

Trabajo Fin de Máster

Máster en Ingeniería Industrial

Viabilidad de planta de biomasa para el proceso de fabricación en industria agroalimentaria

Autor: Moisés Moya Muñoz

Tutor: Andrés Jesús Martínez Donaire

Dpto. de Ingeniería Mecánica y Fabricación
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2023



Trabajo Fin de Máster
Máster en Ingeniería Industrial

Viabilidad de planta de biomasa para el proceso de fabricación en industria agroalimentaria

Autor:

Moisés Moya Muñoz

Tutor:

Andrés Jesús Martínez Donaire

Profesor Titular de Universidad

Dpto. de Ingeniería Mecánica y Fabricación

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2023

Trabajo Fin de Máster: Viabilidad de planta de biomasa para el proceso de fabricación en industria agroalimentaria

Autor: Moisés Moya Muñoz

Tutor: Andrés Jesús Martínez Donaire

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, Octubre de 2023

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Agradecimientos

Me gustaría agradecer en primer lugar a mis padres por su constante ayuda en esta larga etapa. A mis amigos por ser siempre un apoyo, y a mis compañeros de trabajo por facilitarme todo lo que he necesitado durante estos años.

En segundo lugar, agradecer la colaboración de Lucas Muñoz Molina (Veolia) y de Federico Buyo (Termosun) en la elaboración de este proyecto, aportando ideas y experiencia.

Por último, mis palabras de agradecimiento son para mi tutor Andrés Jesús Martínez, un docente ejemplar por su dedicación y pasión por su trabajo.

Moisés Moya Muñoz
Máster en Ingeniería Industrial
Sevilla, 2023

Resumen

Este texto aborda, desde el punto de vista energético, medioambiental y económico el estudio de la instalación de una planta de biomasa para la generación de agua sobrecalentada, agua caliente sanitaria, y agua fría como soporte al proceso de fabricación en una empresa del sector agroalimentario.

Para la fabricación de pastas alimenticias es necesario emplear agua sobrecalentada para calentar el agua de amasado y calentar el aire en los hornos de secado, el agua caliente sanitaria para lavabos y duchas, y el agua fría para la refrigeración de los sinfines en las prensas de extrusión de pasta y en los enfriadores finales de pasta.

El objetivo de este trabajo es analizar la viabilidad de sustituir el actual uso del gas natural licuado, recurso energético de tipo fósil, por una fuente de energía renovable como puede ser astillas de madera y/o salvado de trigo.

Se persigue dar servicio a la fábrica con energía “verde”, siendo este un reto imprescindible que toda gran empresa debe marcarse en esta segunda década del siglo XXI, en línea con los objetivos de desarrollo sostenible marcados para 2030.

Abstract

This project addresses, from an energy, environmental and economic point of view, the study of the installation of a biomass plant for the generation of superheated water, domestic hot water, and cold water as support for the manufacturing process in a company in the agri-food sector.

For the manufacture of pasta, it is necessary to use superheated water to heat the kneading water and to heat the air in the drying ovens, domestic hot water for sinks and showers, and cold water for cooling the augers in the pasta extrusion presses and in the final pasta coolers.

The objective of this work is to analyse the feasibility of replacing the current use of liquefied natural gas, a fossil energy resource, with a renewable energy source such as wood chips and/or wheat bran.

The aim is to provide the factory with "green" energy, this being an essential challenge that every large company must set itself in this second decade of the 21st century, in line with the sustainable development objectives set for 2030 [1].

Índice

Agradecimientos	viii
Resumen	x
Abstract	xi
Índice	xii
Índice de Tablas	xiv
Índice de Figuras	xv
1 Situación actual y objetivos del proyecto	1
1.1 <i>Proceso de fabricación</i>	1
1.1.1 Instalación ASC	1
1.1.2 Instalación de agua fría	3
1.2 <i>Coste de la energía</i>	4
1.3.1 Combustible	4
1.3.2 Almacenamiento	5
1.3.3 Operación	5
1.4 <i>Ventajas</i>	5
1.5 <i>Inconvenientes</i>	6
1.6 <i>Objetivos</i>	6
2 Viabilidad de una instalación de biomasa	8
2.1 <i>Introducción a la biomasa</i>	8
2.1.1 Clasificación	10
2.1.2 Sistemas de una planta de biomasa	11
2.2 <i>Caldera</i>	11
2.2.1 Dimensionado	13
2.3 <i>Selección del combustible</i>	15
2.3.1 Aprovechamiento de subproductos	16
2.4 <i>Cálculos del consumo</i>	17
2.5 <i>Diagrama de flujo de la instalación</i>	17
2.6 <i>Equipos auxiliares</i>	18
2.7 <i>Emplazamiento</i>	24
2.8 <i>Ventajas</i>	26
2.9 <i>Inconvenientes</i>	26
3 Generación de agua fría	27
3.1 <i>Ciclo de absorción de bromuro de litio</i>	27
3.2 <i>Cálculos de energía de la instalación</i>	28
3.3 <i>Nuevos cálculos caldera y consumos</i>	29
3.4 <i>Ubicación de la instalación</i>	29
4 Análisis de emisiones a la atmósfera	30
4.1 <i>Comparativa de emisiones netas</i>	30
5 Análisis económico	33

5.1	<i>Combustible, costes de operación y mantenimiento</i>	33
5.2	<i>Inversión</i>	37
5.3	<i>Análisis financiero</i>	38
5.4	<i>Subvenciones</i>	40
6	Conclusiones y trabajos futuros	42
	Referencias	44

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Cálculo del coste de GNL (€/MWh).	4
Tabla 2. Propuesta calderas auxiliares.	14
Tabla 3. Comparativa de precios astilla G50 y G100.	16
Tabla 4. Comparativa de precios entre astilla y salvado.	17
Tabla 5. Cálculo de energía de biomasa consumida.	17
Tabla 6. Descripción de las zonas señaladas en la caldera.	20
Tabla 7. Medidas de una caldera Vertigo marca Binder de 6 MW. (Cortesía de Termosun)	21
Tabla 8. Cálculos de CO ₂ . (Elaboración propia)	31
Tabla 9. Coste del combustible estimado en el estudio económico.	36
Tabla 10. Coste de la electricidad consumida por las enfriadoras de aire-agua.	36
Tabla 11. Cálculo de ahorros anuales con biomasa.	36
Tabla 12. Cuenta de resultados.	38
Tabla 13. Cálculo de amortización.	39
Tabla 14. Cálculo del payback.	39
Tabla 15. Payback considerando la obtención de subvención.	41

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Diagrama de instalación de agua caliente.	2
Figura 1-2. Sala de calderas actual.	3
Figura 1-3. Diagrama de instalación de agua fría.	3
Figura 1-4. Evolución del precio del MWh de gas natural licuado 2021/22. Fuente: El País.	4
Figura 1-5. Tanque de GNL.	5
Figura 2-1. Ciclo de la biomasa.	9
Figura 2-2. Esquema de una instalación de biomasa [13].	11
Figura 2-3. Caldera pirotubular [15].	12
Figura 2-4. Caldera acuotubular [17].	12
Figura 2-5. Salto térmico circuito ASC.	13
Figura 2-6. Clasificación por categorías sustancias peligrosas [18].	14
Figura 2-7. Evolución del precio medio EXW del pellet doméstico.	15
Figura 2-8. Cuadro resumen precio astilla [12].	15
Figura 2-9. Tipos de astilla.	16
Figura 2-10. Estructura del grano de trigo.	16
Figura 2-11. Diagrama de flujo de una caldera de biomasa.	18
Figura 2-12. Almacén de astilla top loader. (Cortesía de Veolia)	18
Figura 2-13. Esquema toploader. (Cortesía de Termosun)	19
Figura 2-14. Calderas y sistema de alimentación de astilla. (Cortesía de Veolia)	19
Figura 2-15. Caldera tipo Vertigo del fabricante Binder. (Cortesía de Termosun)	20
Figura 2-16. Corte caldera tipo Vertigo del fabricante Binder. (Cortesía de Termosun)	20
Figura 2-17. Recuperador de humos. (Cortesía de Veolia)	21
Figura 2-18. Acumulador de agua condensada. (Cortesía de Veolia)	22
Figura 2-19. Multiciclón. (Cortesía de Veolia)	22
Figura 2-20. Filtros de mangas. (Cortesía de Veolia)	23
Figura 2-21. Soplantes. (Cortesía de Veolia)	23
Figura 2-22. Chimenea. (Cortesía de Veolia)	24
Figura 2-23. Área disponible.	24
Figura 2-24. Distribución del espacio propuesto.	25
Figura 2-25. Diseño 3D caldera vertical Binder. (Cortesía de Termosun)	25
Figura 3-1. Ciclo de refrigeración por absorción [20].	27
Figura 3-2. Ciclo de absorción [21].	28

Figura 3-3. Enfriadora de absorción con agua sobrecalentada [22].	29
Figura 4-1. Factores de emisión de la energía.	30
Figura 4-2. Factores de conversión.	31
Figura 4-3. Ciclo del carbono.	32
Figura 5-1. Evolución del precio del GNL en 2023.	34
Figura 5-2. Evolución del precio del gas (2016-2021).	34
Figura 5-3. Variación del precio (€/MWh) del gas en el mercado holandés TTF.	35
Figura 5-4. Evolución futura de precios del gas.	35
Figura 5-5. Evolución precio de astilla G30 granel [12].	40
Figura 5-6. Presupuesto e impacto esperado del PERTE.	40
Figura 5-7. Intensidades brutas máximas en forma de subvención [35].	41

1 SITUACIÓN ACTUAL Y OBJETIVOS DEL PROYECTO

Si no es correcto, no lo hagas. Si no es verdad, no lo digas.

- Marco Aurelio -

En este texto, se aborda un estudio sobre la potencial sustitución del Gas Natural Licuado, en adelante GNL, en la generación de agua sobrecalentada (ASC), por una fuente de energía renovable como es la biomasa. Se analizan aspectos energéticos, medioambientales y económicos.

En complemento, se explora la posibilidad de aprovechar el agua sobrecalentada en un ciclo de absorción por bromuro de litio para la generación de agua fría.

Lejos de tratarse de un caso teórico, todos los datos han sido tomados de los registros reales de la fábrica de pastas alimenticias de la empresa Pastas del Sur S.L., situada en la provincia de Córdoba.

En la campaña cordobesa, según datos del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación [2] en el año 2020 (campaña 2020-2021) se cultivaron 35.914 ha de trigo duro, con un total de 133.007 Tm de grano cosechado.

Un importante empresario de la zona fue el pionero en la introducción hace más de 50 años del trigo duro en España. Esta variedad de trigo se diferencia del blando por tener mayor porcentaje de proteína, lo que hace que sea el idóneo para la elaboración de pasta.

En el proceso de elaborar pasta a partir de sémola, se necesita agua sobrecalentada para calentar el agua de amasado a 38 °C, así como calentar el aire de los hornos. Más adelante se explica en mayor detalle cómo se obtiene actualmente el agua caliente sobrecalentada empleando calderas de GNL.

1.1 Proceso de fabricación

Actualmente, en el centro productivo coexisten dos fábricas que consumen GNL; una que cuenta con 8 líneas de fabricación de pasta, de las cuales 2 son de pasta larga, 5 de pasta corta y 1 de pasta troquelada; y otra fábrica de pan rallado, que cuenta con una sola línea.

El Pastificio, como se conoce la sección que fabrica los semielaborados, tuvo una producción en 2022 de 93.592.112 kg de producto. Teniendo en cuenta que se trabajaron 342 días según el cuadrante de ese año, la producción diaria superó los 273.661 kg.

Por otro lado, en Pan Rallado, la producción en 2022 fue de 3.936.922 kg de pan rallado.

Avanzando en la introducción anterior, la pasta tiene una humedad por encima del 30 % en el amasado y, tras el proceso de secado, llega al 13 % aproximadamente. La humedad se aporta a la pasta en el proceso de amasado con agua a 38 °C obtenida a partir de ASC cuya consigna es de 125 °C y 4,5 bar.

Por otro lado, el ASC sirve para elevar la temperatura en los secaderos de las líneas a través de intercambiadores agua-aire. En estos secaderos/hornos la pasta se seca, es decir, se reduce su humedad hasta el 13 % mencionado.

Respecto al Pan Rallado, el gas es utilizado por unos quemadores que tiene el horno que calienta el pan para elevar su temperatura.

1.1.1 Instalación ASC

La instalación de ASC consta de un circuito cerrado por el que el agua es impulsada desde las calderas a una

temperatura de 130 °C y retorna desde las líneas de producción a 120 °C. Parte del agua que circula por ese circuito se emplea en la generación de agua caliente sanitaria (ACS) y otra parte en la generación de agua caliente a 38 °C para el amasado, en ambos casos se emplea un interacumulador. Para entender mejor la instalación se presenta a continuación un esquema de esta:

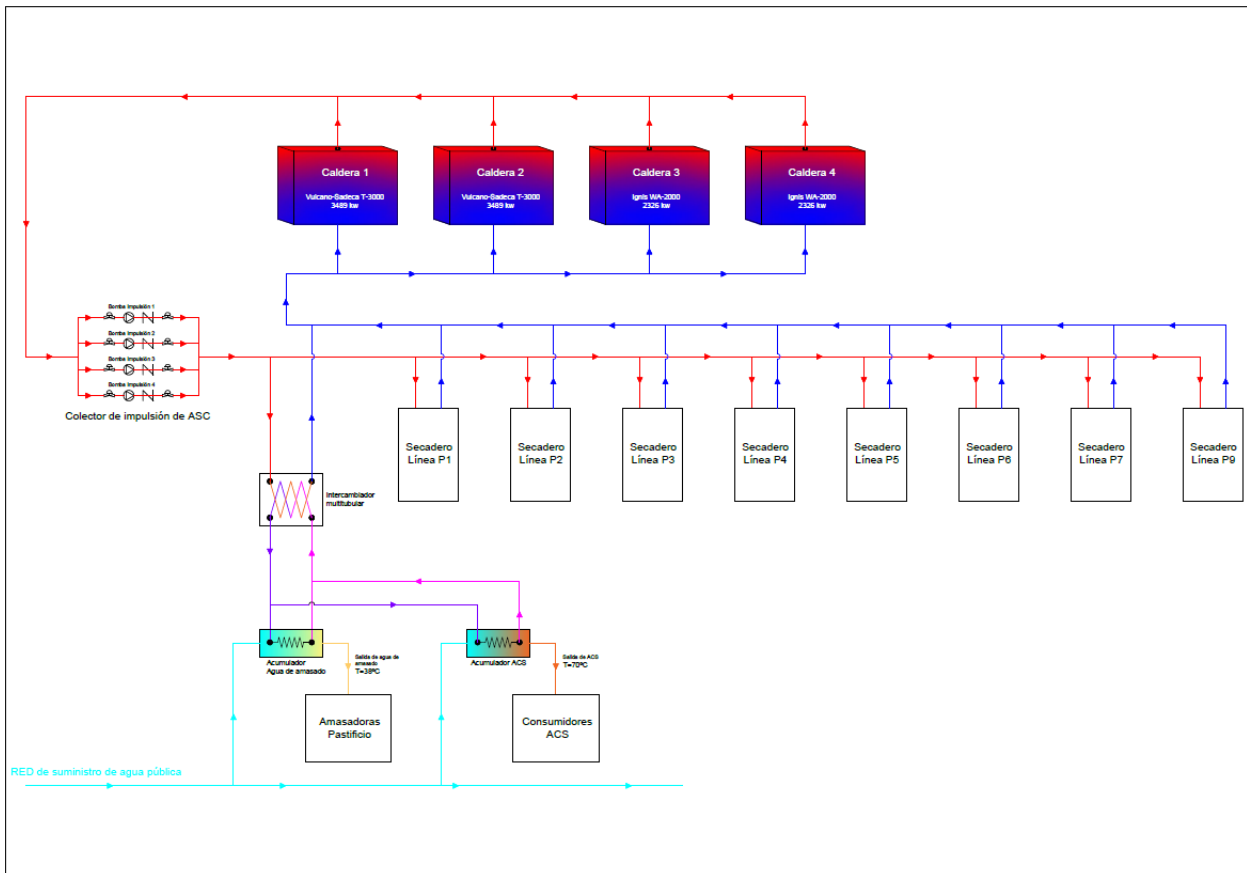


Figura 1-1. Diagrama de instalación de agua caliente.

Las cuatro calderas que aparecen en el esquema pueden funcionar de manera simultánea, aunque no suele ser lo habitual. Dos de ellas disponen de quemadores de gas y gasoil, una tercera sólo de gas, y una cuarta los tiene de gasoil.

Las calderas 1 y 2, del fabricante Vulcano Sadeca y modelo T-3000, tienen una potencia térmica de 3.489 kW por unidad, mientras que las calderas 3 y 4, del fabricante Ignis y modelo WA-2000, tienen una potencia térmica de 2.326 kW cada una. Hay que resaltar que la caldera nº 4 funciona con gasoil, por lo que se tiene como apoyo en alguna emergencia por falta de suministro de GNL.

En el funcionamiento habitual, la caldera nº 1 funciona a máxima carga, la nº 2 modula según necesidad, la nº 3 entra en servicio cuando se hacen mantenimientos en la nº 1 y 2, y por último la nº 4 se tiene de respaldo al GNL como ya se ha mencionado.

En la siguiente figura de la sala de calderas se pueden ver las cuatro calderas mencionadas, donde se aprecia tanto el conducto de impulsión (inferior) como el de retorno (superior):



Figura 1-2. Sala de calderas actual.

