



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO
VALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE LOS RESIDUOS
EN LA PROVINCIA DE SEVILLA

Autor: Ricardo Maseda Aparicio
Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid
Julio 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
VALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE LOS RESIDUOS EN LA PROVINCIA DE SEVILLA

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2021/2022 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Ricardo Maseda Aparicio

Fecha: 19/ 07/ 2022



Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.:

Fecha: 19/ 07/ 2022

VALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE LOS RESIDUOS EN LA PROVINCIA DE SEVILLA

Autor: Maseda Aparicio, Ricardo.

Director: Montes Ponce de León, Julio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

Palabras clave: valorización energética, residuos municipales, recursos de biomasa, gasificación por plasma, vertederos controlados.

RESUMEN DEL PROYECTO

1. Introducción

Con los avances tecnológicos y el crecimiento de la población se ha observado un significativo aumento en la cantidad de residuos generados y las necesidades energéticas de la sociedad. El aumento progresivo de la cantidad de recursos necesarios y el uso de la energía, han producido graves efectos negativos en el medio ambiente. Esto provocó una creciente preocupación por la preservación del medio ambiente y minimizar el impacto medioambiental, dando lugar a serie de medidas en materia de gestión de residuos y uso de las fuentes energéticas.

Para reducir el impacto producido se decidió diversificar los recursos energéticos, creciendo el interés en el potencial que ofrecía las energías renovables provocando el desarrollo de nuevas tecnologías para poder aprovechar estas fuentes de energía y buscando alternativas para obtener recursos energéticos que no contaminen. Dentro de estas alternativas destaca el hidrógeno debido a su capacidad de almacenar energía química sin carbono y su potencial de poder reducir la dependencia de generar energía eléctrica mediante gas natural en ciclo combinados.

Entre las distintas tecnologías de valorización energética desarrolladas, destaca gasificación por plasma. Como la gasificación por plasma admite operar a una mayor temperatura, permitiría obtener un gas combustible con un menor número de contaminantes y los compuestos inorgánicos no formarían ceniza, sino un material vitrificado inerte. Esta cualidad que posee la tecnología de plasma cobra mayor importancia al tratar los residuos sólidos de origen municipal o similares. Estos tipos de residuos al poseer ciertas características en su composición formarían un mayor contenido de compuestos tóxicos en el caso de tratarse con otros métodos.

El gas combustible producido en este proceso se puede transformar en combustibles líquidos mediante diversas técnicas biológicas y fisicoquímicas, extraer hidrógeno del gas o se puede emplear para producir energía eléctrica. El material vitrificado al ser inerte su uso no contaminará y se habrá neutralizado los contaminantes de los residuos tratados.

La valorización energética mediante la gasificación por plasma ofrece una solución alternativa al problema medioambiental. Esto se debe a su capacidad de contribuir tanto a la correcta gestión de los residuos como a la generación de recursos necesarios del sector eléctrico.

2. Definición del proyecto

En el proyecto se analiza la posibilidad de valorizar energéticamente una cantidad de los diversos recursos de biomasa disponibles en la provincia de Sevilla mediante la gasificación por plasma y se estudiará la viabilidad de producir hidrógeno mediante esta tecnología.

De los diversos recursos de biomasa disponibles en la provincia de Sevilla en el proyecto solo se considera valorizar los residuos municipales, los subproductos producidos durante el aprovechamiento de los olivos y los residuos forestales. Una vez seleccionados los residuos que se van a emplear en la planta, se realizará el diseño conceptual de la instalación de gasificación por plasma y sus instalaciones auxiliares necesarias para poder tratar correctamente los residuos.

Uno de los productos de alto valor obtenido con este proceso es el hidrógeno gas. Se estudiará la rentabilidad de emplear el hidrógeno para generar electricidad. Para generar energía eléctrica empleando el hidrógeno se modelará un sistema de pilas de combustibles y un almacenamiento adecuado, con la que se podrá almacenar el hidrógeno y aportar energía a la red cuando lo requiera.

3. Resultados del proyecto

Tras analizar los posibles recursos de biomasa en la provincia, se decidió emplear solo los residuos de origen municipal para la planta de gasificación por plasma. La planta será capaz de tratar 500 Tm/día de residuos, y tiene una producción aproximadamente de 2 Tm/h de H₂ gas y 10 Tm/h de material vitrificado. Debido a la cantidad generada cada día de hidrógeno y los métodos de almacenamiento viables, se decidió condensar el hidrógeno en una planta de licuefacción.

Se diseñó un sistema de pilas de combustibles del tipo PEMFC con 70 unidades de 1MW cada una y 3 niveles de funcionamiento. Tras descontar los consumos de la instalación con el primer nivel, se consumirá parte de la producción de hidrógeno gas de la planta para aportar 15,7 MW de potencia y la parte restante servirá para poder ir rellenando el almacenamiento.

El segundo nivel funcionará 8 horas cada día durante el periodo de mayor demanda y se usará parte de las reservas para poder conectar 27 unidades PEMFC más, generando una potencia total de 42,7 MW.

