86)	(49.456,32)	(50.358,77)	(51.347,77)	(53.183,70)	(52.962,64)	(54.327,55)	(56.286,00)	(57.333,46)	(58.091,73)	(58.999,90)	(59.418,55)	(59.331,71)	(61.650,50)	(62.359,41)	(63.997,09)
= Capex	--	--	--	(3.037.500,00)	(7.593.750,00)	(9.618.750,00)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
= FCFF	--	--	--	(3.848.645,83)	(7.649.419,33)	(7.793.527,82)	1.897.106,00	1.970.766,56	2.045.794,80	2.124.456,29	2.202.990,07	2.282.066,17	2.363.784,96	2.676.143,89	3.331.473,55	4.140.134,02	4.228.169,44	4.316.434,03	4.406.097,55	4.498.523,21	4.592.514,57
Descuento - WACC	1,00	0,92	0,85	0,79	0,73	0,67	0,62	0,58	0,53	0,49	0,45	0,42	0,39	0,36	0,33	0,31	0,28	0,26	0,24	0,22	0,21
DCF	--	--	--	(3.036.163,56)	(5.575.939,99)	(5.249.236,23)	1.180.663,21	1.133.292,52	1.087.029,46	1.043.036,36	999.393,67	956.587,48	915.538,96	957.746,85	1.101.666,25	1.265.029,00	1.193.743,09	1.126.045,66	1.062.080,43	1.001.949,13	945.145,46
Valor presente de los DCFs	2.107.607,77																				
Valor Presente del VT	9.894.556,32																				
EV	12.002.164,09																				

Cálculo de un descuento - WACC

Este proyecto será financiado 50% deuda y 50% patrimonio

Premium por el coste de deuda	7,00%
Tasa de impuestos	25,00%
Coste de la deuda (post-tax)	5,25%
Tasa libre de riesgo: Bono español a 10 años	3,00%
Premium de riesgo del mercado	8,20%
Beta	1,00
Coste del equity	11,20%
E/(E+D)	50%
D/(E+D)	50%
WACC	8,2%

Cálculo de un valor terminal

Valor terminal a partir del año:	20		
Tasa de crecimiento en perpetuidad	1,00%		
	Año 20	Año 40	Valor Terminal Resultante
Valor Terminal	64.199.857,72	78.336.026,95	
Valor Presente del VT	13.212.414,07	3.317.857,75	9.894.556,32

Cálculo del IRR del proyecto

TIR proyecto	31-dic 19	31-dic 20	31-dic 21	31-dic 22	31-dic 23	31-dic 24	31-dic 25	31-dic 26	31-dic 27	31-dic 28	31-dic 29	31-dic 30	31-dic 31	31-dic 32	31-dic 33	31-dic 34	31-dic 35	31-dic 36	31-dic 37	31-dic 38	31-dic 39
Inversión total inicial proyecto (sobre previsto)	--	--	--	(3.037.500,00)	(7.593.750,00)	(9.618.750,00)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Flujos de caja libres pre-servicio de la deuda (excl. inv. inicial)	--	--	--	(811.145,83)	(55.669,33)	1.825.222,18	1.897.106,00	1.970.766,56	2.045.794,80	2.124.456,29	2.202.990,07	2.282.066,17	2.363.784,96	2.676.143,89	3.331.473,55	4.140.134,02	4.228.169,44	4.316.434,03	4.406.097,55	4.498.523,21	4.592.514,57
Valor terminal	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	33.363.675,94
Total flujos	--	--	--	(3.848.645,83)	(7.649.419,33)	(7.793.527,82)	1.897.106,00	1.970.766,56	2.045.794,80	2.124.456,29	2.202.990,07	2.282.066,17	2.363.784,96	2.676.143,89	3.331.473,55	4.140.134,02	4.228.169,44	4.316.434,03	4.406.097,55	4.498.523,21	37.956.190,51
TIR de proyecto	13,6%																				

Modelo financiero Icamasa

Inputs macroeconómicos

IPC	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Spain (average)	1,6%	1,5%	1,6%	1,8%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	2,0%	1,9%	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%
IHS (20/07/2018)	2,0%	1,8%	1,7%	1,8%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
BMI (20/07/2018)	1,2%	1,3%	1,5%	1,7%	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Europa (average)	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
IHS (20/07/2018)	2,1%	2,4%	2,2%	2,1%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%
BMI (20/07/2018)	2,4%	2,3%	2,4%	2,4%	2,4%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%
Nominal GDP	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Spain (average)	4,0%	4,2%	3,7%	3,9%	4,0%	4,0%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
IHS (20/07/2018)	4,0%	4,1%	3,3%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,2%	3,2%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%
BMI (20/07/2018)	4,0%	4,4%	4,2%	4,3%	4,5%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%
Europa (average)	4,5%	4,7%	3,7%	4,3%	3,6%	3,6%	2,1%	3,5%	3,4%	3,4%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%
IHS (20/07/2018)	3,9%	3,6%	3,4%	3,2%	3,3%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%
BMI (20/07/2018)	5,1%	5,9%	4,0%	5,4%	3,9%	3,7%	0,8%	3,7%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%
Real GDP	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Spain (average)	3,0%	2,6%	2,2%	2,0%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%	1,7%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
IHS (20/07/2018)	3,1%	2,6%	1,9%	1,8%	1,7%	1,6%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,4%	1,5%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
BMI (20/07/2018)	3,0%	2,7%	2,5%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%	2,2%	1,9%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
Europa (average)	2,5%	2,0%	1,8%	1,7%	1,7%	1,6%	1,7%	1,7%	1,7%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
IHS (20/07/2018)	2,6%	2,1%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
BMI (20/07/2018)	2,4%	2,0%	1,8%	1,7%	1,7%	1,6%	1,7%	1,7%	1,7%	1,6%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%