1.1.2 Instalación de agua fría

Otra de las necesidades del proceso de elaboración de la pasta es el agua fría en dos etapas clave:

1. Extrusión: en la etapa de extrusión de la masa los sinfines alcanzan altas temperaturas y se hace obligatorio su refrigeración con agua fría.
2. Enfriadores finales: tras los secaderos/hornos, la pasta se hace pasar por un equipo denominado enfriador final en el que se baja su temperatura para su correcto almacenamiento.

En términos de temperatura, el agua que circula por el circuito cerrado es impulsada a 10 °C y retorna a 14 °C. Para ello, se cuenta con 5 enfriadoras de agua condensada por aire instaladas en la azotea de la nave. Estas unidades tienen una potencia total absorbida de 870 kW. La instalación está sobredimensionada, estimando el consumo anual en 4.104 MWh, contemplando 342 días de trabajo y 24 h/día. Expresado de otra manera, se sabe que con 1.000 kWf es suficiente.

Este sobredimensionamiento se debe fundamentalmente a que, en verano, con las altas temperaturas que se alcanzan en la zona, las enfriadoras no funcionan bien al estar por encima de su rango de temperatura de trabajo, haciendo que de manera muy frecuente se disparen térmicos y las máquinas se paren. Al tener máquinas “de sobra”, cuando una salta siempre quedan otras funcionando y así se garantiza el correcto servicio.

Se muestra a continuación un esquema de la instalación para ayudar a entender mejor lo anteriormente explicado, en el que puede observarse como se emplean unos interacumuladores de agua fría en los que llega agua de retorno de las líneas y es enfriada con el agua del circuito de las climatizadoras.

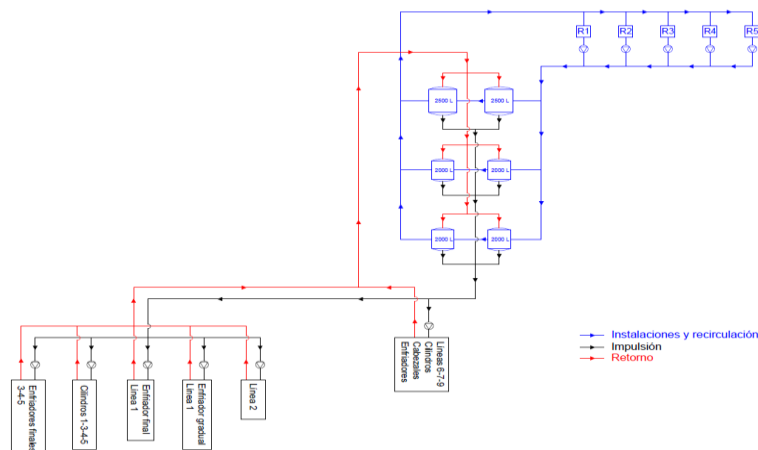


Figura 1-3. Diagrama de instalación de agua fría.

1.2 Coste de la energía

Se analiza en este apartado el coste del combustible, el de operación de la instalación, así como el riesgo latente.

Respecto al precio del combustible, la reciente escalada sufrida en los dos últimos años en la que ha llegado a incrementarse en hasta un 1.830 %, como puede observarse en el gráfico de la figura 1-1 [3], marcan la necesidad de explorar vías alternativas. Esta desviación en el coste de la energía aleja los costes reales de los presupuestados, limitando el margen de ganancia. De hecho, la parte del coste de transformación asociado a la energía consumida para generar ASC pasó de 0,00419 €/kg en 2020 a 0,0329 €/kg en 2022.

Evolución del precio del MWh de gas

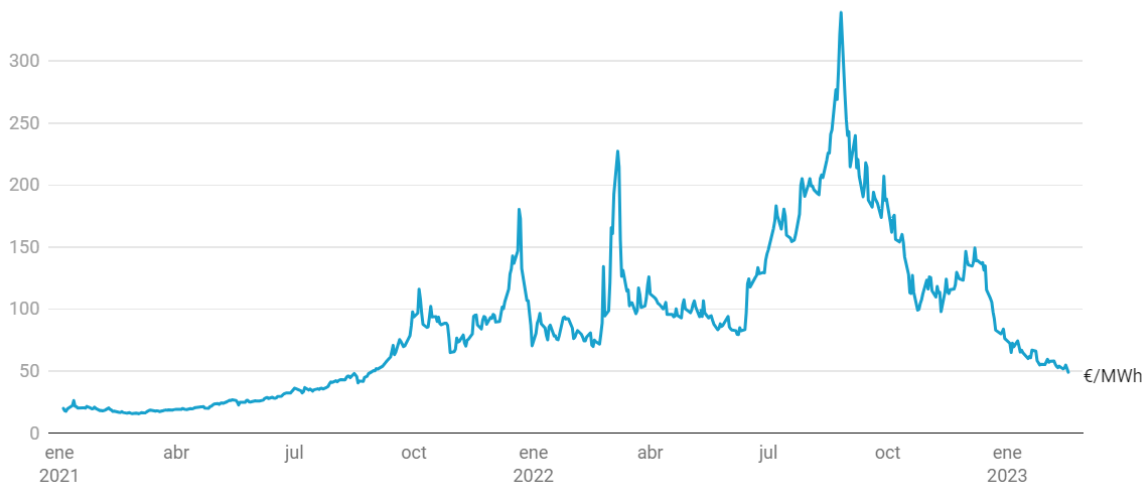


Figura 1-4. Evolución del precio del MWh de gas natural licuado 2021/22. Fuente: El País.

Para poner en contexto estos precios, la potencia calorífica consumida por las calderas de la fábrica en 2022 fue de 34.486.824 kWh. Considerando un 90 % de rendimiento según las pruebas de mantenimiento efectuadas trimestralmente a los quemadores por una empresa especialista, efectivamente se han empleado en el proceso 31.038.141 kWh.

Por otro lado, los quemadores del horno en Pan Rallado consumieron 2.855.873 kWh.

Es decir, más de 37.341 MWh consumidos en sólo un año. Con las fluctuaciones en el precio que se observan en la gráfica, el diferencial del coste de un año respecto a otro es aproximadamente 2.000.000 €. A continuación, se analiza en detalle.

1.3.1 Combustible

En el año 2022, el GNL facturado por la suministradora fue de 36.953.923 kWh con un coste económico de 3.200.974 €, obteniendo un coste por MWh de 87 € (todos los precios son sin IVA).

El suministro se hizo en 128 cisternas distribuidas a lo largo de todo el año, lo que supone sumarle 92.906 € del transporte. Además, las descargas de los camiones cisterna supone a la empresa un coste anual de 6.591 €, tarea que subcontrata a una empresa de servicios. Se muestra a continuación tabla resumen del coste por MWh.

Tabla 1. Cálculo del coste de GNL (€/MWh).

Coste	Consumo (MWh)	Coste GNL (€)	Transporte (€)	Descargas (€)	Precio (€/MWh)
GNL	36.954	3.200.974	92.906	6.591	89,3

Por otro lado, el consumo de gasóleo de calefacción entre 2020 y 2022 fue de 80.000 l, esto resulta en una media anual aproximada de 26.000 l. Su coste varía mucho debido a las fluctuaciones del precio del

combustible en los últimos años, por lo que se calcula el precio medio de los tres años mencionados, 0,816 €/l. Con este valor, se obtiene un coste anual en gasóleo aproximado de 21.219 €.

Si se considera un valor de 10,18 kWh/l para el PCS del gasóleo, tenemos 264.680 kWh consumidos por la caldera cuatro. Esta cifra es despreciable frente a lo consumido en GNL y por tanto no se va a considerar en los cálculos posteriores ya que, de hecho, se contempla que este consumo seguirá existiendo en situaciones de mantenimientos o averías de la caldera principal (se explica más adelante la reconfiguración de la sala actual).

1.3.2 Almacenamiento

El almacenamiento del GNL se hace en un depósito ubicado dentro del recinto de la fábrica. Dicho depósito es del fabricante Air Liquide, modelo EH127000 PNS del año 2.000. Se muestra en la siguiente figura:



Figura 1-5. Tanque de GNL.

La capacidad geométrica total del tanque es de 126,91 m³ mientras que la capacidad de almacenamiento útil es de 120,56 m³, esto equivale a 52 Tm. Las condiciones de almacenamiento son en estado líquido a -162 °C y 5 bar.

Las dimensiones y condiciones de almacenamiento ya pueden hacer al lector imaginar los inconvenientes desde el punto de vista de la seguridad que esto supone, se verá más adelante.

1.3.3 Operación

En cuanto a la operación de la sala de calderas, se necesitan muy pocos recursos. Concretamente, salvo en arranque y parada que asiste personal de la empresa de servicios de manera puntual, el resto del tiempo no requiere de personal dedicado. Tan sólo el personal de producción hace rondas para comprobar el correcto funcionamiento cada hora.

1.4 Ventajas

Entre las principales ventajas del GNL destacan su alto poder calorífico frente a otros tipos de combustibles, así como el bajo coste de operación (descarga de cisternas y arranque de calderas).

Por otro lado, el punto fuerte de una caldera de gas es su arranque a valores nominales de funcionamiento casi de inmediato.

Por último, el bajo mantenimiento que requiere la instalación, así como la nula generación de residuos sólidos.

1.5 Inconvenientes

A la hora de hacer foco en los inconvenientes del sistema actual, la lista es más extensa, por lo que se enumeran a continuación:

1. Coste del transporte por carretera: vinculado directamente al precio del gasóleo, las constantes subidas afectan a la tarifa de transporte, encareciendo el combustible.
2. Coste de las descargas de cisternas: hay que subcontratar esta tarea a una empresa de servicios con personal cualificado para efectuar estas descargas.
3. Riesgo de almacenamiento: existe un peligro latente de que el tanque explote. Aunque la probabilidad de que esto ocurra es muy baja, la empresa está exponiendo a todos sus trabajadores, personal externo, colaboradores, incluso usuarios de la vía pública y vecinos de la localidad a una potencial explosión del tanque y la consecuente muerte por deflagración de nube con una tasa del 50 % para las personas que se encuentren en un radio de 564 m y aumenta hasta el 100 % en un radio de 412 metros, en el peor de los escenarios.
4. Este riesgo conlleva algunos requisitos legales como la elaboración de un Informe de Evaluación del Plan de Autoprotección. Además, hay que hacer una Evaluación Global del Plan de Emergencia Interior (PEI) periódicamente según el Artículo 12 del Real Decreto 840/2015. Esto supone en torno a 1.300 € cada 3 años.
5. Igualmente, es necesaria una Inspección de Seguridad periódica por un organismo de control autorizado (OCA), según el Artículo 21 del Real Decreto 840/2015. Esto supone unos 400 € al año.
6. Además, se necesita disponer de un consejero de seguridad. Esto supone unos 500 € al año.
7. También hay que hacer revisiones de mantenimiento del tanque y el resto de los equipos por una empresa especializada, con un coste anual de 1.300 € al año.
8. Es obligatorio emplear odorizante, para facilitar la detección de fugas mediante el olfato, con un coste anual de 1.800 €.
9. Coste de mantenimiento del tanque y sus elementos satélites (ejemplo: pintura). En el último año, la cantidad asciende a 6.000 €.
10. Ante un accidente también existe un efecto medioambiental muy importante para la zona, al pasar el río Guadalquivir a escasos metros.
11. La aseguradora aumenta la cuota debido al riesgo existente*
12. Volatilidad del precio del GNL, como la vivida desde finales de 2021 hasta principios de 2023.
13. Altas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), en concreto CO_2 .

A la vista de la larga lista de inconvenientes, en el siguiente apartado se exponen los objetivos del presente trabajo cuyo fin persigue la eliminación o al menos la reducción de éstos.

1.6 Objetivos

Este proyecto analiza la viabilidad de la implantación de una planta de biomasa para el suministro de ASC y agua fría para el proceso de fabricación en una empresa de pastas alimenticias, con el fin de eliminar o al menos minimizar los fuertes inconvenientes de la actual fuente de energía basada en GNL. Dicho análisis se vertebra entorno a tres ejes fundamentales: energético, económico y medioambiental.

Así, desde el punto de vista energético, se pretende conseguir un combustible de tipo biomasa que sustituya al GNL para abastecer de ASC al proceso de fabricación; del económico, buscar un combustible que mantenga su precio estable en el tiempo sin ser afectado por conflictos externos en terceros países (independencia energética); del medioambiental, rebajar las emisiones de CO_2 a la atmósfera para contribuir a la descarbonización de la industria, reduciendo el impacto medioambiental del proceso productivo se contribuye también a construir una imagen corporativa amigable con el medioambiente.

Se resume a continuación los objetivos clave:

1. Encontrar una fuente de energía renovable con las siguientes características:
 - Cercanía geográfica de la biomasa
 - Precios estables en el tiempo del combustible e inferiores al GNL
 - Reaprovechamiento de subproductos generados en la fábrica
2. Eliminar el riesgo potencial de explosión del tanque de GNL
3. Conseguir cero emisiones netas de GEI en generación de ASC
4. Lograr un payback inferior a 7 años

Se anima al lector a continuar leyendo el documento para comprobar cuáles de estos objetivos son finalmente alcanzados.

2 VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN DE BIOMASA

El alma se tiñe con el color de sus pensamientos.

- Marco Aurelio -

Dada la extensa lista de inconvenientes que tiene el combustible fósil GNL, y con la orientación hacia un futuro más responsable con el medio ambiente, la solución pasa por estudiar las diferentes alternativas que ofrece la biomasa.

La biomasa, desde hace dos décadas se establece como principal sustituto de los combustibles fósiles debido a sus cero emisiones netas de CO_2 y a su estabilidad en el precio fundamentalmente. De hecho, la biomasa es ya la cuarta fuente de energía primaria del mundo alcanzando el 12 % del consumo total de energía, y representa hasta un 40 % en algunos países en desarrollo [4].

2.1 Introducción a la biomasa

La Real Academia Española define la biomasa como sigue: *“Materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía”* [5].

Es materia orgánica y es fuente de energía porque procede de las plantas (incluidas algas, árboles, cultivos) que almacenan la luz solar en enlaces químicos. Cuando estos enlaces entre moléculas adyacentes de carbono, hidrógeno y oxígeno se rompen por digestión, combustión, o descomposición, la energía es liberada [6].

Hay que resaltar que la energía que se aprovecha de la biomasa proviene de la luz solar. Con la fotosíntesis comienza el ciclo de la biomasa, momento en el que la planta absorbe el CO_2 que en reacción con el agua y la luz solar produce hidratos de carbono que forman los componentes básicos de la biomasa [6]. Posteriormente, una vez se tala el árbol como materia prima para producir papel, muebles, etc. se generan residuos como astillas y serrín que son aprovechados como combustibles de biomasa. Esta materia orgánica suele ser heterogénea [7].

El ciclo de la biomasa varía según su origen, pudiendo estar en 1 año para las plantas que se cosechan cada año, hasta 20 años para el caso de los árboles. En la siguiente figura tomada de la web Hogarsense [8] se representa el mencionado ciclo de la biomasa:

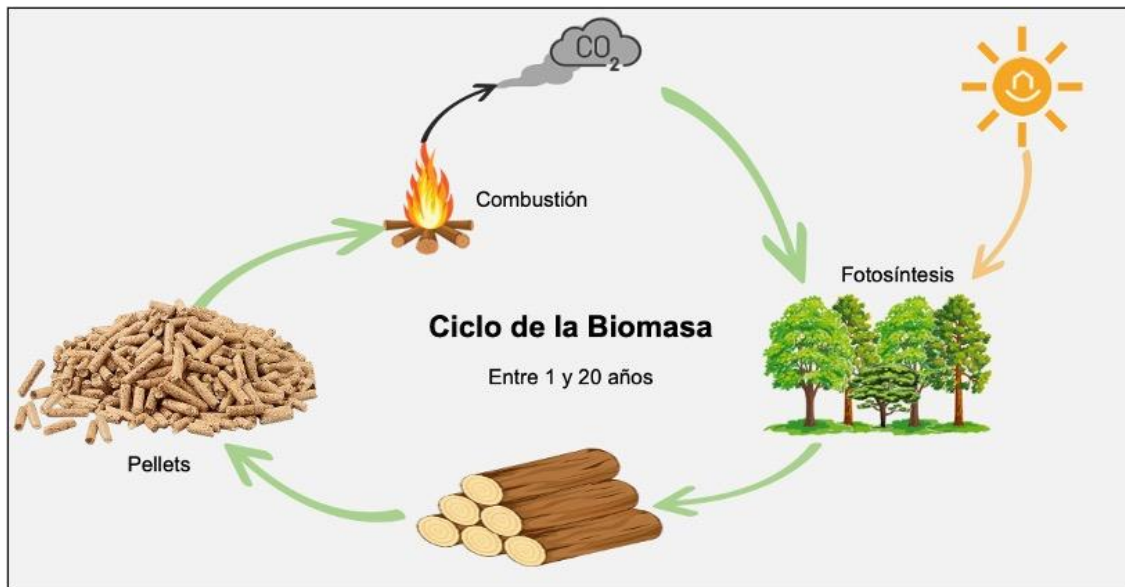


Figura 2-1. Ciclo de la biomasa.