En función de cuanta reserva de hidrógeno líquido se tenga, se podrá generar 62,7 MW con el tercer nivel durante un periodo de tiempo. Por cada 10% de la capacidad máxima del almacenamiento se podrá mantener el nivel 3 durante aproximadamente dos horas y en el caso de emplear todo el almacenamiento se podría mantener este nivel más de 18 horas seguidas. Se tarda 24 días en rellenar el almacenamiento en el caso de no usar el nivel 3 durante ese periodo.

La planta recibirá 400 EUR por Tm de residuo tratados y se tardaría aproximadamente 8 años en recuperar la inversión inicial del proyecto, esto sería si todos los beneficios durante esos años fuesen a pagar el importe inicial. La TIR del proyecto es 4,8% y se calculó con un flujo de caja que emplea los valores del EBITDA con una devolución del préstamo sin interés a parte iguales todos los años (16.672.000 EUR/año). El VAN del proyecto con una tasa de descuento 3%, dio 85.703,943 EUR.

Con este proyecto se podría tratar de forma segura alrededor de 167.500 Tm de residuos municipal cada año, transformado la totalidad de dichos residuos en recursos de alto valor y eliminado la necesidad de verter estos residuos en un vertedero controlado, permitiendo cumplir con los objetivos establecidos en el Real Decreto 646/2020. Además, la elevada producción de hidrógeno de la planta ofrece una fuente constante y fiable de hidrógeno, permitiendo avanzar hacia un modelo de producción de electricidad baja en emisiones.

ENERGY RECOVERY OF WASTE IN THE PROVINCE OF SEVILLE

Author: Maseda Aparicio, Ricardo.

Director: Montes Ponce de León, Julio.

Collaborating Entity: ICAI – Comillas Pontifical University

Keywords: waste energy recovery, municipal waste, biomass resources, plasma gasification, controlled waste disposal.

PROJECT SUMMARY

1. Introduction

With technological advances and population growth, there has been a significant increase in the amount of waste generated and the energy needs of society. The progressive increase in the number of necessary resources and the use of energy have produced serious negative effects on the environment. This occurrence has caused a growing concern for the preservation of the environment and an interest in decreasing the environmental impact. In an effort to solve these environmental problems, a series of measures in terms of waste management and use of energy sources were developed .

In order to reduce the impact produced, it was decided to diversify energy resources, increasing interest in the potential offered by renewable energies, leading to the development of new technologies to take advantage of these energy sources and searching for alternatives to obtain energy resources that do not pollute. Among these alternatives, hydrogen stands out due to its ability to store chemical energy without carbon and its potential to reduce dependence on generating electricity using natural gas in combined cycle.

Among the different energy recovery technologies developed, plasma gasification stands out. As plasma gasification allows to operate at a higher temperature, it would allow obtaining a fuel gas with a lower number of contaminants and the inorganic compounds would not form ash, but rather an inert vitrified material. This quality possessed by plasma technology becomes more important when treating solid waste of municipal or similar origin. These types of waste have certain characteristics in their composition that would form a higher content of toxic compounds if treated with other methods.

The fuel gas produced in this process can be transformed into liquid fuels by various biological and physicochemical techniques, extract hydrogen from it or can be used to produce electrical energy. Since the vitrified material is inert, it will not contaminate, having the contaminants of the treated waste neutralized in the process.

Energy recovery through plasma gasification offers an alternative solution to the environmental problem. This is due to its ability to contribute both to the correct management of waste and to the generation of necessary resources from the electricity sector.

2. Project definition

The project analyzes the possibility the energy recovery of a number of the various biomass resources available in the province of Seville through plasma gasification as well as the feasibility of the methods of using the products obtained with this technology will be studied.

Out of all the various biomass resources available in the province of Seville, the project only considers valuing municipal waste, the by-products produced during the use of olive trees and forestry waste. Once the waste to be used in the plant has been selected, the conceptual design of the plasma gasification facility and its auxiliary facilities necessary to properly treat the waste will be carried out.

One of the high value products obtained with this process is hydrogen gas. Additionally, the profitability of using hydrogen to generate electricity will be studied. To generate electrical energy using hydrogen, a system of fuel cells and adequate storage will be modeled, with which hydrogen can be stored and provide energy to the network when required.

3. Project results

After analyzing the possible biomass resources in the province, it was decided to use only municipal waste for the plasma gasification plant. The plant will be capable of treating 500 Tm/day of waste and has a production of approximately 2 Tm/h of H₂ gas and 10 Tm/h of vitrified material. Due to the amount of hydrogen generated each day and the feasible storage methods, it was decided to condense the hydrogen in a liquefaction plant.

A PEMFC-type fuel cell system was designed with 70 units of 1MW each and 3 operating levels. After discounting the consumption of the installation with the first level, part of the hydrogen gas production of the plant will be consumed to provide 15,7 MW of power and fill up the storage.

The second level will work 8 hours each day during the period of greatest demand and part of the reserves will be used to connect 27 more PEMFC units, generating a total power of 42,7 MW.