Poderes caloríficos de las principales fuentes energéticas

Tipo de combustible		PCI (GJ/t)	PCI (kWh/Kg)	PCI (kcal/Kg)	PCI (tep/t)	PCI (tep/miles de litros)	PCS (MJ/Nm ³)	PCS (kcal/Nm ³)
Petróleo y productos petrolíferos	Petróleo Bruto	42,55	11,82	10.190	1,0190			
	Materias primas de refinería	39,88	11,08	9.550	0,9550			
	GLP	45,89	12,75	10.990	1,0990			
	Propano	46,20	12,83	11.063	1,1063		91,27	21.800
	Butano	44,78	12,44	10.723	1,0723		118,49	28.300
	Queroseno	42,89	11,91	10.270	1,0270	0,8244		
	Gasolina	43,89	12,19	10.510	1,0510			
	Gasolina aviación	43,89	12,19	10.510	1,0510			
	Gasóleo automoción	42,47	11,80	10.170	1,0170	0,7752		
	Otros gasóleos	42,47	11,80	10.170	1,0170	0,8467		
	Fuelóleo	39,88	11,08	9.550	0,9550			
	Alquitrán	39,88	11,08	9.550	0,9550			
	Nafta	43,89	12,19	10.510	1,0510			
	Lubrificantes	39,88	11,08	9.550	0,9550			
	Coque de petróleo	31,90	8,86	7.840	0,7840			
	GNL	45,10	12,53	10.800	1,0800			
Gases	Gas natural						40,474	9.667
	Metano	50,00	13,89	11.973	1,1973			
	Etano	47,51	13,20	11.350	1,1350			
	Gas de refinería	49,36	13,71	11.820	1,1820			
	Gas de coquería						19,01	4.540
	Gas de alto horno						2,89	690
	Biogases en general						21,77	5.200
	Biogás pobre						15,51	3.705
	Biogás de vertedero						20	4.775
	Biogás de depuradora						26	6.327
Carbones	Antracita eléctrica	19,23	5,34	4.594	0,4594			
	Antracita industrial	24,40	6,78	5.829	0,5829			
	Antracita otros sectores de consumo final	26,10	7,25	6.235	0,6235			
	Hulla eléctrica	22,60	6,28	5.399	0,5399			
	Hulla coquizable	29,55	8,21	7.059	0,7059			
	Hulla altos hornos	26,20	7,28	6.259	0,6259			
	Hulla industrial	24,10	6,69	5.757	0,5757			
	Hulla otros sectores de consumo final	26,86	7,46	6.417	0,6417			
	Carbón subbituminoso	13,37	3,71	3.194	0,3194			
	Lignito	13,34	3,71	3.195	0,3195			
	Coque de coquería	26,80	3,71	3.195	0,3195			
	Alquitrán de hulla	38,00	3,71	3.195	0,3195			
	Biomasa en general	14,12	3,92	3.382	0,3382			
	Leña y ramas	15,87	4,41	3.800	0,3800			
	Leñas tallares	10,44	2,90	2.500	0,2500			
	Leñas de podas	10,44	2,90	2.500	0,2500			
Leñas de olivos y cultivos agrícolas	10,44	2,90	2.500	0,2500				
Serrines y virutas	15,79	4,38	3.780	0,3780				
Cortezas	15,24	4,23	3.650	0,3650				
Astilla de pino triturada (Humedad <20%)	15,07	4,19	3.608	0,3608				
Residuos de poda	15,66	4,35	3.750	0,3750				
Otros residuos forestales	13,82	3,84	3.310	0,3310				
Biomasa de la industria forestal	14,60	4,06	3.497	0,3497				
Biomasa agrícola	12,53	3,48	3.000	0,3000				
Sarmientos de vid	13,70	3,80	3.280	0,3280				
Ramilla de uva	12,32	3,42	2.950	0,2950				
Hueso de aceituna	16,12	4,48	3.860	0,3860				
Orujillo	15,79	4,38	3.780	0,3780				
Orujo de uva	13,53	3,76	3.240	0,3240				
Cáscara de frutos secos	15,49	4,30	3.710	0,3710				
Cáscara de cereales	13,15	3,65	3.150	0,3150				
Cáscara de almendra (Humedad <20%)	15,90	4,42	3.808	0,3808				
Paja de cereales	13,20	3,67	3.160	0,3160				
Zuro de maíz (Humedad <25%)	16,24	4,51	3.888	0,3888				
Otros residuos agrícolas	13,82	3,84	3.310	0,3310				
Poso de café	27,14	7,54	6.500	0,6500				
Marro de café	25,06	6,96	6.000	0,6000				
Residuo molinero de café	8,14	2,26	1.950	0,1950				
Pellets en general	16,45	4,57	3.940	0,3940				
Pellet de madera (Humedad <15%)	18,04	5,01	4.319	0,4319				
Carbón vegetal	15,87	4,41	3.800	0,3800				
Biocarburantes ⁽¹⁾	Bioetanol	26,93	7,48	6.449	0,6449	0,5016		
	Biodiesel	36,90	10,25	8.837	0,8837	0,7882		

Nota: (1): aplicable a partir de enero de 2014.

Fuentes: Eurosta, AIE y Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 27 de diciembre de 2013 que modifica a la Orden ITC/2877/2008.