El ser humano ha explotado la biomasa desde el inicio de los tiempos, quemando madera para calentarse, cocinar, o incluso comiendo plantas. Sin embargo, en el último siglo se han explotado recursos no renovables como el carbón o el petróleo, que son biomasa que al cabo de varios millones de años se convierten en combustibles fósiles. Lamentablemente el empleo de estos combustibles emite CO_2 a la atmósfera que contribuye al efecto invernadero, ya que ese CO_2 fue absorbido hace millones de años, no es una escala en la que el ser humano pueda considerar que sea renovable. Sin embargo, la quema de biomasa actual no aporta CO_2 a la atmósfera porque la replantación de la biomasa cosechada garantiza que se absorba de nuevo y se cierre el ciclo [6].

Tiene diferentes ventajas, siendo la principal el hecho de liberar en su combustión aproximadamente la misma cantidad (o menos) de CO_2 que el que ha sido absorbido por la planta durante su crecimiento. Esto significa que las emisiones netas de CO_2 emitidas a la atmósfera se consideran nulas [9].

El empleo de la biomasa como recurso energético tiene otras muchas ventajas, como son las siguientes [9]:

1. Aprovechamiento de residuos agrícolas, industriales y urbanos.
2. Limpieza de bosques reduciendo el riesgo de incendios forestales y de plagas de insectos.
3. Disminución de las emisiones de sulfuros SO_2 ni de dióxidos de nitrógeno NO_x , responsables de la lluvia ácida. Emisiones reducidas de CO y HC.
4. Las cenizas generadas en la combustión pueden ser empleadas para la producción de abono ecológico aportando minerales.
5. Tiene carácter local (< 150 km) por lo que se evitan largos desplazamientos del combustible, como sí ocurre con los fósiles.
6. Reducción de peligros derivados del escape de gases tóxicos y combustibles.
7. Se reduce la dependencia energética del exterior, evitando fluctuaciones en los precios de combustibles importados debidos a conflictos externos.
8. Mejora socioeconómica de las áreas rurales.

2.1.1 Clasificación

Atendiendo a la fuente donde se genera la biomasa, los diferentes tipos de combustibles se pueden clasificar de la siguiente manera [10]:

1. Biomosas forestales:
 - a. Aprovechamientos forestales: árboles principalmente leñosos, fruto de actividades silvícolas.
 - b. Residuos forestales: son los que se generan en el mantenimiento de las masas forestales. Este punto cobra importancia debido a la práctica desaparición de ganado en los montes, responsables años atrás de esta tarea de limpieza.
2. Biomosas agrícolas:
 - a. Cultivos energéticos: especies sembradas con el fin de ser empleadas para biomasa como el cardo o el girasol.
 - b. Residuos de actividades agrícolas: generadas en las labores de cultivos agrícolas, herbáceos o leñosos, tanto en las labores de poda de árboles (como pueden ser restos de tala en olivar) como en la cosecha (cáscara de almendra) [11].
3. Biomosas ganaderas: residuos orgánicos ganaderos como estiércol, purines y gallinaza.
4. Biomosas industriales:
 - a. Residuos procedentes del sector agroalimentario como hueso de aceituna o cáscara de cacao.
 - b. Residuos procedentes del sector forestal como serrerías y carpinterías.
5. Biomosas domésticas: son procedentes de residuos urbanos como lodos de depuradora y aceites de fritura.

De los diferentes tipos de biomasa mencionados, los más extendidos según la Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa son: pellets de madera, astillas de madera y huesos de aceituna. Se detallan a continuación sus principales ventajas [12]:

1. Pellets de madera: hechos con serrín prensado
 - Tiene un alto poder calorífico, homogeneidad y composición constante, logrando rendimientos energéticos muy elevados. Permite suministro a calderas en automático.
2. Astillas de madera
 - Es la biomasa más barata, pero tiene la desventaja de que, al ser menos densa, necesita mayor espacio de almacenamiento y equipos más robustos, por lo que la inversión inicial es mayor. Es recomendable para usos industriales.
3. Huesos de aceituna
 - Se sitúa en precio entre el pellet y la astilla. Sin embargo, al depender de la cosecha anual y tener un mayor contenido en cenizas, se muestra en desventaja frente a las alternativas anteriores. Sin embargo, no deja de ser buena alternativa en el caso de que no esté disponible la astilla o su precio se encarezca notablemente [4].

Habitualmente, todos los tipos de biomasa deben ser previamente secados para reducir el contenido de humedad (entre el 30 y el 50 % es lo recomendable en astilla), y cribados para conseguir que sea homogéneo.

Estos productos pueden ser utilizados tanto para usos térmicos como eléctricos, por lo que se pueden clasificar en [11]:

- Biomasa térmica: donde se quiere conseguir calor para calefacción, agua caliente y agua sobrecalentada. Los usos pueden ser urbanos o industriales.
- Biomasa eléctrica: donde se busca generar electricidad, bien en exclusiva o bien con sistemas de cogeneración.

2.1.2 Sistemas de una planta de biomasa

Una planta de biomasa actual de alta potencia puede llegar a rendimientos cercanos al 95 % si se integran equipos de recuperación de calor [13].

En general, los sistemas de una planta de biomasa son los siguientes [13]:

- Almacenamiento de combustible.
- Transporte del combustible al equipo de combustión.
- Equipos y cámara de combustión.
- Caldera (vapor, agua caliente, aceite térmico).
- Recuperadores auxiliares de calor.
- Depuración de gases.
- Extracción de cenizas.

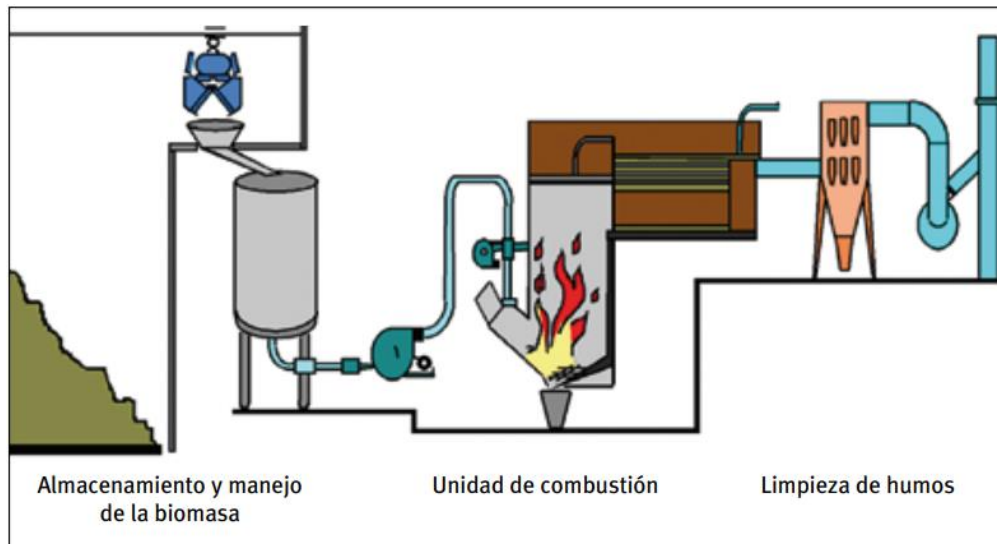


Figura 2-2. Esquema de una instalación de biomasa [13].

2.2 Caldera

La caldera es el elemento más importante en una instalación de biomasa, y pueden clasificarse en función de las necesidades energéticas del proceso:

- Calderas de agua caliente
- Calderas de agua sobrecalentada
- Calderas de vapor saturado
- Calderas de vapor sobrecalentado
- Calderas de fluido térmico

Además, las calderas pueden clasificarse en dos tipos principales según su diseño y funcionamiento: las calderas piro-tubulares y las calderas acuotubulares. La principal diferencia entre ellas radica en la forma en que transfieren el calor al agua para generar vapor o agua caliente [14].

Caldera piro-tubular:

- En una caldera pirotubular el agua se encuentra en estado líquido y se hace pasar por un recipiente en el que hay tubos por los cuales circulan los gases de la combustión. De esta manera, el calor generado por la combustión entra en los tubos y calienta el agua que fluye a su alrededor.
- Este diseño es eficiente para calentar agua rápidamente, lo que hace que las calderas pirotubulares sean adecuadas para aplicaciones que requieren una respuesta rápida, como la calefacción de edificios.

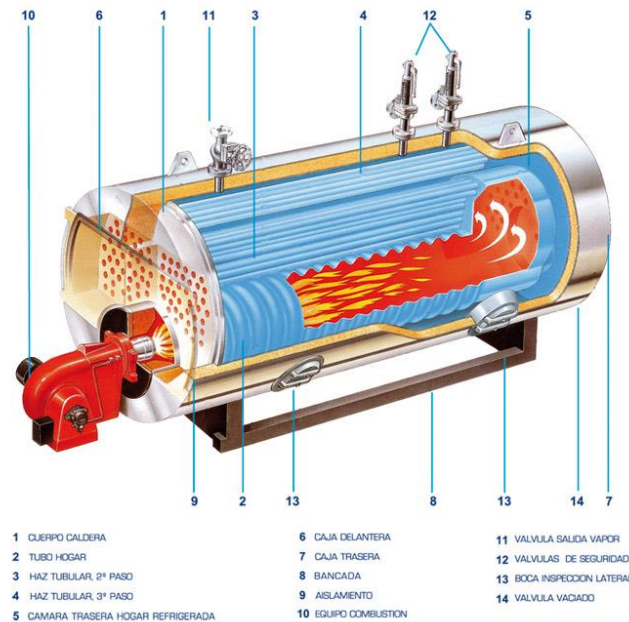


Figura 2-3. Caldera pirotubular [15].

Caldera acuotubular:

- En una caldera acuotubular, el agua se hace pasar por el interior de los tubos y es calentada por los gases de combustión que pasan por fuera de estos tubos.
- Se alcanzan altas presiones en su salida y es más eficiente en términos de transferencia de calor, por lo que es más adecuado para aplicaciones de mayor capacidad, con mayores potencias y presiones, como la generación de vapor de agua en centrales termoeléctricas. Se puede llegar a presiones de 350 bar y 600 °C [16].

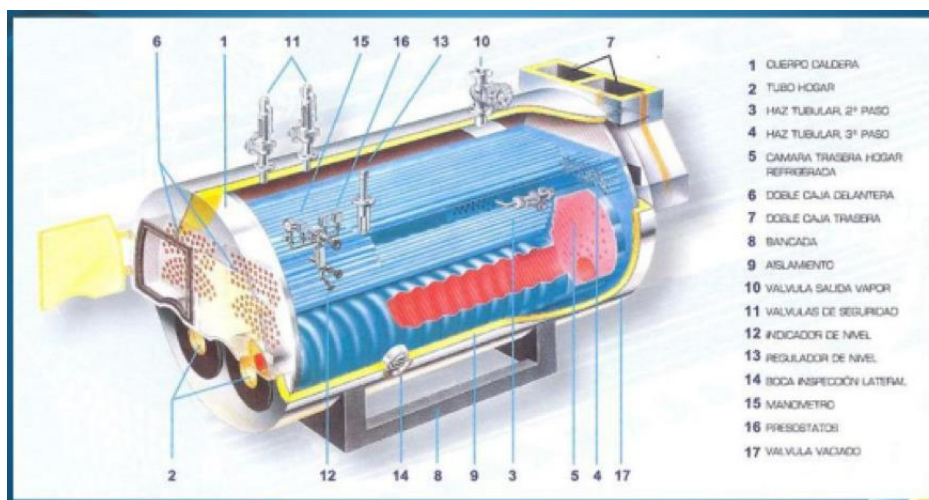


Figura 2-4. Caldera acuotubular [17].

La elección entre una caldera pirotubular y una caldera acuotubular depende fundamentalmente de la

capacidad requerida en la aplicación específica en la que se utilizará la caldera.

En el caso de este estudio, en el que la presión de trabajo es de 4,5 bar y la temperatura entre 125 y 130 °C, la caldera deberá ser pirotubular, ya que las presiones y temperaturas alcanzadas son bajas comparadas con las que se pueden alcanzar en una acuotubular. Además, debe ser de agua sobrecalentada debido a las necesidades del proceso ya mencionadas en el primer apartado. De hecho, las actuales calderas de GNL son pirotubulares y de agua sobrecalentada.

2.2.1 Dimensionado

Para calcular la potencia que necesita el proceso, lo más cómodo es medir la temperatura del agua en la impulsión y el retorno, obtenido el salto térmico. Posteriormente, se multiplica el salto térmico por el caudal que circula por el circuito cerrado y se obtiene la potencia. El salto térmico es 10 °C según se observa en la siguiente figura:



Figura 2-5. Salto térmico circuito ASC.

Desafortunadamente, la instalación actual no dispone de caudalímetro, por lo que se tiene que estimar la potencia por otra vía alternativa.

Para ello, se debe tener en cuenta el dato del apartado 1.2 donde se estima la energía efectiva entregada en 31.038.141 kWh. Por otro lado, para dimensionar la instalación, es decir, calcular la potencia instalada, hay que considerar las pérdidas en las calderas. Un valor conservador del rendimiento de una caldera de biomasa es el 85 % (valor de fabricante BINDER del 87 %). Por último, se hacen los cálculos para 342 días de trabajo según calendario, con tres turnos (24 h). Queda por tanto que la potencia instalada mínima para dar servicio debe ser de:

$$P = \frac{31.038.141 \text{ kWh}}{342 \text{ días} \times 24 \text{ h/día} \times 0,85} = 4.448,76 \text{ kW}$$

Se ve, por tanto, a la luz del cálculo realizado que la potencia de caldera mínima es de 4,5 MW para abastecer al proceso de ASC. Más adelante en el apartado 3.3, se calcula qué potencia hay que sumar para la generación de agua fría, obteniendo así la potencia óptima de la caldera de biomasa.

Aunque la caldera de biomasa sea capaz de dar servicio en su totalidad sin necesidad del apoyo de calderas

auxiliares, hay que tener en cuenta que la caldera necesita, según recomendaciones del fabricante, 3 mantenimientos con parada. Esto puede combinarse con los paros planificados de fábrica, aunque hay que considerar que esto no siempre será posible. Por tanto, y considerando también averías, se recomienda mantener 2 de las actuales calderas. En concreto, la actual caldera número 2 y la número 4, esto se debe a que la 2 funciona a menor régimen que la 1 por lo que está en mejores condiciones, y también puede funcionar con gasóleo como la 4, que sería la otra caldera para conservar. De este modo, la número 1 y 3 actual se desmantelarían para su venta en el mercado de segunda mano.

Tabla 2. Propuesta calderas auxiliares.

Caldera auxiliar 1	Caldera auxiliar 2	Potencia total (kW)
Vulcano Sadeca T-3000	Ignis WA-2000	5.815

Al quedar la potencia total por encima de la mínima necesaria, se puede estar seguro de que, aunque haya que parar la caldera de biomasa, se puede continuar funcionando con las dos calderas de gasóleo.

Por otro lado, la energía consumida en el Pan Rallado no se ha tenido en cuenta puesto que los quemadores del horno funcionan con GNL. Como no se contempla su sustitución por quemadores de gasóleo de calefacción ni cambiar el horno por uno eléctrico, la solución pasa por instalar un pequeño depósito en el sitio del actual para abastecer de gas por una semana. Tomando el dato del apartado 1, la energía consumida fue 2.855.873 kWh. Esto quiere decir, que en promedio el consumo semanal, considerando 48 semanas de trabajo anuales, no supera los 59.500 kWh.

A continuación, con el PCS del GNL (dato en los albaranes de descarga de gas, sobre 15,356 kWh/kg) se obtiene el peso del gas, y siendo también conocida la densidad (443,136 kg/m³) se calcula el volumen:

$$V = \frac{59.500 \text{ kWh}}{15,356 \text{ kWh/kg} \times 443,136 \text{ kg/m}^3} = 8,74 \text{ m}^3$$

Finalmente se concluye que instalando un depósito de 10 m³ se tiene capacidad suficiente para superar la demanda de una semana.

La ventaja del depósito pequeño es que al estar por debajo de 50 Tm ya no afecta el Real Decreto 840/2015 [18] por el que se aprueban medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas. En la siguiente figura se muestra un recorte de la tabla correspondiente al citado RD, en el que el valor de la fila P5b y columna 2 es de 50 Tm.