Depending on how much liquid hydrogen reserve you have, you can generate 62,7 MW with the third level for a period of time. For every 10% of the maximum storage capacity, level 3 can be maintained for approximately two hours and in the case of using all the storage, this level could be maintained for more than 18 hours in a row. It takes 24 days to refill the storage if you don't use level 3 during that period.

The plant will receive 400 EUR per ton of waste treated and it would take approximately 8 years to recover the initial investment of the project, this would be if all the profits during those years were to be used to pay the initial amount. The IRR of the project is 4,8% and was calculated with a cash flow using EBITDA values with an interest free loan repayment in equal parts every year (16.672.000 EUR/year). The NPV of the project with a 3% discount rate gave 85.703.943 EUR.

With this project, around 167.500 Tm of municipal waste could be safely treated each year, transforming all of said waste into high-value resources and eliminating the need to dump this waste in a controlled landfill, allowing compliance with the objectives established in Royal Decree 646/2020. The high hydrogen production of the plant offers a constant and reliable source of hydrogen, allowing progress towards a model of low-emission electricity production.

ÍNDICE DE LA MEMORIA

PARTE I: INTRODUCCIÓN	1
Capítulo 1: INTRODUCCIÓN	2
1.1 Motivación	2
1.2 Objetivos	2
Capítulo 2: ESTADO DE ARTE	4
2.1 Gestión de residuos	4
2.2 Normativa en materia de residuos	4
2.3 Métodos de valorización energética	6
2.4 Gasificación por plasma	10
PARTE II: MEMORIA	13
Capítulo 1: RECURSOS DE BIOMASA APROVECHABLES EN LA PROVINCIA DE SEVILLA ...	14
1.1 Introducción	14
1.2 Residuos municipales	15
1.3 Recursos de biomasa alternativos	19
1.3 Localización de la planta	24
Capítulo 2: DISEÑO CONCEPTUAL DE LA PLANTA DE GASIFICACIÓN POR PLASMA	25
2.1 Fase 1: Alimentación	26
2.2 Fase 2: Disociación	27
2.3 Fase 3: Enfriamiento	30
2.4 Fase 4: Separación de partículas	34
2.5 Fase 5: Lavado en Quench	35
2.6 Fase 6: Neutralizado en Scrubber	36
2.7 Fase 7: Extracción	36
2.8 Producción de hidrógeno	38
Capítulo 3: HIDRÓGENO SU ALMACENAMIENTO Y USO ENERGÉTICO	39
3.1 Introducción	39
3.2 Almacenamiento de Hidrógeno	39
3.3 Producción de energía mediante pilas de combustibles	42
Capítulo 4: CONCLUSIONES TÉCNICAS	45
PARTE III: ESTUDIO ECONÓMICO	46
Capítulo 1: ECONÓMICO DE LA PLANTA CON SISTEMA PEMFC	47
1.1 CAPEX y OPEX	47
1.2 Ingresos	53
1.3 Rentabilidad de la propuesta	54

PARTE IV: ANEXOS	58
Anexo A: Gestión de residuos de la provincia de Sevilla en 2016	59
Anexo B: Ciclón Modelo MGXG Grupo BUHLER.....	63
Anexo C: Diagrama de Mollier de Agua.....	65
Anexo D: PemGEN CHP-FCPS-1000. NEDSTACK.....	66
Referencias.....	68
Bibliografía.....	70

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Jerarquía de la gestión de residuos. Elaboración Propia.....	5
Figura 2: Simplificación de las relaciones de los estados de la materia. Elaboración Propia.	10
Figura 3: El sistema PAWDS para el USS Gerald R. Ford.[2].	11
Figura 4: Instalación de tratamiento de residuos en Mikata-Mihama, Japón.....	12
Figura 5: Instalación de gasificación por plasma en Wuhan, China.	12
Figura 6: Clasificación de residuos según distintos criterios. Elaboración Propia.....	14
Figura 7: Mapa del potencial de biomasa en Andalucía, 30 de junio de 2012 [3].	14
Figura 8: Situación de las infraestructuras de tratamiento en la provincia de Sevilla. [6].	16
Figura 9: Composición media de la fracción rechazo del proceso de triaje [8].	18
Figura 10: Modelo de utilización en cascada de la agroindustria del olivar [9].....	19
Figura 11: Evolución de la producción mensual de aceite en Andalucía. [10].	21
Figura 12: Mapa del potencial de residuos forestales en Andalucía, 30 de junio de 2012. [3].	22
Figura 13: Plano síntesis de aptitud territorial de nuevas infraestructuras de tratamiento. [6].	24
Figura 14: Fases de la planta de gasificación por plasma.	25
Figura 15: Reactor de gasificación por plasma modelo G65. [16].....	27
Figura 16: Esquema del ciclo de Rankine. Elaboración Propia	30
Figura 17: Ciclón Modelo MGXG según tamaño. [Anexo B].	35
Figura 18: Típico modelo de Spray Tower. [Anónimo].....	35
Figura 19: Venturi Scubber. [13].	36
Figura 20: Ajuste de composición. [12].	37
Figura 21: Componente de la membrana cerámica. [12].	37
Figura 22: CAPEX de la planta de gasificación por plasma en función de la capacidad.....	48
Figura 23: OPEX de la planta de gasificación por plasma en función de la capacidad.	49
Figura 24: Precio medio final anual de la electricidad en España.....	53
Figura 25: Evolución de los costes durante el proyecto.....	55
Figura 26: Comparación de la variación anual de los coste e ingresos totales.....	57