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO
LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

Columna 1	Columna 2	Columna 3
Categorías de peligro de conformidad con el Reglamento (CE) n.º 1272/2008, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2008.	Cantidades umbral (en toneladas) de las sustancias peligrosas a que se hace referencia en el artículo 3, apartado 10, a efectos de aplicación de los	
	Requisitos de nivel inferior	Requisitos de nivel superior
Sección «H» – PELIGROS PARA LA SALUD		
H1 TOXICIDAD AGUDA – Categoría 1, todas las vías de exposición.	5	20
H2 TOXICIDAD AGUDA – Categoría 2, todas las vías de exposición – Categoría 3, vía de exposición por inhalación (véase la nota 7).	50	200
H3 TOXICIDAD ESPECÍFICA EN DETERMINADOS ORGANOS (STOT) – EXPOSICIÓN ÚNICA STOT SE Categoría 1.	50	200
Sección «P» – PELIGROS FÍSICOS		
P1a EXPLOSIVOS (véase la nota 8) – Explosivos inestables o – Explosivos de las divisiones 1.1, 1.2, 1.3, 1.5 o 1.6, o – Sustancias o mezclas que tengan propiedades explosivas de acuerdo con el método A.14 del Reglamento (CE) n.º 440/2008, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2008, (véase la nota 9) y no pertenezcan a las clases de peligro «peróxidos orgánicos» o «sustancias o mezclas que reaccionan espontáneamente».	10	50
P1b EXPLOSIVOS (véase la nota 8) Explosivos de la división 1.4 (véase la nota 10).	50	200
P2 GASES INFLAMABLES Gases inflamables de las categorías 1 ó 2.	10	50
P3a AEROSÓLES INFLAMABLES Aerosoles inflamables de las categorías 1 ó 2, que contengan gases inflamables de las categorías 1 ó 2 o líquidos inflamables de la categoría 1.	150 (neto)	500 (neto)
P3b AEROSÓLES INFLAMABLES Aerosoles «inflamables» de las categorías 1 ó 2, que no contengan gases inflamables de las categorías 1 ó 2 o líquidos inflamables de la categoría 1.	5.000 (neto)	50.000 (neto)
P4 GASES COMBURENTES Gases comburentes de la categoría 1.	50	200
P5a LÍQUIDOS INFLAMABLES – Líquidos inflamables de la categoría 1, o – Líquidos inflamables de las categorías 2 ó 3 mantenidos a una temperatura superior a su punto de ebullición, u – Otros líquidos con un punto de inflamación ≤ 60 °C, mantenidos a una temperatura superior a su punto de ebullición (véase la nota 11).	10	50
P5b LÍQUIDOS INFLAMABLES – Líquidos inflamables de las categorías 2 ó 3 cuando las condiciones particulares de proceso, por ejemplo presión o temperatura elevadas, puedan crear peligros de accidentes graves, o – Otros líquidos con un punto de inflamación ≤ 60 °C cuando las condiciones particulares de proceso, por ejemplo presión o temperatura elevadas, puedan crear peligros de accidentes graves (véase la nota 11).	50	200

Figura 2-6. Clasificación por categorías sustancias peligrosas [18].

2.3 Selección del combustible

Para tomar la decisión sobre qué combustible emplear, se priorizan dos criterios:

1. Materia prima fácil de conseguir
2. Precios estables

Teniendo en cuenta esto, se descarta el pellet por haber sufrido variaciones sustanciales en su precio en los últimos años como puede verse en la siguiente figura:

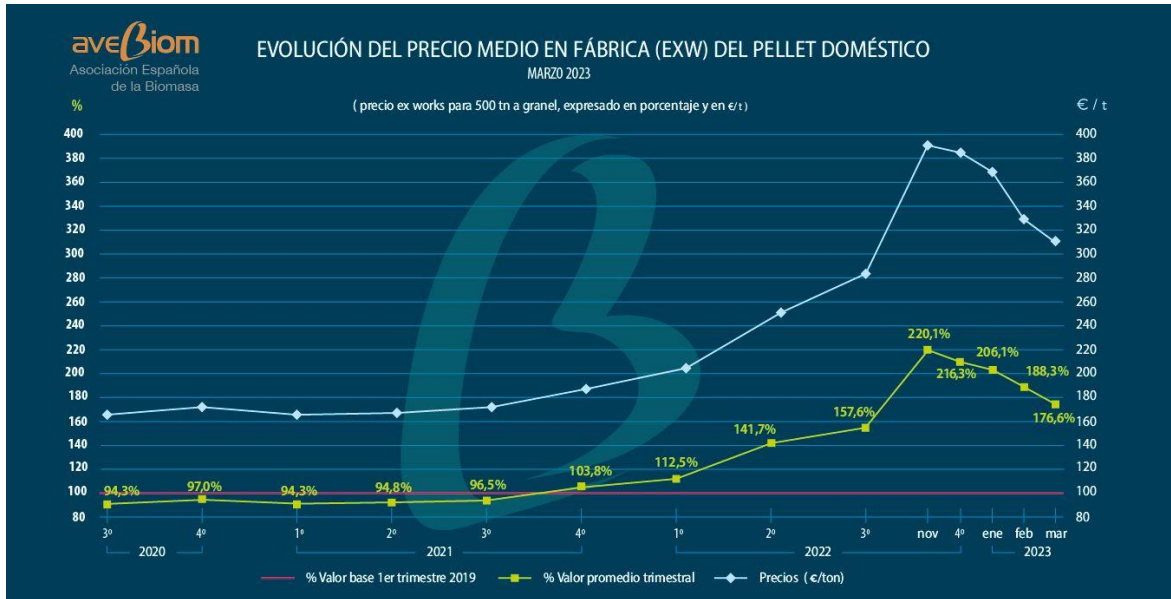


Figura 2-7. Evolución del precio medio EXW del pellet doméstico.

Sin embargo, el precio de la astilla presenta una estabilidad mayor respecto al pellet, como puede verse en el siguiente cuadro resumen:

Precio medio anual para la ASTILLA
Astilla a granel P31,5 - P45 (G30)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 (1T)	2022 (2T)
€/tn	106,58	109,27	110,28	109,57	109,55	112,93	110,97	114,45	120,64	125,58
c€/kWh	2,41	2,47	2,50	2,48	2,48	2,56	2,51	2,59	2,73	3,15
IPB anual		2,52%	0,93%	-0,64%	-0,02%	3,09%	-1,73%	3,13%	2,4%	4,1%
IPB anual acumulado (en base 2014)		2,52%	3,47%	2,81%	2,79%	5,96%	4,12%	7,39%		

Figura 2-8. Cuadro resumen precio astilla [12].

Por este motivo y lo ya expuesto en el apartado 2.1.1, se toma la astilla de madera como combustible para la caldera de agua sobrecalentada. Los precios son más estables, y existen empresas que las suministran a granel con unas especificaciones determinadas, concretamente la astilla más común en uso industrial es la astilla cribada P16 (G30), P31 (G50) y G100. La madera suele de ser de pino o castaño, ya que son las que menos cenizas generan. A continuación, se muestra una clasificación de la norma Önorm M7133 extraída de la web GREENHEISS:

CLASES EN FUNCIÓN DEL TAMAÑO						
Tipo astilla	Porciones de tamaños admisibles				Valores extremos admisibles	
	Máx. 4%	Máx. 20%	60-100%	Máx. 20%	Media (cm ²)	Long. (cm)
	Tamaño de astilla (mm)					
G30 (P16S)	< 1,0	1,0-2,8	2,8-16,0	<16,0	3,0	8,5
G50 (P31S)	< 1,0	1,0-5,6	5,6-31,5	<31,5	5,0	12,0
G100	< 1,0	1,0-11,2	11,2-63,0	<63,0	10,0	25,0

Figura 2-9. Tipos de astilla.

La elección del tamaño de astilla se justifica en función del precio de cada una. Según datos facilitados por Termosun, los precios actuales a fecha de octubre de 2023 son los siguientes:

- G100 → 60-70 €/Tm + transporte
- G50 → 120-130 €/Tm + transporte

La principal diferencia técnica entre un tipo de astilla y otro es el porcentaje de humedad, y por tanto su poder calorífico inferior. La relación que existe entre la humedad y el PCI puede estimarse, según datos facilitados por Termosun, en una pérdida de PCI de 500 kcal/kg cada aumento del 10 % de humedad. Esta relación se guarda siempre que el porcentaje de ceniza sea menos al 3 %. Se muestra a continuación una tabla comparativa para seleccionar el tamaño más rentable:

Tabla 3. Comparativa de precios astilla G50 y G100.

Tamaño	Humedad	PCI (kcal/kg)	PCI (kWh/kg)	Precio (€/Tm)	Precio (€/MWh)
G50	30 %	3.000	3,49	125	35,82
G100	50 %	2.000	2,33	65	27,90

Teniendo en cuenta el consumo anual calculado, el ahorro conseguido al emplear astilla G100 es de:

$$\Delta = (35,82 - 27,90) \text{ €/MWh} \times 4,45 \text{ MW} \times 342 \text{ días} \times 24 \text{ h/día} = 289.283 \text{ €/año}$$

2.3.1 Aprovechamiento de subproductos

Tal y como se expone en el primer apartado de este documento, uno de los objetivos marcados para este proyecto es el uso de uno de los subproductos que se generan en la fábrica, concretamente el salvado de trigo. Se conoce como salvado de trigo a la cáscara que protege el grano de trigo. Puede verse con mayor claridad en la siguiente figura [19]:

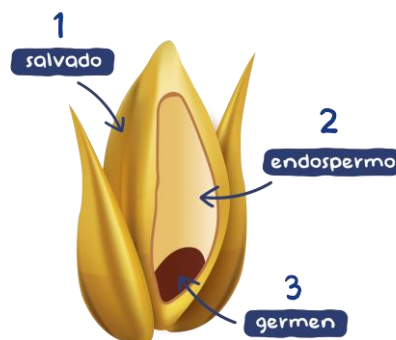


Figura 2-10. Estructura del grano de trigo.

Éste se genera en la sección de semolería, donde el trigo se limpia, se le quita la cáscara, y se muele hasta obtener la sémola que posteriormente, mezclada con agua y tras un proceso de elaboración, se convertirá en la pasta alimenticia comúnmente conocida.

En el pasado año 2022, semolería limpió 99.369.677 kg de trigo sucio, generando un total de 22.988.152 kg de salvado. El precio de venta fue de 280 €/Tm.

Según la ficha técnica del salvado de trigo duro que dispone la empresa, la humedad del salvado es del 14 %. Con este dato, y con la experiencia del colaborador Termosun, se estima el PCI en 4.000 kcal/kg. Esto supone el doble que la astilla G100.

Tabla 4. Comparativa de precios entre astilla y salvado.

Combustible	Humedad	PCI (kcal/kg)	PCI (kWh/kg)	Precio (€/Tm)	Precio (€/MWh)
G100	50 %	2.000	2,33	65	27,90
Salvado	14 %	4.000	4,65	280	60,22

Sin embargo, debido a que el precio (€/MWh) es 2,15 veces mayor que el de la astilla, se concluye que no es rentable aprovechar el salvado para su combustión, sino que se le saca más provecho con su venta.

Aunque técnicamente la caldera podría quemar salvado ante un eventual problema en el suministro de astilla, habría que reconfigurar el sistema de alimentación para adaptarlo a este producto.

2.4 Cálculos del consumo

Habiendo seleccionado ya el combustible a emplear, astilla G100, y conociendo el PCI de este, 2,33 kWh/kg, se puede estimar la cantidad de astilla y energía necesaria:

$$\text{Combustible anual} = \frac{4.500 \text{ kW} \times 342 \text{ días} \times 24 \text{ h/día}}{2,33 \text{ kWh/kg}} = 15.852.360,52 \text{ kg} \cong 15.853 \text{ Tm}$$

En términos de energía se necesitan 36.936 MWh de astilla.

Si bien el consumo real será algo menor, ya que en el cálculo anterior se ha considerado que la caldera trabaja a máxima potencia, la diferencia es despreciable y de esta manera se obtiene un dato más conservador. El cálculo más realista de la energía de biomasa necesaria sería como se muestra a continuación:

Tabla 5. Cálculo de energía de biomasa consumida.

	GNL	Biomasa
Rendimiento caldera	0,9	0,85
Energía consumida	34.487 MWh	$\frac{34.487 \times 0,9}{0,85} = 36.516 \text{ MWh}$

2.5 Diagrama de flujo de la instalación

Para entender mejor cómo funciona una caldera de biomasa, el día 12 de septiembre del presente año se organiza una visita con la colaboración de Veolia Servicios Lecam a las obras situadas en las instalaciones de COVAP, en Pozoblanco. En ese caso, la necesidad del proceso es de vapor saturado a 215 °C y 16 bar de presión. Para ello, se han instalado dos calderas de vapor de 10 MW de potencia cada una, alimentadas por astilla. A continuación, se representa el diagrama de flujo de esta instalación, con la modificación de que para

el caso de estudio de este proyecto la caldera es de agua sobrecalentada en lugar de vapor saturado.

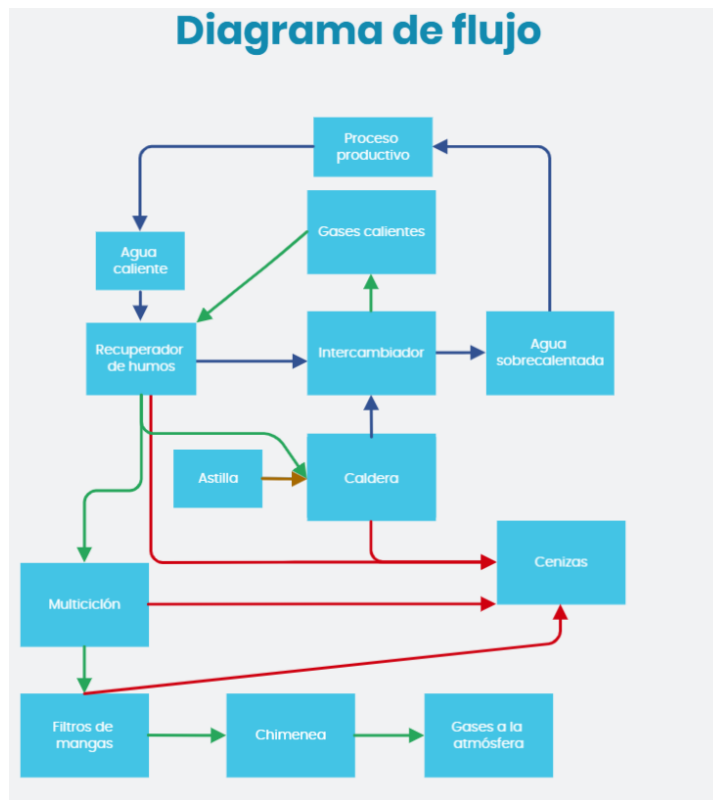


Figura 2-11. Diagrama de flujo de una caldera de biomasa.

Hay que puntualizar que el recuperador de humos o economizador, según el fabricante de la caldera, puede situarse también a la salida de los filtros de mangas.

2.6 Equipos auxiliares

A continuación, se muestran las imágenes reales de la instalación mencionada anteriormente que Veolia está llevando a cabo en COVAP con el objetivo de ilustrar al lector los equipos que aparecen en el diagrama de bloques de la figura 2-11.

- Astilla: se almacena en tres módulos de tipo “top loader”, donde un rastrillo va empujando la astilla hacia la cinta de palas de manera automática. Se puede ver en proceso de ejecución en la siguiente figura:



Figura 2-12. Almacén de astilla top loader. (Cortesía de Veolia)

Se representa a continuación el flujo que sigue la astilla desde la descarga hasta la caldera:

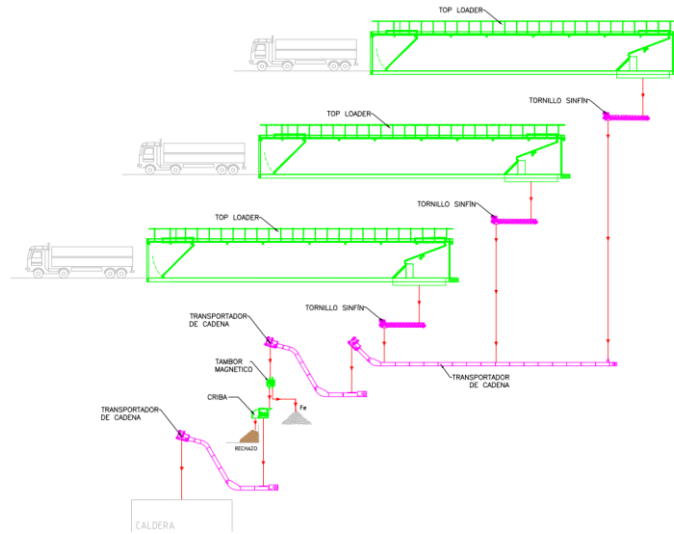


Figura 2-13. Esquema toplayer. (Cortesía de Termosun)

- Caldera: como ya se ha mencionado anteriormente, en este caso la caldera es de vapor saturado. Hay dos unidades iguales, y son alimentadas de astilla mediante un tornillo sinfín. En la parte inferior de la caldera se generan cenizas gruesas. Se muestra en la siguiente figura:



Figura 2-14. Calderas y sistema de alimentación de astilla. (Cortesía de Veolia)

Como se ha mencionado anteriormente, estas calderas son de vapor saturado. Por tanto, para ilustrar de manera más fidedigna la caldera de agua sobrecalentada que se instalaría para este proyecto se muestra a continuación una imagen y un esquema cedidos por Termosun.



Figura 2-15. Caldera tipo Vertigo del fabricante Binder. (Cortesía de Termosun)

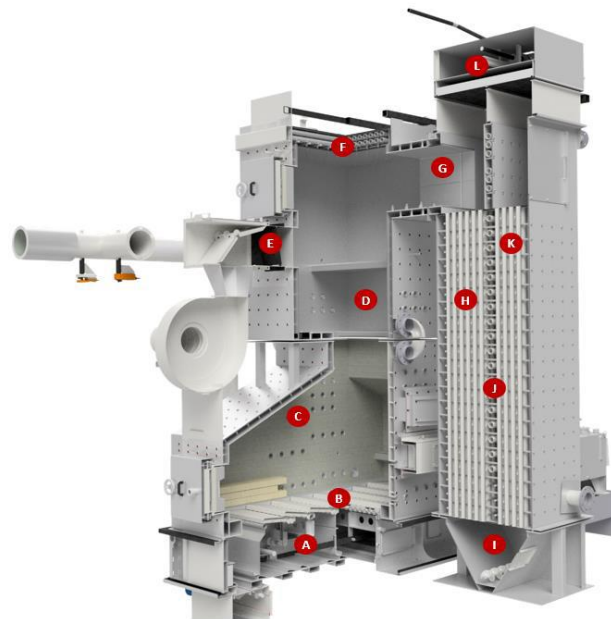


Figura 2-16. Corte caldera tipo Vertigo del fabricante Binder. (Cortesía de Termosun)

Tabla 6. Descripción de las zonas señaladas en la caldera.

A	Zona de aire primario	B	Parrilla móvil (sistema de combustión)
C	Zona de aire secundario (step combustión)	D	Primera cámara deflectora
E	Limpieza de HV	F	Intercambiador seguridad de la cámara combustión
G	Entrada gases intercambiador 1	H	Intercambiador de calor 1
I	Depósito cenizas con sinfín	J	Intercambiador de calor de seguridad del intercambiador
K	Intercambiador de calor 2	L	Puerta acceso a intercambiador de calor

En esta caldera la peculiaridad reside en que el intercambiador de calor pirotubular está en posición vertical en lugar de horizontal, lo que facilita la retirada de cenizas evitando depósitos en el interior de los tubos. Así se consigue alargar los intervalos de mantenimiento.

Para el caso de estudio, una caldera de 6 MW de potencia tendría las medidas siguientes:

Tabla 7. Medidas de una caldera Vertigo marca Binder de 6 MW. (Cortesía de Termosun)

Alto (mm)	Largo (mm)	Ancho (mm)
8.630	7.610	5.560

- Intercambiador: es el equipo donde se produce la transferencia de calor entre los gases calientes que salen de la caldera y el agua caliente, dando como resultado vapor saturado. Este equipo está situado sobre la caldera y puede observarse en color negro en la figura 3-6.
- Recuperador de humos: en este equipo se consigue mejorar la eficiencia global de la instalación, ganando aproximadamente 10 °C de temperatura en el agua caliente que retorna del proceso para el caso del vapor. El funcionamiento es muy sencillo, no es más que un intercambiador de calor en el que los gases a la salida del intercambiador transfieren energía al agua de retorno. De esta manera se consigue que el agua caliente ingrese en el intercambiador a 105 °C en lugar de 95 °C. Se muestra la imagen en la siguiente figura:



Figura 2-17. Recuperador de humos. (Cortesía de Veolia)

Además del recuperador de humos mencionado o economizador, Binder cuenta con dos economizadores adicionales que tienen funciones diferentes pero el mismo fin, aumentar el rendimiento global de la instalación.

- Economizador LUVU: es un intercambiador de los gases de combustión con el aire de combustión, consigue precalentar el aire que se introduce en la cámara de combustión
- Economizador LUWA: es un intercambiador del agua caliente del circuito de refrigeración del hogar de la caldera con el aire de combustión, consigue igualmente precalentar el aire que se introduce en la cámara de combustión. Además, cumple la función de disipar la energía almacenada en el circuito de refrigeración en forma de calor cerrando así el ciclo de enfriamiento del hogar.
- Acumulador de agua condensada: en el retorno del vapor saturado enviado al proceso, se tiene agua condensada que es almacenada en un depósito que hace las funciones de acumulador. Ver figura abajo:



Figura 2-18. Acumulador de agua condensada. (Cortesía de Veolia)

- Multiciclón: en este equipo se decantan las cenizas gruesas. Precede a los filtros de mangas.



Figura 2-19. Multiciclón. (Cortesía de Veolia)

- Filtro de mangas: los gases a la salida del multiciclón son monitorizados, y si su temperatura está en un rango determinado, pasan a los filtros de mangas donde se retienen las cenizas finas. En el caso de que la temperatura sea menor o mayor del rango establecido, los gases se reconducen con un bypass para proteger los filtros de mangas. En general, los filtros pueden aguantar picos de hasta 260 °C y suelen trabajar bien a temperaturas constantes entorno a los 180 °C.



Figura 2-20. Filtros de mangas. (Cortesía de Veolia)

- Chimenea: una vez los gases salen del filtro de mangas, son impulsados por unos soplantes hasta las chimeneas, equipo a través del cual los gases de combustión son expulsados a la atmósfera.



Figura 2-21. Soplantes. (Cortesía de Veolia)



Figura 2-22. Chimenea. (Cortesía de Veolia)

2.7 Emplazamiento

Uno de los aspectos claves de esta propuesta es plantear si existe un espacio disponible dentro del recinto de la fábrica para ubicar las instalaciones de biomasa. Sin ser objeto de este trabajo entrar en el detalle del diseño y dimensionamiento de los equipos auxiliares, se presenta a continuación una propuesta de ubicación y distribución general.

Teniendo en cuenta que la potencia instalada que se ha calculado para la generación de ASC es de 4,5 MW, según datos obtenidos tanto de Veolia como de Termosun, coinciden en que la superficie necesaria para los equipos está en torno a los 500 m², y otros 500 m² para la superficie de almacenamiento. En total, suman 1.000 m². En la siguiente figura tomada de la web Calcmeps.com se muestra la imagen del recinto propuesto, con medidas de 32 metros de ancho y 60 metros de largo, un total de 1.920 m².



Figura 2-23. Área disponible.

Aunque el área sea el doble de la requerida, es necesaria una zona para que los camiones puedan hacer la operación de descarga con las maniobras necesarias. Esta zona debe tener al menos 30 metros de largo y 30 de ancho, que es justamente la mitad del solar. Por tanto, las medidas son perfectas para el propósito. En la siguiente figura esta área tiene color marrón, y una línea divisoria roja marca la otra mitad del solar donde se van a ubicar edificio, almacenamiento, y equipos. Además, se marca el flujo de entrada y descarga de camiones con flechas amarillas.

Los tres almacenamientos de tipo top-loader deben tener unas dimensiones de 6x20 metros cada uno, en total 18 metros de ancho y 20 de largo. Esto supone que ocupa algo más de la mitad en el lado ancho del solar y 2/3 de la mitad en el lado largo. Está representado en la siguiente figura con líneas naranjas.

La zona que queda libre de unos 660 m² es suficiente para ubicar el edificio que alberga la caldera que tiene de base 7,6 x 5,5 m² aproximadamente según información facilitada por Termosun, así como transportadores redlers, economizadores, etc. Se dibuja el perímetro en color negro.

Por último, se presenta una circunferencia verde que representa la chimenea fuera del edificio de la caldera.

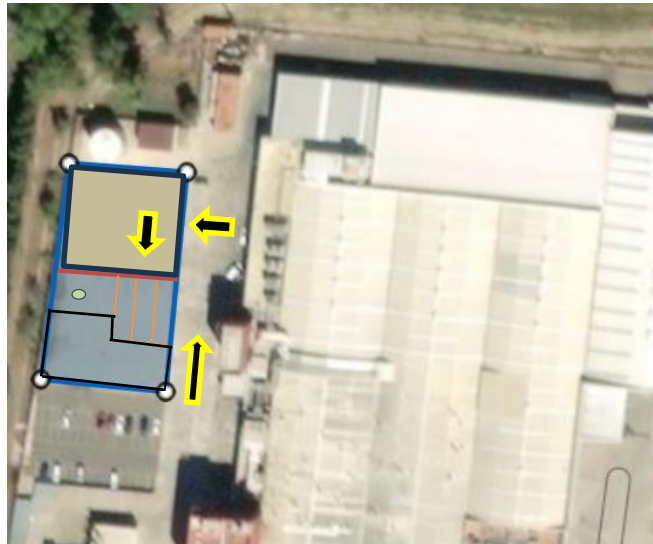


Figura 2-24. Distribución del espacio propuesto.

Para visualizar mejor los equipos del interior de la nave de la caldera, se muestra un diseño 3D ofrecido por Termosun de una caldera vertical tipo Vertigo, por lo que la instalación real en el caso de estudio sería muy similar.

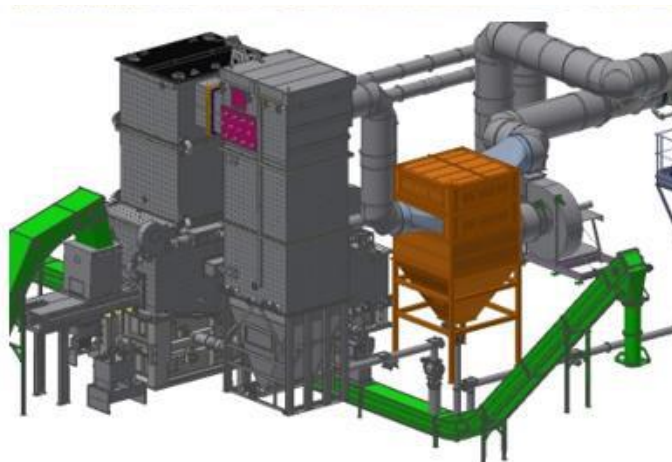


Figura 2-25. Diseño 3D caldera vertical Binder. (Cortesía de Termosun)

2.8 Ventajas

Sin duda la ventaja fundamental de la biomasa es su menor coste frente al GNL, además de su estabilidad en el tiempo. Esto ofrece a la empresa una ventaja competitiva clara frente a sus competidores que no hayan apostado por la biomasa ante eventos de alta volatilidad en el mercado del gas.

Por otro lado, eliminar el riesgo intrínseco que entraña el actual tanque de 52 Tm de GNL, sustancia líquida inflamable, tanto para trabajadores como para el resto de la población usuaria de la vía contigua e incluso de las viviendas adyacentes, es un reto ahora alcanzable.

Además, y como se verá en el apartado 4, más de 6.305 Tm de CO_2 asociadas a la generación de ASC serán ahorradas cada año a la atmósfera, un dato nada despreciable teniendo en cuenta que se reducen las emisiones en más de un 91 %. No cabe duda de que es una firme apuesta hacia la descarbonización industrial para conseguir el objetivo de las Naciones Unidas en 2050 de cero emisiones netas de gases de efecto invernadero (GEI).

Por último, la generación de empleo es otro punto fuerte de esta tecnología. Al ser necesarios 5 operarios para dar servicio 3 turnos al día con una cobertura de 1 persona por turno, es necesario contratar o subcontratar a estas 5 personas.

2.9 Inconvenientes

El principal inconveniente de una caldera de biomasa es su arranque y paro progresivo, esto quiere decir que necesita algunos días para alcanzar su régimen nominal, al igual que necesita varios días para enfriarse por completo. Esto hace que no sea conveniente parar la caldera en paradas cortas de fábrica de 2 o 3 días, debiendo mantenerlas operativas a baja carga.

Otro inconveniente es el espacio necesario para almacenar la astilla, que requiere de una gran superficie. Sin embargo, en el caso de estudio no es un problema relevante debido a que existe espacio suficiente dentro del recinto.

Además, una desventaja clara respecto a una caldera de gas convencional es la demanda de mano de obra constante que requiere, debiendo desarrollar trabajos manuales en el día a día por operarios cualificados. Aunque esto suponga un sobrecoste, más adelante en el apartado 5 se comprobará que el ahorro en combustible es tal que permite absorber este sobrecoste en mano de obra.

3 GENERACIÓN DE AGUA FRÍA

*Todo lo que escuchamos es una opinión, no un hecho.
Todo lo que vemos es una perspectiva, no es la verdad.*

- Marco Aurelio -

Como se ha explicado en el apartado 1.1.2 de este documento, la segunda demanda de energía, sin considerar la eléctrica, más relevante en el proceso de producción de pasta después del agua sobrecalentada es el agua fría. Actualmente producida por 5 enfriadoras aire-agua que tienen una potencia frigorífica total de 1.450 kWf.

Sin embargo, actualmente existen soluciones con menor impacto medioambiental que las enfriadoras aire-agua, y es el caso de las enfriadoras por absorción de bromuro de litio.

3.1 Ciclo de absorción de bromuro de litio

Este ciclo de absorción se basa en la capacidad que tienen las sales de bromuro de litio para absorber en estado líquido agua en estado de vapor. Esto permite prescindir de un compresor accionado eléctricamente como ocurre en las enfriadoras aire-agua o agua-agua y, en su lugar, se requiere de una fuente de calor residual o de bajo coste, como puede ser la generada mediante biomasa.

A continuación, se representa el ciclo mencionado:

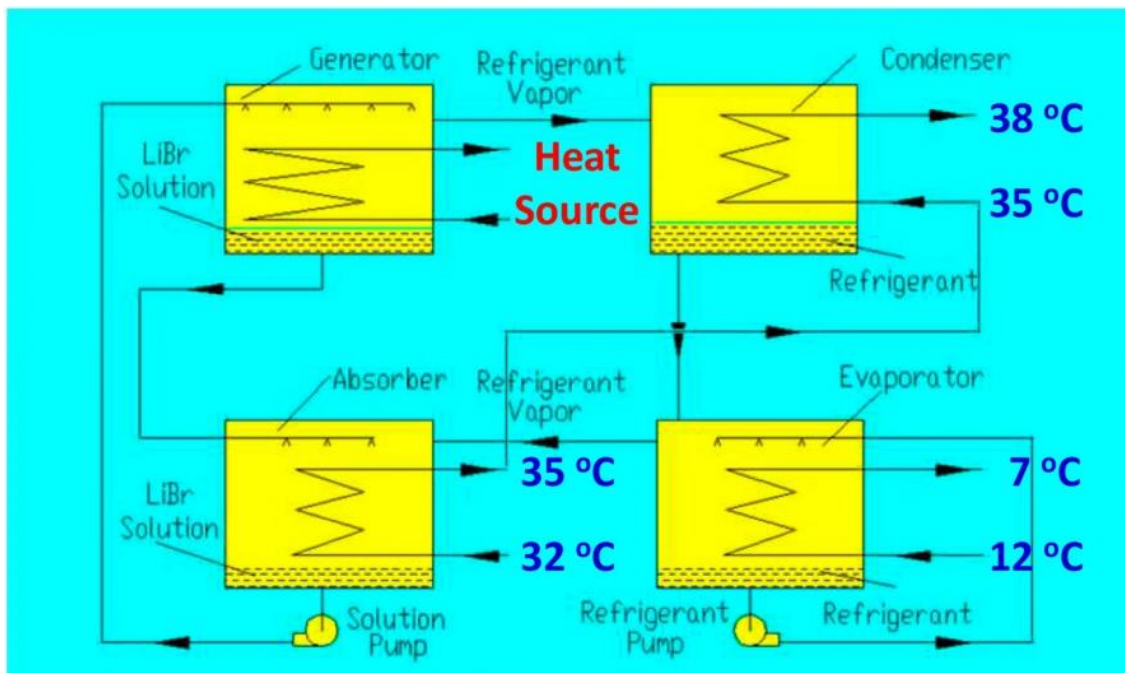


Figura 3-1. Ciclo de refrigeración por absorción [20].

En la anterior figura puede observarse que en el ciclo intervienen varios fluidos: por un lado, una solución diluida de agua con bromuro de litio como absorbente; agua de red o de pozo tratada como refrigerante; y una fuente de calor térmico, en el caso de estudio, agua sobrecalentada.

El funcionamiento del ciclo se explica a continuación:

1. Absorbedor: aquí el vapor de agua que viene del evaporador es enfriado para facilitar la absorción con el bromuro de litio que llega desde el generador, y se forma la solución diluida de agua con bromuro de litio. Mediante una bomba es impulsada al generador.
2. Generador: la solución diluida de agua con bromuro de litio proveniente del absorbedor es calentada con la fuente de calor externo (agua sobrecalentada) separando así la solución, por un lado; vapor de agua que sale hacia el condensador, y por el otro; bromuro de litio que se envía al absorbedor de vuelta.
3. Condensador: el vapor de agua que llega desde el generador es enfriado hasta la fase líquida y se dirige hacia la válvula de expansión.
4. Válvula de expansión: es la que separa las dos partes del circuito de alta y baja presión. Aquí el agua líquida del condensador se expande disminuyendo su presión hasta la del evaporador, y bajando por tanto su temperatura también.
5. Evaporador: o foco frío, es el equipo que está conectado con el circuito cerrado de agua que se quiere enfriar. El salto térmico habitual es de 5 °C. El vapor generado se envía al absorbedor.

Nota: para mantener la diferencia de presiones entre el absorbedor y el generador se coloca una válvula de regulación.

A continuación, otra figura representativa del ciclo de absorción en la que aparece la válvula de expansión (no se representa en la figura 3.1):

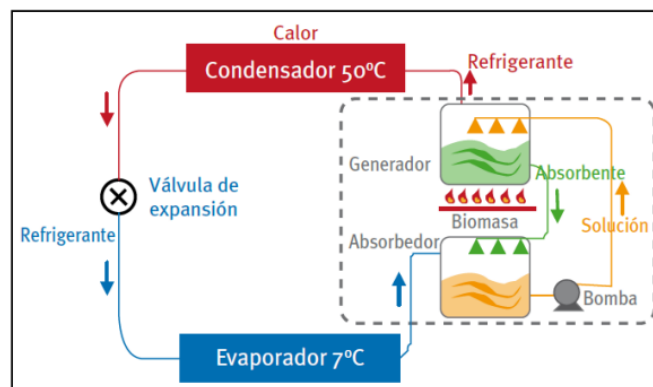


Figura 3-2. Ciclo de absorción [21].

3.2 Cálculos de energía de la instalación

Pese a tener actualmente una potencia frigorífica de 1.450 kWf, la instalación está sobredimensionada. Por experiencia, 1.000 kWf son suficientes incluso en los días de verano. Por tanto, se dimensiona la enfriadora por absorción con agua sobrecalentada para esta potencia frigorífica.

Hay que tener en cuenta que en una enfriadora aire-agua el EER puede rondar el valor de 3,11 (dato de la última máquina instalada), mientras que una enfriadora por absorción tiene un COP de en torno a 0,7 [20]. Esto quiere decir que para obtener 1.000 kWf se necesitan 1.410 kW de calor.