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Las ventajas y desventajas de la pirólisis.	7
Tabla 2: Las ventajas y desventajas de la incineración.	7
Tabla 3: Las ventajas y desventajas de la gasificación tradicional.	8
Tabla 4: Las ventajas y desventajas de la gasificación por plasma.	8
Tabla 5: Comparación entre distintos métodos de valorizar energéticamente los residuos.	9
Tabla 6: Modelos de separación de residuos de competencia municipal en España.	15
Tabla 7: Resumen de los residuos municipales aprovechables.	18
Tabla 8: Subproductos aprovechables de los olivares en Sevilla. Fuente: Elaboración Propia.	20
Tabla 9: Típicos contaminantes en el gas de síntesis bruto. [14].	25
Tabla 10: Residuos municipales considerados.	28
Tabla 11 Coeficientes de regresión de cada compuesto dentro del gas de síntesis. [18].	31
Tabla 12: Variación de la entalpía ΔH_i y porcentaje de cada componente del gas de síntesis.	31
Tabla 13: Condiciones de los puntos de trabajo del ciclo de Rankine.	33
Tabla 14: Eficiencia de los distintos tipos de ciclones.	34
Tabla 15: Porcentaje de los componentes del gas de síntesis. [17].	36
Tabla 16: Estimación de la producción de H ₂ gaseoso de la planta.	39
Tabla 17: Opciones de almacenamiento de hidrógeno. [19].	40
Tabla 18: Características del sistema modelado de PEMFC.	42
Tabla 19: Resultados de un día de funcionamiento del sistema de PEMFC modelado.	43
Tabla 20: Kg de hidrógeno líquido disponible en la reserva.	44
Tabla 21: Balances de consumos y generación de la planta.	45
Tabla 22: Estimaciones de los costes de plantas de gasificación por plasma. [21].	47
Tabla 23: Ajustes de los cambios en valor de las divisas.	47
Tabla 24: Estimaciones ajustadas de los costes (EUR) de plantas de gasificación por plasma.	48
Tabla 25: Costes (EUR) del ciclo de Rankine del proyecto de David García. [22].	49
Tabla 26: Costes (EUR) del ciclo de Rankine escalados.	50
Tabla 27: Estimaciones del coste (EUR) del sistema de pilas de combustible de 1MW. [25].	52
Tabla 28: Horas de funcionamiento del sistema de PEMFC.	54
Tabla 29: Resumen de los costes e ingresos del proyecto.	55
Tabla 30: Valores del TIR y VAN del proyecto.	57

PARTE I: INTRODUCCIÓN

Capítulo 1: INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

En la sociedad actual la correcta gestión de los residuos es uno de los principales retos que se deben superar para poder cumplir con la Agenda 2030. En particular la gestión de los residuos en España está lejos de cumplir con los objetivos establecidos por la Unión Europea. Además, a esta problemática se le une la dependencia externa que tiene España del gas natural, al tener que importar grandes cantidades de gas cada año para poder cubrir un parte considerable de su demanda eléctrica.

Este trabajo tiene como motivación proporcionar una solución alternativa a los problemas de gestión de residuos y consumo de energía en España. Se estudiará la viabilidad de valorizar energéticamente los residuos mediante la tecnología de gasificación por plasma de una localización concreta y el aprovechamiento de los productos obtenidos mediante este proceso. De los diversos productos que se pueden obtener con esta tecnología destaca el hidrógeno, esto es debe a su capacidad de almacenar energía química sin carbono. Este vector energético permitiría almacenar grandes cantidades de energía para ser utilizadas en los periodos de alta demanda o cuando la red lo requiera. Con los métodos adecuados la utilización de hidrógeno no produce gases de efecto invernadero y se reduciría la necesidad de emplear gas natural en los ciclos combinados para generar energía eléctrica.

Como España no dispone de yacimientos propios de gas natural necesita obtener estos recursos del extranjero, lo cual supone unos altos costes cada año al ser importados del extranjero. Por lo que la posibilidad de poder acumular gradualmente unas reservas de recursos energéticos propios como es el hidrógeno proporcionaría una estabilidad y seguridad a la red eléctrica, reduciendo la dependencia externa energética.

1.2 Objetivos

El objetivo principal del proyecto es el estudio de la viabilidad de una planta de gasificación por plasma para valorizar energéticamente parte de los residuos de una provincia de España y tratarlos de forma adecuada evitando posibles contaminantes. Para el proyecto se ha seleccionado la provincia de Sevilla como localización, esto se debe a la cantidad de residuos municipales generados cada año y la variedad de recursos de biomasa de alta calidad disponibles en la provincia.