3.3 Nuevos cálculos caldera y consumos

Del apartado 2.2.1 se tiene que la potencia necesaria para la generación de agua sobrecalentada es de 4.448,76 kW. Si se tiene en cuenta ahora la potencia necesaria para la generación de frío,

$$Potencia\ total = 4.448,76\ kW + 1.410\ kW/0,85 \cong 6.108\ kW$$

Hay que resaltar que el rendimiento considerado de 0,85 en el cálculo de la potencia necesaria es muy conservador, siendo en la realidad algo superior a 0,9. Se concluye entonces que la potencia de la caldera debe ser de 6 MW.

Se recalcula ahora el combustible necesario en un año:

$$Combustible\ anual = \frac{6.000\ kW \times 342\ días \times 24\ h/día}{2,33\ kWh/kg} = 21.136.480,69\ kg \cong 21.137\ Tm$$

3.4 Ubicación de la instalación

La nueva enfriadora por absorción de bromuro de litio puede emplazarse en la azotea de la sala de calderas, pues el tamaño es relativamente reducido en comparación con su potencia. En la siguiente figura puede verse una máquina de este tipo del fabricante SHUANGLIANG ECO-ENERGY:



Figura 3-3. Enfriadora de absorción con agua sobrecalentada [22].

4 ANÁLISIS DE EMISIONES A LA ATMÓSFERA

Tú tienes poder sobre tu mente, no sobre los acontecimientos. Date cuenta de esto, y encontrarás la fuerza.

- Marco Aurelio -

El objetivo de este capítulo es cuantificar las toneladas de CO_2 ahorradas a la atmósfera, dato muy relevante para apoyar la decisión del cambio, por su repercusión ambiental y mediática, siendo un logro reconocido y valorado por los consumidores.

Como se avanzaba anteriormente, una de las ventajas competitivas que tiene la biomasa es que tiene unas emisiones consideradas neutras, ya que el CO_2 emitido durante la combustión ya ha sido previamente absorbido por de la atmósfera.

4.1 Comparativa de emisiones netas

Para los cálculos, se toma como referencia la guía práctica para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) [23]. En la siguiente tabla se presentan los factores de emisión de la energía:

FACTORES DE EMISIÓN DE LA ENERGÍA

FUENTE ENERGÉTICA	FACTOR DE EMISIÓN
Electricidad (kWh)	181 g CO_2 /kWh ⁵⁰
Gas natural (m^3)	2,15 kg CO_2 /Nm ³
Gas butano (kg)	2,96 kg CO_2 /kg de gas butano
Gas butano (nº de bombonas)	37,06 kg CO_2 /bombona (considerando 1 bombona de 12,5 kg)
Gas propano (kg)	2,94 kg CO_2 /kg de gas propano
Gas propano (nº de bombonas)	102,84 kg CO_2 /bombona (considerando 1 bombona de 35 kg)
Gasoil (litros)	2,79 kg CO_2 /l gasoil ⁵¹
Fuel (kg)	3,05 kg CO_2 /kg de fuel
GLP genérico (kg)	2,96 kg CO_2 /kg de GLP genérico
Carbón nacional (kg)	2,30 kg CO_2 /kg de carbón nacional
Carbón de importación (kg)	2,53 kg CO_2 /kg de carbón de importación
Coque de petróleo (kg)	3,19 kg CO_2 /kg de coque de petróleo

Figura 4-1. Factores de emisión de la energía [23].

Como puede observarse, el factor de emisión del GNL está expresado en kg de $\frac{CO_2}{Nm^3}$. Para convertir los kWh de energía en Nm^3 se emplea la siguiente tabla:

COMBUSTIBLE	FACTOR DE CONVERSIÓN ⁵
Gas natural (m ³)	10,65 kWh/Nm ³ de gas natural ⁶
Gas butano (kg)	12,44 kWh/kg de gas butano
Gas propano (kg)	12,83 kWh/kg de gas propano
Gasoil (litros)	11,78 kWh/kg de gasoil
Fuel (kg)	11,16 kWh/kg de fuel
GLP genérico (kg)	12,64 kWh/kg de GLP genérico
Carbón nacional (kg)	5,70 kWh/kg de carbón nacional
Carbón de importación (kg)	7,09 kWh/kg de carbón de importación
Coque de petróleo (kg)	9,03 kWh/kg de coque de petróleo

Figura 4-2. Factores de conversión [23].

Tabla 8. Cálculos de CO₂. (Elaboración propia)

	Actual	Propuesta
GNL fábrica de pasta	Emisiones de CO ₂ : $\frac{34.486.824 \text{ kWh}}{10,65 \text{ kWh/Nm}^3} \times 2,15 \text{ kg} \frac{\text{CO}_2}{\text{Nm}^3}$ $= 6.962.129 \text{ kg de CO}_2 \text{ al año}$	Emisiones de CO ₂ asociadas al transporte de la biomasa: $36.515,46 \text{ MWh} \times 18 \text{ kg} \frac{\text{CO}_2}{\text{MWh}}$ $= 657.278 \text{ kg de CO}_2$
GNL fábrica de pan rallado	Emisiones de CO ₂ : $\frac{2.855.873 \text{ kWh}}{10,65 \text{ kWh/Nm}^3} \times 2,15 \text{ kg} \frac{\text{CO}_2}{\text{Nm}^3}$ $= 576.538 \text{ kg de CO}_2 \text{ al año}$	Emisiones de CO ₂ : $576.538 \text{ kg de CO}_2 \text{ al año}$
Gasoil	Emisiones de CO ₂ : $21.219 \text{ l} \times 2,79 \text{ kg} \frac{\text{CO}_2}{\text{l}}$ $= 59.201 \text{ kg de CO}_2 \text{ al año}$	Emisiones de CO ₂ : $59.201 \text{ kg de CO}_2 \text{ al año}$
Enfriadoras de agua	Emisiones de CO ₂ : $4.104 \text{ MWh} \times 181 \text{ kg} \frac{\text{CO}_2}{\text{MWh}}$ $= 742.824 \text{ kg de CO}_2 \text{ al año}$	Emisiones de CO ₂ asociadas al transporte de la biomasa: $12.312 \text{ MWh} \times 18 \text{ kg} \frac{\text{CO}_2}{\text{MWh}}$ $= 221.616 \text{ kg de CO}_2 \text{ al año}$
Total	8.340.692 kg de CO ₂	1.514.633 kg de CO ₂

El CO₂ que se dejaría de emitir a la atmósfera es 8.341-1.515 = 6.826 Tm al año. En el caso particular del ASC, la disminución de CO₂ es de 6.305 Tm.

En el caso de estar sujeto al régimen de comercio de derechos de emisión europeo, la disminución en la

cantidad de CO_2 emitido a la atmósfera supone un beneficio fiscal muy importante. Sin embargo, no es el caso de esta empresa. Aun así, este dato es muy positivo para mejorar la imagen corporativa como compañía que apuesta firmemente por la descarbonización, digno de ser publicado en los diferentes medios.

En la siguiente figura se representa la comparativa del ciclo del carbono que hace posible esta disminución en las emisiones de GEI [24]:

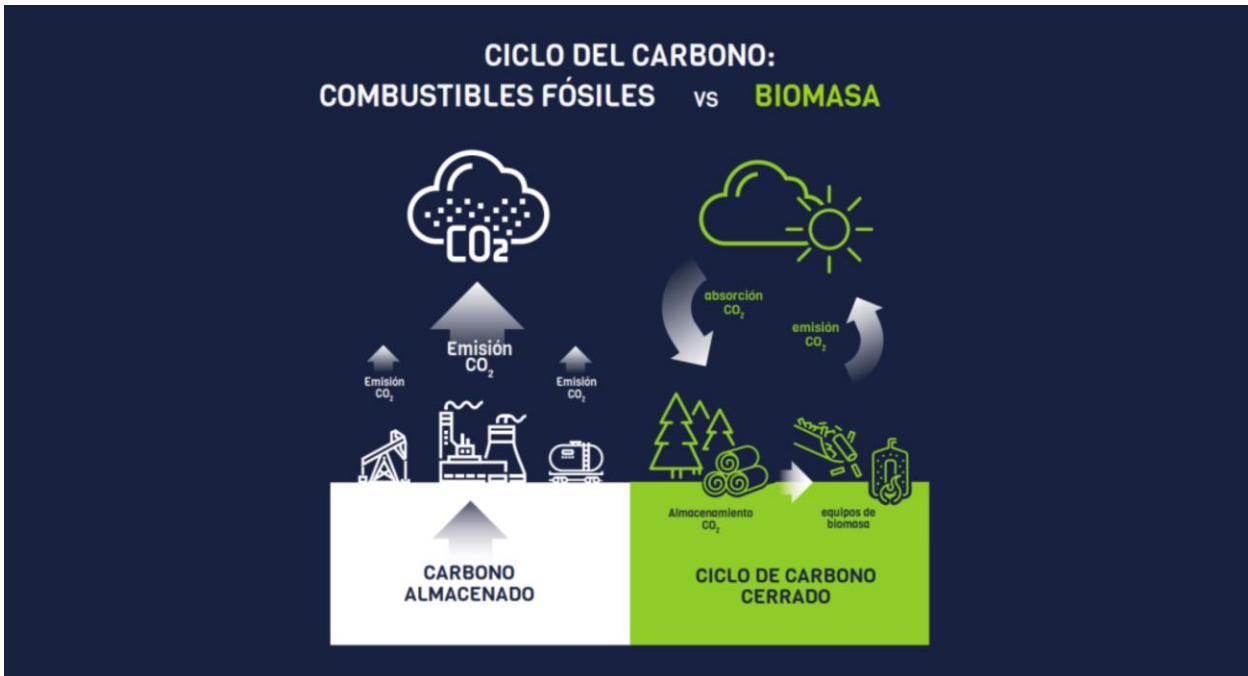


Figura 4-3. Ciclo del carbono.

5 ANÁLISIS ECONÓMICO

El tiempo es como un río que arrastra rápidamente todo lo que nace.

- Marco Aurelio -

Legados a este punto del business case o caso de negocio, en el que ya se ha explicado la situación actual, las principales desventajas del uso de GNL, y se ha planteado el nuevo escenario en el que se propone quemar astilla de madera forestal de tamaño G100 en una caldera de biomasa de 6 MW, se aborda la parte final correspondiente al análisis económico de viabilidad del proyecto.

Este análisis económico pasa por calcular y estimar cómo va a afectar a la cuenta de resultados la inversión propuesta, obteniendo el payback de la inversión [25].

Para saber cómo va a afectar la situación propuesta a la cuenta de resultados, se tiene que conocer qué diferencia existe en el gasto de combustible, así como en los costes de mantenimiento y operación entre las calderas de GNL y la de biomasa. En combustibles el gasto será menor, pero en mantenimiento y operación el gasto será mayor, debido a que como se ha visto anteriormente se requiere mano de obra constante para la operación de la caldera.

En este estudio, la inversión no traerá consigo unos ingresos futuros, sino que reducirá el gasto, es decir, habrá ahorros. Estos ahorros serán principalmente en la cuenta de combustibles y, además, deben ser superiores al aumento del gasto por mantenimiento y operación.

Por tanto, la cuenta de resultados y los flujos de caja no se pueden calcular como en un estudio económico habitual en el que se analiza la viabilidad de un negocio, ya que en este caso no existen las ventas ni por tanto los ingresos. Lo que se va a calcular es cómo este proyecto va a afectar a la cuenta de resultados de la empresa, en qué puntos va a impactar y si el resultado es favorable o no.

Por otro lado, es importante destacar que la empresa fue adquirida por un fondo inversor hace cuatro años aproximadamente y que, según su modelo de negocio, no tardará en vender de nuevo la empresa. Esto hace que el payback sea clave en este proyecto, el plazo en el que se recupera la inversión debe ser razonable para que el proyecto resulte atractivo.

5.1 Combustible, costes de operación y mantenimiento

Para el estudio económico, es importante tomar un valor del combustible actual, GNL, que sea representativo y lo más realista posible, evitando picos puntuales que desvirtúen los cálculos. Sin embargo, es difícil predecir su valor futuro.

Por un lado, se tiene que el precio medio del MWh en el año 2022 al que la empresa pagó el gas fue de 87 €. En 2023, el coste medio es de 93 €/MWh. Sin embargo, según datos extraídos de la web del Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS), el coste medio del gas en lo que va de año 2023 es de 38,88 €/MWh. Esto se debe a que los precios se negocian el año anterior con los valores previstos a futuro. En la siguiente gráfica de elaboración propia con datos extraídos de la web mencionada [26], puede verse la evolución descendente del precio ponderado de todas las operaciones de la sesión de negociación en el PVB o punto virtual de balance, este punto, según el BOE [27], es un punto virtual de intercambio de la red de transporte donde los usuarios pueden transferir la titularidad del gas.

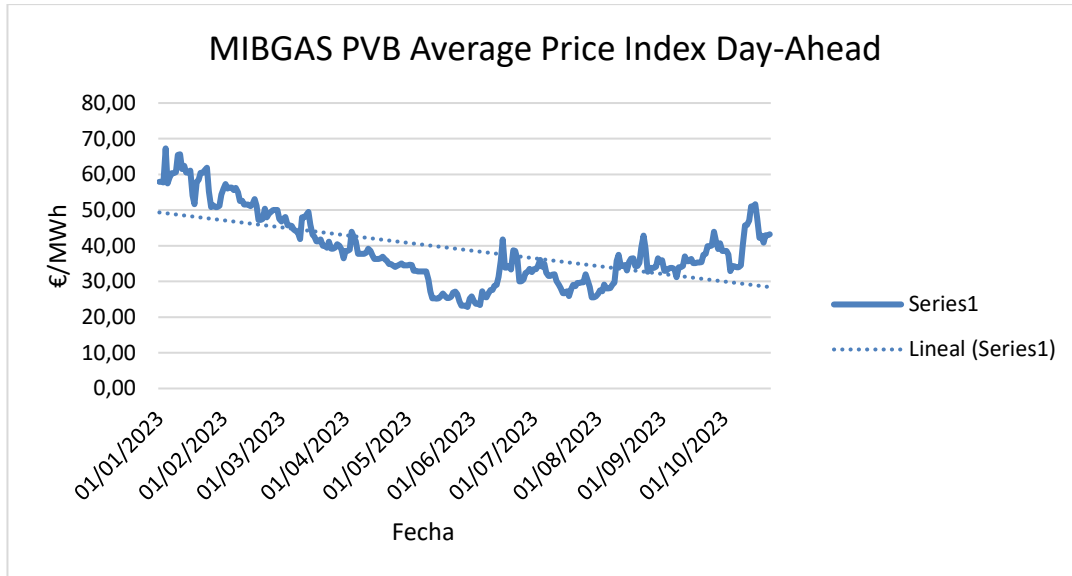


Figura 5-1. Evolución del precio del GNL en 2023.

La notable diferencia del precio medio en 2022 y 2023 hace que se vuelva más complicado estimar el valor futuro. Si se mira atrás, puede verse cómo incluso antes de comenzar el conflicto en Ucrania ya se produjo una subida del precio del gas del 361 %, pasando de 10,25 € en 2020 a 47,31 € en 2021 [28].

En la siguiente gráfica se representa la evolución del precio del gas entre los años 2016 y 2021 [29].

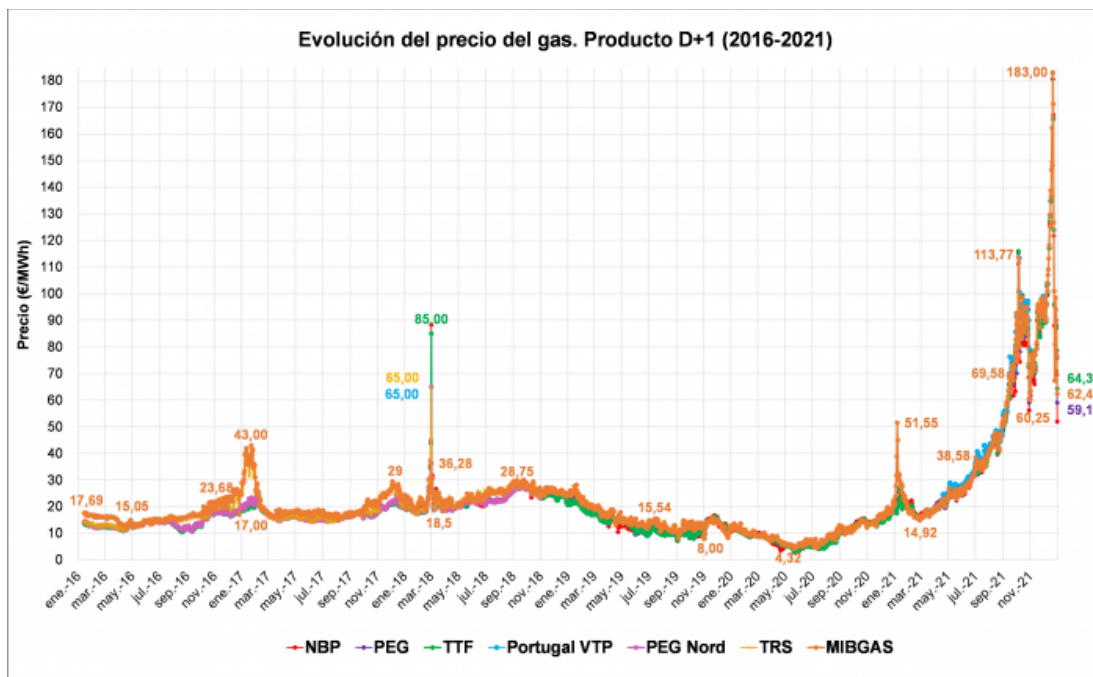


Figura 5-2. Evolución del precio del gas (2016-2021).