1.1.1 *Objetivos generales*

Valorización energética de los residuos municipales generados en la provincia de Sevilla.

Se analizará las circunstancias de la gestión de los residuos municipales en la provincia de Sevilla y cuanta cantidad de residuos de origen municipal se pueden utilizar en la planta de gasificación por plasma.

Análisis de los recursos de biomasa disponibles en la provincia de Sevilla

Se analizará la cantidad de recursos de biomasa que se puede obtener en la provincia de Sevilla. Estos recursos supondrán una alternativa a la valorización energética de los residuos municipales de la provincia.

Viabilidad de la planta de gasificación por plasma para generar hidrógeno.

Se estudiará la viabilidad de generar hidrógeno mediante la gasificación por plasma a partir de recursos de biomasa y residuos municipales.

Viabilidad de usar hidrógeno para generar electricidad.

Se analizará la viabilidad de generar energía eléctrica mediante un sistema de pilas de combustibles que consume el hidrógeno obtenido en la planta de gasificación por plasma.

Estudio económico de la planta de gasificación por plasma.

Se realizará un estudio económico sencillo de la planta diseñada, en la que se estudiará los diversos costes de explotación e inversión a lo largo de la vida útil de la instalación. Obteniendo la TIR y otros datos que permitan evaluar la inversión del proyecto.

1.1.2 Objetivos de desarrollo sostenible (ODS)

Agua Limpia y saneamiento.

Con el uso de la gasificación por plasma para tratar los residuos se podrá evitar la posible contaminación debida a los vertederos y se producirá menos emisiones al medioambiente comparado a otros métodos tradicionales de gestión de residuos.



Energía asequible y no contaminante.

Al ser posible utilizar energía eléctrica procedente de centrales eléctricas renovables y debido a que no se producen emisiones durante la producción de hidrógeno. Además, como el hidrógeno tiene la capacidad de almacenar energía química sin carbono, ofrece una energía no contaminante.



Ciudades y comunidades sostenibles.

La tecnología de plasma permite paliar ciertas consecuencias de la rápida urbanización como es el tratamiento de los residuos urbanos. Esto se debe a que con esta tecnología se consigue la neutralización de los contaminantes y reducir la necesidad de los vertederos controlados.



Acción por el clima.

Procedimiento alternativo para la generar hidrógeno, el cual ofrece un método viable para conseguir una economía baja en gases de efecto invernadero.



Capítulo 2: ESTADO DE ARTE

2.1 Gestión de residuos

La gestión de residuos se refiere a todos los diversos procedimientos relacionados con la actividad de administrar y eliminar los residuos. Los modos en los que se debe gestionar los residuos han ido evolucionando a lo largo de las dos últimas décadas especialmente en los últimos años, donde se ha visto un aumento en la variedad de residuos producidos y la complejidad del tratamiento necesario. Este aumento en la dificultad de tratar adecuadamente los residuos se debe a los avances tecnológicos, al crecimiento del sector industria y el desarrollo económico.

La incorrecta gestión de residuos puede provocar diversos impactos negativos, entre ellos destacan: la contaminación de las fuentes de agua, del suelo, del aire y la propagación de enfermedades debido a focos de infecciones.

2.2 Normativa en materia de residuos

Debido al creciente problema en materia de tratamiento de los residuos producidos y las graves consecuencias de la incorrecta gestión, la Unión Europea y el Reino de España decidió legislar la gestión de los residuos para proteger la salud de los seres humanos y el medio ambiente.

2.2.1 Normativa comunitaria

El objetivo de estas directivas era establecer un marco jurídico para el tratamiento de los residuos así impulsar el uso de técnicas adecuadas de reciclado, recuperación y de gestión de residuos. De las diversas normativas relacionadas a los residuos destacan algunos aspectos de ciertas directivas:

Directiva 2008/98/CE

Se fija el “Principio de quien contamina paga” con él se establece que el productor original del residuo deberá pagar los costes de la gestión de dicho residuo. Entonces los productores podrán tratarlos ellos mismos o dejar que se encargue una empresa oficialmente reconocida. Aunque, para ambos casos se necesitará realizar unas inspecciones periódicas y poseer la correcta autorización.

Durante el proceso de gestión se deberá realizar sin poner en peligro el medioambiente y sin provocar incomodidades como los olores o el ruido. Además, se establece unas condiciones especiales para ciertos residuos como son los biorresiduos, los aceites usados y los residuos peligrosos.

Por otro lado, se distingue entre residuos y subproducto:

Los residuos son cualquier objeto o sustancia cuyo dueño proceda a desprenderse de ellos. Estos residuos se generan debido a las actividades comerciales, domésticas e industriales durante un proceso de transformación, de fabricación, de consumo, de utilización o de limpieza.