Puede concluirse de este gráfico que el precio del gas fue estable en gran medida desde 2016 a mediados de 2019, salvando algunos picos puntuales, y en 2020, tras una acusada bajada hasta 4,32 €/MWh, el precio se disparó sin control hasta los 183 €/MWh a finales de 2021.

Posteriormente, en el pasado año 2022 y lo que va de año 2023, el gráfico de evolución es el que sigue [30]:



Figura 5-3. Variación del precio (€/MWh) del gas en el mercado holandés TTF.

Se alcanzaron picos de 292 €/MWh en la segunda mitad del año 2022. Se puede concluir por tanto que el precio del gas es muy volátil y sensible a conflictos entre diferentes países a nivel mundial. Por último, una estimación del valor futuro extraída también de la web de MIBGAS [26]:

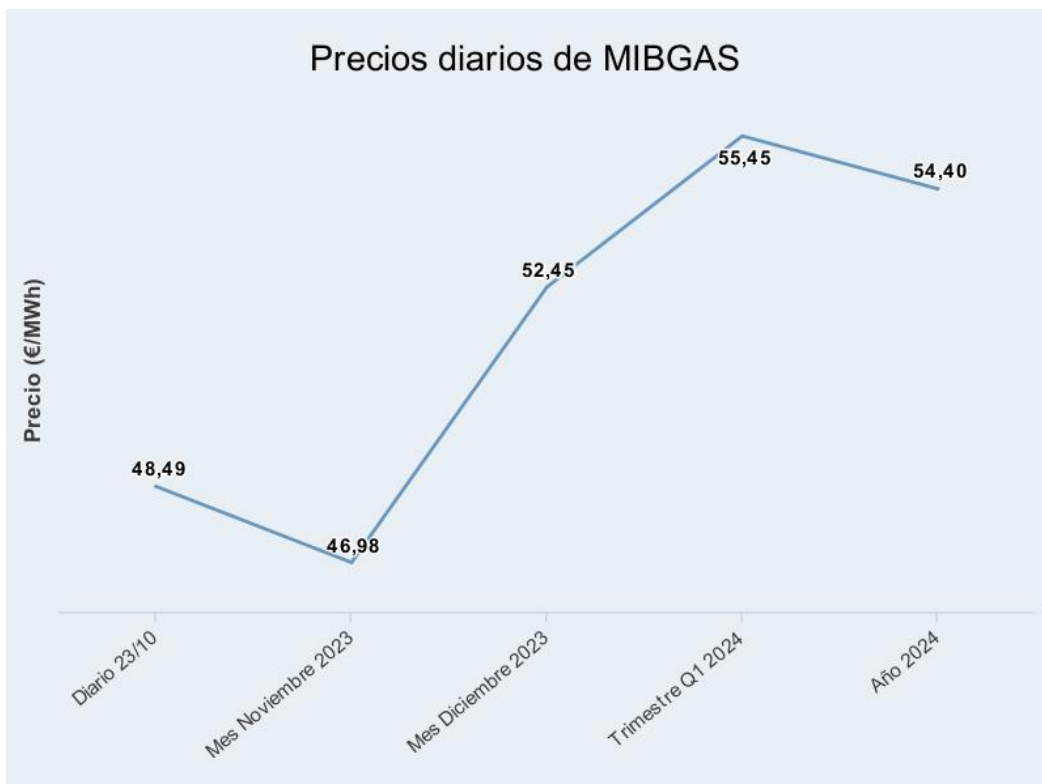


Figura 5-4. Evolución futura de precios del gas.

El índice de precios del Mibgas es muy semejante al de referencia europeo TTF, y es este último sobre el que la empresa negocia el contrato con la suministradora.

Con todo lo visto, y teniendo en cuenta que lo más conservador es considerar el precio más bajo previsible, dado que cuanto más bajo sea menor diferencia habrá con el precio de la astilla y menos ahorro habrá. Se toma el precio del MWh para los años sucesivos en 55 €, a lo que hay que sumar aproximadamente 4 €/MWh del transporte, quedando un valor de 59 €/MWh.

Visto el precio del gas, hay que tomar un valor de manera análoga para la astilla. Del apartado 2.4 se tiene que

el precio de la astilla G100 (50 % de humedad) es de 40 €/MWh, según datos facilitados por Termosun.

Respecto al mantenimiento y operación, se vio anteriormente que las descargas de cisternas de gas tenían un coste anual de 6.591 € para la empresa, que al igual que los costes de mantenimiento y operación de las calderas, son despreciables.

Sin embargo, como ya se ha visto apartados atrás, la operación de una caldera de biomasa requiere mano de obra permanente, al menos 1 operario en cada turno, con lo que se tienen 5 operarios en total. Si se estima el coste en 38.000 €/operario, en total suma 190.000 €. Teniendo en cuenta que el consumo anual en la caldera de 6 MW propuesta se estima en 49.248 MWh, el coste de operación es de 3,85 €/MWh. Se suma 0,50 €/MWh más por el mantenimiento, quedando un total de 4,35 €/MWh.

Además, con el objetivo de garantizar el suministro durante todo el año, se contempla subcontratar tanto el suministro como el mantenimiento y operación con una empresa de servicios. De esta manera, tanto el suministro como el precio estarán garantizados al amparo de un contrato firmado entre las partes. Estas empresas garantizan el suministro gracias a que una rama de su negocio es precisamente la producción de biomasa desde el origen. A la luz de los cálculos anteriores, el precio por MWh óptimo sería de 44,35 €/MWh.

En la siguiente tabla se presenta el resumen de los datos anteriores que se usarán en cálculos posteriores:

Tabla 9. Coste del combustible estimado en el estudio económico.

Combustible	€/MWh
GNL	59
Astilla	44,35

Hay que contemplar también el coste en electricidad que tienen las enfriadoras de aire-agua, donde el dato del coste de la electricidad ha sido obtenido de la página web omip (Power Spain Base Load - Q1-24) [31]:

Tabla 10. Coste de la electricidad consumida por las enfriadoras de aire-agua.

Equipo	Consumo anual (MWh)	Coste (€/MWh)	Coste anual (€)
Enfriadoras aire-agua	4.104	120	492.480

El coste en mantenimiento de estas máquinas, unos 30.000 € al año también se asume despreciable debido al orden de magnitud del coste de la energía.

Tabla 11. Cálculo de ahorros anuales con biomasa.

	Situación actual	Situación propuesta
Energía consumida ASC (MWh)	34.487	36.516
Energía consumida frío (MWh)	4.104	12.312
Coste (€)	2.527.213	2.165.522
Ahorro anual (€)		361.691

Analizando estos resultados, se ve que al generar frío con la enfriadora por absorción el coste es de 546.037 €, frente a los 492.480 € que cuesta actualmente consumiendo electricidad. Esto hace que se desestime la opción de generar frío aportando calor generado en la caldera de biomasa, por lo que la caldera finalmente será de 5 MW. 4,5 MW necesarios más un pequeño margen para absorber ampliaciones de líneas de fabricación en el corto plazo.

Queda por tanto un ahorro anual de 415.248 €, habiendo sido conservadores tanto en el rendimiento de la

caldera, como en los precios del GNL y la astilla.

5.2 Inversión

En este punto es muy importante tener en cuenta todas las partidas necesarias del proyecto para evitar desviaciones sobre el presupuesto que se apruebe para acometer la instalación. Para ello, se cuenta con dos ofertas alternativas que, si bien la potencia ofertada no es la misma que la obtenida en este estudio, se puede hacer una aproximación bastante certera. Ambas ofertas han sido preparadas para la fábrica donde se propone el proyecto.

A continuación, se relacionan todas las partidas que se estiman necesarias y posteriormente se calcula en una tabla el valor total de la inversión:

- Caldera de agua sobrecalentada de 5,0 MW a 125°C de trabajo
 - Parrilla móvil quemador
 - Cámara de combustión de tipo vertical con alimentador por sinfín
 - Doble intercambiador vertical de calor con limpieza automática
 - Ventiladores de circuito primario, secundario, extracción de humos y de recirculación
 - Conductos de aire primario, secundario y recirculación (con válvulas)
- Multiciclón con aislamientos
- Economizador con limpieza neumática
- Sistemas de recuperación de calor tipo Luvo y Luwa
- Filtro de mangas
 - Filtro-Jet Mangas con válvula bypass, conductos de conexionado, rotativas de descarga, calefactor, escalera y barandillas
 - Aislamiento de filtro y sinfín de cenizas hasta sistema centralizado
- Chimenea con interior de acero inoxidable
- Aislamientos y calorifugados de los conductos.
- Conexión a sistema SCADA
- Estructuras, pasarelas y plataformas
 - Estructuras de suportación de conductos y equipos suministrados
 - Pasarelas y plataformas
- Sinfines de extracción de cenizas, válvulas rotativas de descarga: HC, IC
 - Contenedor 1.250 L
- Cuadro eléctrico y control lambda del O₂ basado en PLC
- Válvulas de seguridad (T_{max}=150 °C)
- Conjunto de 2 topladers con volumen total 750 m³
- Transportadores
- Sistema de criba y tambor magnético
- Compresor de aire comprimido para limpieza automática de los tubos del intercambiador vertical
- Caudal 20 Nm³/h, presión entre 5 y 8 bar, calidad del aire ISO 3.3.3
- Dirección de montaje mecánico y puesta en marcha
 - Dirección de montaje mecánico y eléctrico
 - Cables y bandejas galvanizadas tipo “rejiband”
 - Puesta en marcha y formación de personal de operación y mantenimiento

Aparte de todos estos elementos que conforman la instalación de biomasa, se necesita:

- Obra civil
 - Construcción de la nave que albergará la instalación
 - Acometidas de agua de red, agua tratada, circuito ASC, circuito ACS, electricidad
- Sustitución del actual depósito de GNL de 52 Tm por uno de 10 Tm

Descripción	Precio (€)
Caldera y resto de equipos periféricos (incluida instalación)	3.150.000
Obra civil	250.000
Sustitución depósito GNL	-
Total	3.400.000

Donde se ha supuesto que la venta del depósito actual equivale a la compra del depósito pequeño, incluidos trabajos de desmontaje y montaje.

5.3 Análisis financiero

Como se avanzaba en la introducción de este apartado, la inversión en este proyecto no se abre un nuevo negocio dentro de la empresa que genere nuevas ventas y por tanto aumente los ingresos, por lo que no se puede particularizar una cuenta de resultados ni flujos de caja para ese negocio concreto y calcular variables como el VAN o la TIR.

Sin embargo, sí se analiza cómo esta inversión se va a reflejar en los estados financieros de la empresa, así como calcular el tiempo en el que se recupera la inversión o payback.

En la siguiente tabla se representa la estructura tipo de la cuenta de resultados de una empresa. Para su elaboración se han empleado los apuntes de Técnicas de Control de Gestión [32]:

Tabla 12. Cuenta de resultados.

CUENTA DE RESULTADOS
VENTAS
- GASTOS DE EXPLOTACIÓN
= BENEFICIO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (BAAIT)
- AMORTIZACIONES
= BENEFICIO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS (BAIT)
- GASTOS FINANCIEROS
= BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS (BAT)
- IMPUESTOS
BENEFICIO NETO (BDI)

Ya que el proyecto repercute en una disminución del gasto en combustible, el coste de transformación del producto asociado a la energía será menor, por tanto, la segunda fila de la cuenta de resultados “Gastos de explotación” será menor, aumentando así el beneficio bruto de explotación.

Por otro lado, los gastos de estructura serán mayores debido al personal necesario para operar la planta, bien sean en plantilla de la empresa o servicio subcontratado.

Por último, el beneficio antes de amortizaciones, intereses y tasas, o EBITDA, se verá incrementado en 415.248 €, que es el ahorro calculado anteriormente frente a la situación actual, es decir, el balance del ahorro en energía es mucho mayor que el sobre coste en mano de obra.

Las amortizaciones pueden calcularse sabiendo que el coeficiente lineal máximo para este tipo de instalaciones es del 7 %, es decir, 14 años y 4 meses, y que el periodo máximo permitido es 30 años [33]. Para decidir el plazo más adecuado, se cuenta con la información del fabricante BINDER que informa de una vida útil de la caldera de 20 años.

Tabla 13. Cálculo de amortización.

BASE AMORTIZABLE	VIDA ÚTIL	CUOTA ANUAL	COEFICIENTE
3.400.000 €	20 años	$\frac{3.400.000}{20} = 170.000 \text{ €}$	5 %

Por tanto, el beneficio antes de intereses e impuestos incrementará $415.248 \text{ €} - 170.000 \text{ €} = 245.248 \text{ €}$

Finalizando el estudio de la cuenta de resultados, para un impuesto de sociedades del 25 %, el beneficio neto de la empresa aumentará cada año en 183.936 € aproximadamente, siempre y cuando se cumplan las hipótesis planteadas.

Con estos datos, se puede calcular el payback como sigue:

$$\frac{3.400.000 \text{ €}}{183.936 \text{ €} + 170.000 \text{ €}} = 9,6 \text{ años}$$

El plazo de recuperación es algo elevado, por lo que se hace una comparativa aprovechando el coeficiente lineal máximo de amortización permitido para de esta manera reducir el BAIT y pagar por tanto menos impuestos.

Tabla 14. Cálculo del payback.

BASE AMORTIZABLE	COEFICIENTE	CUOTA	EBITDA	BAIT	IS	BDI	PAYBACK
3.400.000 €	5%	170.000 €	415.248 €	245.248 €	25%	183.936 €	9,6
3.400.000 €	7%	238.000 €	415.248 €	177.248 €	25%	132.936 €	9,2

Efectivamente el tiempo de recuperación de la inversión se ve reducido al emplear el coeficiente del 7 %, por lo que se decide amortizar en 14 años y 3 meses.

Hay que hacer hincapié en que estos cálculos son conservadores, ya que se está considerando que el precio del gas se mantiene estable a lo largo de los años, y visto el análisis anterior, esto dista de la realidad. De hecho, es previsible que con los conflictos bélicos actuales en Europa del este y Oriente próximo el precio del GNL vuelva a tener picos como los vividos en los años 2021 y 2022. En el escenario de un aumento del precio del gas, la consecuencia directa sobre la inversión sería que el ahorro de combustible sería mayor y por tanto el payback se acortaría en gran medida.

Por el lado del precio de la astilla, como se ha comentado es precio cerrado que se acuerda en contrato y tan sólo es revisable por subidas de IPC, y al ser suministrado directamente por productores, sin intermediarios, se tiene garantía de que no habrá cambios inesperados en su precio durante los 15 años de contrato (suele ser la duración habitual para estos contratos de suministro y servicio de operación y mantenimiento). Se muestra a continuación un gráfico de evolución de precios en el que se observan las pequeñas fluctuaciones en su precio:

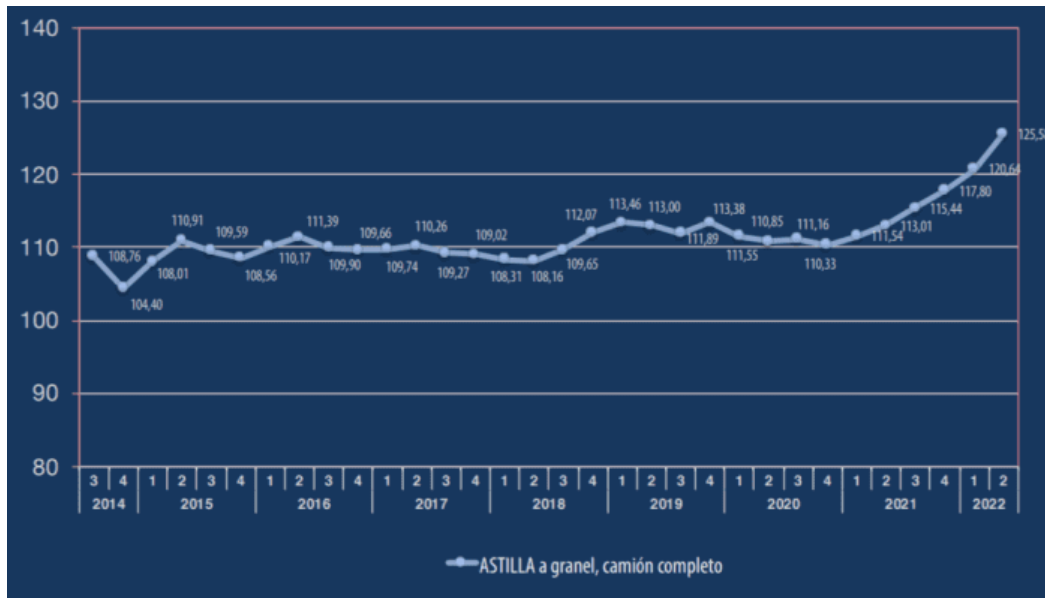


Figura 5-5. Evolución precio de astilla G30 granel [12].