Los subproductos son los objetos o sustancias derivados de un procedimiento de producción en el que su obtención no fue el fin principal del proceso. Para poder ser considerados subproductos y no como residuos, deben cumplir cuatro condicionantes [1]:

- Es seguro que la sustancia u objeto va a ser utilizado ulteriormente.
- Que la sustancia u objeto puede utilizarse directamente sin tener que someterse a una transformación ulterior distinta de la práctica industrial normal.
- La sustancia u objeto se produce como parte integrante de un proceso de producción.
- El uso ulterior es legal, es decir la sustancia u objeto cumple todos los requisitos pertinentes para la aplicación específica relativos a los productos y a la protección del medio ambiente y de la salud, y no producirá impactos generales adversos para el medio ambiente o la salud humana.

Se introduce una nueva Jerarquía de residuos con la que se asigna un orden de prioridades en la legislación y la política con el fin de reducir el impacto medioambiental global. También se fijan unos objetivos de valorización y reciclado para el año 2020 en relación con los residuos domésticos reduciéndose un 50%.

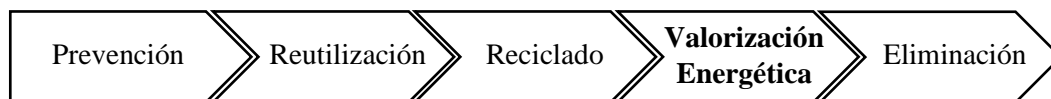


Figura 1: Jerarquía de la gestión de residuos. Fuente: Elaboración Propia.

Donde:

- Prevención: Se refiere a las medidas con el fin de reducir la producción de residuos.
- Reutilización: Aprovechamiento de un residuo para un nuevo proceso productivo.
- Reciclado: Transformar los residuos en nuevos productos.
- Valorización energética: Emplear los residuos como una fuente de energía o para obtener combustibles.
- Eliminación: En el caso de no poder tratar o dar un segundo uso al residuo se eliminará.

Directiva 2018/851

Es una modificación de la Directiva 2008/98/CE y se publicó como parte del paquete sobre la economía circular. Se establecen unos requerimientos mínimos en el régimen de responsabilidad ampliada del productor de los residuos. Esta ampliación de responsabilidades incluye la responsabilidad organizativa, contribuciones a la prevención de residuos y que los productos puedan ser reciclados y reutilizables.

En la directiva se establece una nueva definición para los residuos municipales, residuos domésticos, residuos comerciales y residuos peligrosos. Asimismo, se establece nuevos objetivos sobre el reciclado y reutilización de los residuos municipales: para 2025, se tendrá que reciclar como mínimo el 55 % de los residuos municipales en peso. Este objetivo subirá al 60 % para 2030 y al 65 % para 2035.

2.2.2 Normativa nacional

Dentro de la normativa nacional en relación con las de técnicas adecuadas de gestión de residuos destaca las metas establecidas en el Real Decreto 646/2020.

En el Real Decreto se regula la eliminación de los residuos mediante los vertederos y para garantizar la reducción progresiva del uso de vertederos se establecieron unos objetivos a cumplir. La cantidad de residuos municipales vertidos para el año 2035 se tendrá que reducir a un valor del 10%, en 2030 a un valor de 20% y para 2025 se tendrá que reducir al menos un 40%.

Se tendrá que reducir la cantidad en peso de los residuos biodegradables de origen municipal destinados a los vertederos a un valor menor que el 35% de los residuos de este tipo generados en 1995.

Estas medidas pretenden avanzar hacia un modelo de economía circular y cumplir con los requisitos establecidos previamente. Además de prevenir y reducir el impacto medioambiental producido por el vertido de residuos.

2.3 Métodos de valorización energética

La valorización energética de residuos se basa en la transformación de estos en una forma de energía. Con estos procedimientos se consigue reducir el volumen de los residuos y se aprovecha la energía calorífica que contienen ciertos materiales contenidos dentro de ellos. Las principales tecnologías disponibles para tratar los residuos con el propósito de valorizarlos energéticamente son: la pirólisis, incineración, gasificación tradicional y gasificación por plasma.

2.3.1 Pirólisis

La tecnología de pirólisis utiliza un proceso de descomposición térmica, en la que el residuo se somete a unas temperaturas entre 500 °C y 900 °C en ausencia de oxidante o cualquier otro reactante.

Con este proceso se generan líquidos, gases y productos sólidos carbonoso. Esta descomposición térmica se consigue mediante unos procedimientos de transferencia de calor y una cadena de reacciones químicas. Se puede considerar como el paso previo a las tecnologías de incineración y gasificación. A diferencia de la incineración no se produce la combustión porque la pirólisis se realiza en ausencia total de oxígeno.

La pirólisis puede aprovecharse de los recursos de biomasa, pero tiene dificultades en el caso de los residuos de origen municipal debido a la aparición de diversos compuestos orgánicos complejos en cada fase del proceso, los cuales dificultan la valorización energética de este tipo de residuo.

A partir de este proceso se puede obtener diferentes productos secundarios en función de la metodología empleada. En el caso de sustancias gaseosas se puede obtener el gas de síntesis, el cual dispone de diversos métodos de aprovechamiento como combustibles líquidos o metano. Los líquidos estarán compuestos de una variedad de distintos productos como los compuestos aromáticos, cetonas, etc. De los sólidos se puede obtener carbón activo o utilizarlo como combustible. Este método no consigue eliminar la totalidad de los residuos sino transforma parte de ellos en otros productos.

Desventajas	Ventajas
Requiere de instalaciones especializadas para aprovechar los productos líquidos	Reducción de volumen de los residuos tratados
Genera contaminantes (NOx, SOx, etc.)	Generación de combustibles
Composición del gas síntesis compleja	Aprovechamiento de la energía del gas

Tabla 1: Las ventajas y desventajas de la pirólisis.

2.3.2 Incineración

La tecnología de incineración se realiza en un medio en exceso de oxígeno o mediante la oxidación química de los residuos tratados. Es una tecnología con extensa experiencia y es uno de los métodos más adecuados para la destrucción de la gran mayoría de los residuos peligrosos generados. Los productos finales de estas instalaciones son gases, cenizas y subproductos no combustibles. La temperatura de operación típica está entre 900 °C y 1200 °C y el calor liberado en este proceso se puede aprovechar en un ciclo de Rankine, generando electricidad para la red o como autoconsumo.

Desventajas	Ventajas
Genera cenizas volátiles y otros contaminantes	Tecnología desarrollada y probada a diferentes escalas
Residuos limitados	Alta fiabilidad
Rechazo social	Aprovechamiento energético del calor

Tabla 2: Las ventajas y desventajas de la incineración.

2.3.3 Gasificación tradicional

La tecnología de gasificación es un proceso termodinámico, donde se rompe los enlaces moleculares del residuo tratado, en una atmósfera reductora. La temperatura de operación típica está en torno a 750 °C y en ningún caso se superan los 1.700°C, debido a eso es común que se generen subproductos residuales como las cenizas, alquitranes y escorias. Al igual que la pirólisis es un método en el que normalmente se utilizan recursos de biomasa. De este proceso se obtiene gas de síntesis y escorias. Las escorias son residuos sólidos no combustibles que como es en el caso de la incineración ya no se pueden valorizar energéticamente, debido a que su fracción combustible fue gasificada.

Desventajas	Ventajas
Limitación de los residuos tratables	Impacto ambiental menor que otros métodos
Capacidad a nivel industrial baja	Tecnología desarrollada
Inversión elevada	Buena eficiencia energética
Subproductos residuales	Buena calidad de gas de síntesis

Tabla 3: Las ventajas y desventajas de la gasificación tradicional.

2.3.4 Gasificación por plasma

La tecnología de gasificación por plasma alcanza la disociación molecular en el reactor mediante el uso de antorchas de plasma térmicas y un agente gasificante. La tecnología con plasma es capaz de tratar todo tipo de residuos e incluso los residuos peligrosos, de manera irreversibles y segura. La implementación de este proceso requiere analizar cuidadosamente la fuente de residuos a tratar pues la relación beneficio/coste es dependiente del tipo de residuo empleado. Los productos obtenidos con este proceso son de alto valor con usos en diferentes industrias.

Desventajas	Ventajas
Elevada inversión	Alto rendimiento energético
Menos desarrollada	Permite todo tipo de residuos
Relación beneficio/coste dependiente del tipo de residuos tratado	Productos de alto valor

Tabla 4: Las ventajas y desventajas de la gasificación por plasma.

2.3.5 Elección del método empleado en el proyecto

La combustión de los residuos para generar energía no es algo novedoso, pero emplear tecnologías que usan plasma si lo es. A diferencia de los métodos convencionales, la gasificación por plasma presenta significativas diferencias cuya implementación supondría un cambio importante en el ámbito de gestión de residuos.

Una comparación de diversos aspectos de los métodos adecuados de valorización energética:

	Gasificación por plasma	Gasificación tradicional	Incineradora
Temperatura	+ 5000 °C	700 °C - 1400 °C	950 °C - 1200 °C
Residuos tratables	Cualquier tipo (incluso residuos peligrosos)	Residuos utilizables limitados y se debe clasificar previamente para mitigar emisiones tóxicas	Residuos utilizables limitados y se debe clasificar previamente para mitigar emisiones tóxicas
Energía requerida	Alta	Baja	Baja
Aprovechamiento energético	Gas combustible y calor residual en distintas etapas del proceso	Gas combustible y menor cantidad de calor residual aprovechable	Solo se puede aprovechar el calor
Impacto Medioambiental	Bajo	Medio	Alto
Contaminantes	La mayoría de la escoria se vitrifica y es inerte	Contaminantes sólidos, alquitranes, Compuestos alcalinos, H ₂ S, etc.	Ceniza fina y gruesa, NO _x , SO _x , etc.
Costes de inversión	+ Altos	Altos	Bajos

Tabla 5: Comparación entre distintos métodos de valorizar energéticamente los residuos.