5.4 Subvenciones

Es importante conocer las ayudas a las que la empresa puede optar al llevar a cabo esta inversión. Concretamente, existe un paquete de ayudas de inversión pública de 3.100 millones de euros, aprobado por el Consejo de Ministros el 27 de diciembre de 2022, denominado Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) de descarbonización industrial. En la siguiente tabla extraída de la memoria descriptiva [34], puede verse el reparto de la inversión prevista, así como la inversión privada esperada:

Medida	Inversión Pública MRR		Inversión Pública Adenda		Inversión Privada	Inversión total	Años
	Subv.	Préstamo	Subv.	Préstamo			
Línea de actuación integral del PERTE Descarbonización Industrial	200 M€	200 M€		300 M€	2.100 M€	2.800 M€	2023
			600 M€	1.000 M€	4.200 M€	5.800 M€	2024-2026
Línea de ayudas autorizadas por la Comisión Europea a empresas participantes en el IPCEI sobre la cadena industrial del hidrógeno, bajos las directrices del CEFAC			450 M€		1.350 M€	1.800 M€	2023
Estudio y evaluación del desarrollo de un Fondo de apoyo a los contratos por diferencias de Carbono y realización de un proyecto piloto				100 M€	300 M€	400 M€	2024
Apoyo al desarrollo de instalaciones manufactureras altamente eficientes y descarbonizadas			150 M€	100 M€	750 M€	1000 M€	2023 / 26
TOTAL	200 M€	200 M€	1.200 M€	1.500 M€	8.700 M€	11.800 M€	2023 / 26

Figura 5-6. Presupuesto e impacto esperado del PERTE.

Concretamente en la línea de actuación integral del PERTE Descarbonización Industrial, que está orientada a la descarbonización de la industria manufacturera (el caso de la empresa en estudio), las ayudas en forma de subvención suman 800 millones de euros.

Este proyecto estratégico se enmarca en la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050, que tiene por objetivo alcanzar en el año 2050 cero emisiones netas de gases de efecto invernadero (GEI), cumpliendo con el Acuerdo de París, firmado a finales de 2015 dentro de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21).

Leyendo la memoria citada, puede verse que los proyectos de descarbonización como el presentado en este documento son atractivos para el Ministerio ya que, según datos extraídos del mencionado documento, la industria manufacturera fue responsable del 21 % del consumo final de combustibles fósiles y del 22 % del total de las emisiones de GEI en el año 2019. Es por este motivo que el Gobierno de España está especialmente interesado en reducir las emisiones de GEI en este sector.

En esta línea, se concreta aún más sobre las necesidades de la industria de alimentación y bebidas, indicando que los procesos utilizan vapor o calor seco a temperaturas inferiores a 130 °C y que, además, esta industria se caracteriza por una elevada disponibilidad de biomasa de la producción agrícola de la que provienen sus materias primas. Por eso, concluye, la sustitución de combustibles fósiles (en el caso de estudio, GNL) por biomasa es, en muchas ocasiones, la mejor opción de descarbonización [34].

Se indica también en la etiqueta 024 del epígrafe 12.1 de la memoria descriptiva del PERTE, que los proyectos para mejorar la eficiencia energética en el sector industrial, cuyo objetivo sea reducir al menos un 30 % de las emisiones directas e indirectas de GEI en comparación con la situación anterior, el coeficiente climático asociado será del 100 %. En el caso de estudio, la reducción de CO_2 estimado es de más de 6.365 toneladas, por encima del 90 % de reducción respecto a la situación actual.

Es de esperar que este proyecto sea acogido con entusiasmo por la administración y se cree factible la obtención de subvención, que según la siguiente tabla puede llegar al 40 % del importe total de la inversión [35]:

TIPO DE PROYECTO	INTENSIDADES BRUTAS MÁXIMAS DE AYUDAS EN FORMA DE SUBVENCIÓN BRUTA EQUIVALENTE (% SOBRE PRESUPUESTO FINANCIABLE)		
	EMPRESAS NO PYME	MEDIANAS EMPRESAS	PEQUEÑAS EMPRESAS Y MICROEMPRESAS
Proyectos de investigación industrial	Hasta el 50%	Hasta el 60%	Hasta el 70%
Proyectos de desarrollo experimental	Hasta el 25%	Hasta el 35%	Hasta el 45%
Proyectos de innovación en materia de organización y procesos	Hasta el 15%	Hasta el 50%	Hasta el 50%
Proyectos de protección del medio ambiente	Hasta el 40%	Hasta el 50%	Hasta el 60%
Proyectos de eficiencia energética	Hasta el 30%	Hasta el 40%	Hasta el 50%

Figura 5-7. Intensidades brutas máximas en forma de subvención [35].

Esto haría que el payback de la inversión se redujese notablemente hasta 6,4 años. Haciendo el proyecto mucho más atractivo para la propiedad.

Tabla 15. Payback considerando la obtención de subvención.

BASE AMORTIZABLE	COEFICIENTE	CUOTA	EBITDA	BAIT	IS	BDI	PAYBACK
3.400.000 €	7%	238.000 €	415.248 €	177.248 €	25%	132.936 €	9,2
3.400.000 €	7%	238.000 €	415.248 €	177.248 €	25%	132.936 €	6,4

Dada la gran importancia que tiene la obtención de la máxima subvención íntegra, se aconseja contratar a una consultoría reputada para la supervisión y asesoramiento de todo el proceso para así tener mayores garantías de que la administración concederá la ayuda máxima.

6 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Las personas estamos capacitadas naturalmente para soportar todo lo que nos sucede.

- Marco Aurelio -

Para terminar este documento, se desarrolla este último apartado de conclusiones a modo de resumen ejecutivo, en el que el lector puede comprender cómo surge la necesidad de este proyecto, las opciones analizadas y la propuesta final, puntos clave del análisis económico y financiero, así como posible acceso a subvenciones. Finalmente se cierra el capítulo con unas recomendaciones y trabajos futuros.

La principal razón de abordar este proyecto ha sido la elevada volatilidad que ha experimentado el precio del GNL en los últimos años, comenzando a finales de 2021 incluso antes del comienzo de la guerra en Ucrania. Con precios en 2018, 2019 y 2020 por debajo de 30 €/MWh, pasando a picos de más de 180 €/MWh en 2021 y precios por encima de 120 €/MWh gran parte del año 2022. Estas diferencias tan destacadas supusieron una gran desviación en el presupuesto de combustibles y repercutieron en el aumento del precio de transformación del producto pasando de 0,00419 €/kg a 0,0329 €/kg, es decir, de no llegar a medio céntimo de euro a sobrepasar los 3 céntimos.

La segunda razón por la que se busca una alternativa al GNL es debido a que su almacenamiento entraña un riesgo elevado, con consecuencias nefastas en caso de accidente, aunque la probabilidad es muy baja. El Gas Natural Licuado es un líquido inflamable y por tanto recogido en el Real Decreto 840/2015 relativo a accidentes graves, y en el caso de estudio con un depósito de 52 Tm superando las 50 Tm que marca el decreto. Esto conlleva además la exigencia de elaborar un Plan de Emergencia Interior, desarrollar simulacros de accidentes teniendo como consecuencia el paro de fábrica durante una hora aproximadamente con las pérdidas que esto ocasiona. Igualmente penaliza en el precio del seguro que la empresa paga para la fábrica.

La tercera razón de peso para eliminar el GNL es avanzar en la descarbonización de la empresa. Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) está alineado con el objetivo de las Naciones Unidas para el año 2050 de alcanzar las cero emisiones netas GEI, cumpliendo con el Acuerdo de París, firmado a finales de 2015 dentro de la Convención Marco sobre el Cambio Climático (COP21).

La alternativa a este combustible fósil que mejor se adapta a esta aplicación y que cuenta con una demostrada fiabilidad y avance en la tecnología que se aplica es la biomasa. Con los cálculos realizados en esta memoria se llega a la conclusión de que la solución óptima y que se aconseja tomar por parte de la propiedad es la instalación de una caldera de biomasa de 5 MW de potencia que es suficiente para sustituir por completo el consumo de GNL en la generación de agua sobrecalentada (ASC) para el proceso de la fabricación de pasta. La ubicación seleccionada es el solar disponible dentro del recinto de fábrica que está junto a la actual sala de calderas.

El combustible seleccionado ha sido astilla de madera de tamaño G100 y humedad del 50 % debido a que económicamente es el más rentable, teniendo en cuenta el balance del precio y el poder calorífico. Además, se recomienda garantizar su suministro mediante un contrato con una empresa de servicios que además se encargue de la operación y mantenimiento de la planta, es decir, la subcontratación de la operación de la planta es lo más eficaz y eficiente, puesto que el desarrollo de esta actividad no añade valor a la empresa. De este modo, la propiedad dispondrá de un contador de MWh en la tubería de salida de ASC y pagará un precio acordado por el mismo, estimado en 44,35 €/MWh.

Dos puntos a señalar son que, por un lado, el consumo de GNL en la sección de pan rallado continuará existiendo y para el que se contempla un tanque de 10 m³ que sustituya al actual, no suponiendo esto ningún conflicto con la legislación actual debido a su pequeño tamaño; y por el otro lado, se desestima la generación

de agua fría mediante una enfriadora por absorción de bromuro de litio debido a que es más rentable seguir produciendo esta agua con enfriadoras de aire-agua alimentadas con electricidad.

El coste de la inversión completa se calcula en 3.400.000 €, y se estima que el plazo de ejecución de la obra sea de un año. Teniendo en cuenta un precio de 59 €/MWh de GNL para los próximos años, los ahorros de estiman en 415.248 € anuales. Además, se aconseja amortizar con el coeficiente máximo permitido del 7 % para reducir el pago de impuestos y obtener el payback o tiempo de recuperación de la inversión más corto posible, en este caso, 9,2 años.

Este tiempo puede parecer alto, sin embargo, actualmente existe un Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) de descarbonización industrial que, si bien no se puede garantizar, en el análisis realizado se prevé que la empresa puede obtener hasta un 40 % de subvención. Esto haría que el payback bajase hasta los 6,4 años.

En conclusión, este proyecto además de ser rentable desde el punto de vista financiero cumple con los objetivos fijados de eliminar el GNL, reducir emisiones de CO_2 en más de 6.365 toneladas y, además, crea 5 puestos de empleo ayudando a la impulsión económica de la comarca.

Por último, ofrece también una ventaja competitiva a la empresa ante situaciones de alta volatilidad de precios en el mercado del gas frente a empresas del sector que dependen de este combustible, manteniendo constantes los precios de la biomasa. De hecho, la escalada de tensiones en los conflictos actuales tanto en Ucrania como en Israel hacen pensar que la situación de inestabilidad en los precios volverá a producirse en los próximos años. Por tanto, el payback sería todavía menor del calculado, pudiendo quedar incluso por debajo de los 3 años si se alcanzan valores como los tenidos en 2022.

Con esta puerta que se abre se da paso a iniciar el camino hacia la descarbonización, teniendo tras la biomasa como próximo objetivo la generación de energía solar fotovoltaica.

REFERENCIAS

- [1] «DeepL,» [En línea]. Available: <https://www.deepl.com/translator>. [Último acceso: 2023].
- [2] G. d. España, «Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.mapa.gob.es/es/estadistica/temas/estadisticas-agrarias/agricultura/superficies-producciones-anuales-cultivos/>. [Último acceso: Julio 2023].
- [3] P. LOMBA, «Evolución del precio del MWh de gas,» *EL PAIS*, vol. 2, nº 13, 21 Febrero 2023.
- [4] C. P. A. G. L. J. L. B. Roberto García, «Biomass sources for thermal conversion. Techno-economical overview,» *ELSEVIER*, 2017.
- [5] R. A. Española, «Diccionario de la Lengua Española,» [En línea]. Available: <https://dle.rae.es/biomasa>. [Último acceso: 29 Agosto 2023].
- [6] P. McKendry, «Energy production from biomass (part 1): overview of biomass,» *ELSEVIER*, 2001.
- [7] «HARGASSNER,» 11 Febrero 2022. [En línea]. Available: <https://www.hargassner.es/2022/02/11/asi-es-el-ciclo-de-la-biomasa/>. [Último acceso: 30 Agosto 2023].
- [8] M. Carbonell, «Hogarsense,» 2 Febrero 2023. [En línea]. Available: <https://www.hogarsense.es/calefaccion/futuro-biomasa>. [Último acceso: 30 Agosto 2023].
- [9] C. F. d. Catalunya, «Observatorio de la biomasa,» [En línea]. Available: http://observatoribiomassa.forestal.cat/2a_avantatges_BFP.php?lng=esp. [Último acceso: 29 Agosto 2023].
- [10] «Bioplat,» [En línea]. Available: <https://bioplat.org/bioenergia-y-productos/#1520859522764-f7b14f04-357f>. [Último acceso: 30 Agosto 2023].
- [11] O. T. d. I. Energía, «Mapa Tecnológico: Calor y Frío Renovables,» 2012.
- [12] «Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa,» [En línea]. Available: avebiom.org/blog-biomasa/biocombustibles-solidos-mas-utilizados. [Último acceso: 30 Agosto 2023].
- [13] IDAE, «Biomasa: industria,» 2008.
- [14] «ATTSU,» [En línea]. Available: <https://www.attsu.com/es/faqs/diferencia-entre-caldera-industrial-pirotubular-y-acuotubular.html>. [Último acceso: 23 OCTUBRE 2023].
- [15] «SOGECAL,» [En línea]. Available: <https://sogecal.com/servicios/caldera-pirotubular-fabricantes-instaladores-calderas-industriales-vapor/>. [Último acceso: 23 OCTUBRE 2023].
- [16] «Portal electromecánico,» [En línea]. Available: https://portalelectromecanico.com/CURSOS/MaquinasMecanicas/calderas_acuotubulares.html. [Último

- acceso: 23 OCTUBRE 2023].
- [17] «Euro air,» [En línea]. Available: <https://www.euroair.es/blog/partes-de-una-caldera/>. [Último acceso: 23 OCTUBRE 2023].
- [18] M. d. I. presidencia, «Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado,» 20 OCTUBRE 2015. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2015/09/21/840/con>. [Último acceso: 30 OCTUBRE 2023].
- [19] Hero, «Hero,» [En línea]. Available: <https://www.hero.es/baby/blog/cereales-integrales-o-grano-completo>. [Último acceso: 06 Agosto 2023].
- [20] M. Donnay, «Interempresas,» 10 Febrero 2021. [En línea]. Available: <https://www.interempresas.net/Energia/Articulos/324720-Frio-por-absorcion-de-bromuro-de-litio-en-la-industria-papelera.html>. [Último acceso: 14 Octubre 2023].
- [21] Observatorio tecnológico de la energía , «Mapa tecnológico: calor y frío renovables,» 2012.
- [22] «SHUANGLIANG ECO-ENERGY,» [En línea]. Available: <http://slecoenergy.com/1-3-hot-water-fired-absorption-chiller/163318/>. [Último acceso: 14 Octubre 2023].
- [23] C. I. d. C. Climático, «Gobierno Islas Baleares,» 2011. [En línea]. Available: <https://www.caib.es/sacmicrofront/archivopub.do?ctrl=MCRST234ZI97531&id=97531>. [Último acceso: 24 Septiembre 2023].
- [24] «Expobiomasa,» [En línea]. Available: <https://www.expobiomasa.com/comprar-pellets-lena/pellets-contra-cambio-climatico> .
- [25] J. Santaella, «Economía3,» [En línea]. Available: <https://economia3.com/business-case/>. [Último acceso: 24 OCTUBRE 2023].
- [26] «MIBGAS,» 23 OCTUBRE 2023. [En línea]. Available: https://www.mibgas.es/es/file-access?path=AGNO_2023/XLS. [Último acceso: 23 OCTUBRE 2023].
- [27] C. N. d. I. M. y. I. Competencia, «BOE,» 17 ENERO 2020. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/cir/2020/01/09/2>. [Último acceso: 23 OCTUBRE 2023].
- [28] A. B. F., «ENERGIAS RENOVABLES,» 25 JULIO 2022. [En línea]. Available: <https://www.energias-renovables.com/panorama/el-precio-del-gas-aumento-un-361-20220725>. [Último acceso: 23 OCTUBRE 2023].
- [29] «Comisión Nacional del Mercado de Valores,» 27 ABRIL 2022. [En línea]. Available: <https://www.cnmc.es/prensa/boletin-mayorista-gas-2021-20220427> . [Último acceso: 23 OCTUBRE 2023].
- [30] «ICE,» . [En línea]. Available: <https://www.ice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data?marketId=5640640&span=3>. [Último acceso: 23 OCTUBRE 2023].
- [31] «OMIP,» [En línea]. Available: <https://www.omip.pt/es>. [Último acceso: 23 OCTUBRE 2023].
- [32] V. G.-P. DIAZ, TÉCNICAS DE CONTROL DE GESTIÓN, SEVILLA: Universidad de Sevilla, 2022.

- [33] «SUPERCONTABLE,» [En línea]. Available: https://www.supercontable.com/informacion/impuesto_sociedades/Amortizacion_del_inmovilizado.Centrales_renovables..html. [Último acceso: 25 OCTUBRE 2023].
- [34] C. Y. T. MINISTERIO DE INDUSTRIA, «GOBIERNO DE ESPAÑA,» 22 OCTUBRE 2022. [En línea]. Available: https://www.mincotur.gob.es/es-es/recuperacion-transformacion-resiliencia/Documents/Memoria_PERTE_Descarbonizacion.pdf. [Último acceso: 24 OCTUBRE 2023].
- [35] «MINISTERIO DE INDUSTRIA, COMERCIO Y TURISMO,» [En línea]. Available: <https://www.mincotur.gob.es/PortalAyudas/PERTE-VEC/DescripcionGeneral/Paginas/caracteristicas.aspx>. [Último acceso: 24 OCTUBRE 2023].