Gasificación por plasma presenta diversas ventajas que lo hace destacar en materia de gestión de residuos comparados a los métodos convencionales. A diferencia de los métodos convencionales, gasificación por plasma es capaz de tratar todos los tipos de residuos. Esto incluye los residuos peligrosos, cuya gestión normalmente requiere de numerosos procedimientos para su correcta eliminación. Pero, con el uso de la tecnología de plasma se podría tratar fácilmente debido a que se consigue producir la disociación molecular en el reactor. La disociación molecular es un proceso definitivo e irreversible con el que se rompe los enlaces moleculares de los residuos tratados, consiguiendo neutralizar de forma segura el material tratado.

Los residuos tratados con esta tecnología de plasma se convierten en mercancías de valor con diversos usos. Del reactor de gasificación por plasma, se obtiene un gas de síntesis que está formado a partir de la materia orgánica de los residuos tratados y de la materia inorgánica se obtiene un material vitrificado.

El material vitrificado tiene varias posibles aplicaciones, entre ellas destacan su uso como un material agregado para el sector de construcción. Del gas de síntesis se puede obtener una variedad de productos de alto valor (etanol, hidrógeno, metano, etc.) o se puede emplear como un combustible. La tecnología de gasificación por plasma permite valorizar energéticamente los residuos tratados de forma segura y con dicho método se consigue eliminar la necesidad de emplear vertederos controlados, al convertir la totalidad de los residuos en unos productos de alto valor.

2.4 Gasificación por plasma

La gasificación por plasma es un proceso termoquímico extremo en el que, mediante el plasma producido por unas antorchas térmicas, se provoca la disociación molecular en el reactor del gasificador obteniendo un gas formado principalmente por monóxido de carbono e hidrógeno.

2.4.1 Definición de plasma

El plasma es un gas ionizado a alta temperatura y es el estado más abundante de los cuatro estados fundamentales de la materia. En este estado de la materia, la sustancia ionizada gaseosa se vuelve altamente conductora de la electricidad llegando hasta tal punto que incluso los campos magnéticos y eléctricos afectan su comportamiento.

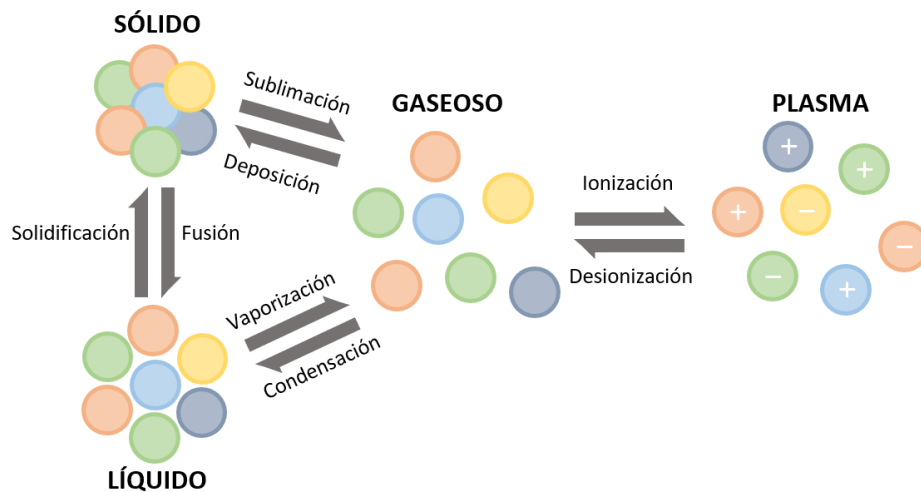


Figura 2: Simplificación de las relaciones de los estados de la materia. Fuente: Elaboración Propia.

El plasma se puede definir mediante su densidad y su grado de ionización. La densidad hace referencia al número de electrones por unidad de volumen en una sustancia. El grado de ionización depende principalmente de la temperatura de los electrones y hace referencia a la cantidad de átomos que han perdido o ganado electrones en un momento dado.

Además, al plasma se le puede atribuir dos estados generales, los cuales se pueden diferenciar si la temperatura de los iones, electrones y átomos neutros están homogenizadas. En el caso que las partículas del plasma se encuentren en equilibrio térmico se puede alcanzar temperaturas desde mil a varios miles de grados y se llama plasma térmico. Normalmente el plasma térmico tiene un alto grado de ionización y al estar a alta temperatura requiere una gran cantidad de energía para alcanzar este tipo de plasma. El plasma no térmico en cambio se daría en el caso que no se llegue a un estado de equilibrio térmico, entonces dicho plasma no estaría tan ionizado y tendría una baja densidad energética, además no sería adecuado para usar en ciertos procesos al darse zonas frías e irregulares.

2.4.2 Antorchas de plasma térmicas

De las diversas maneras que se puede obtener plasma artificial la mayoría se consigue mediante la implementación de campos magnéticos y/o eléctricos a través de un gas o fluido dieléctrico. Las antorchas de plasma térmico consiguen producir un plasma artificial empleando una descarga de arco eléctrico a presión atmosférica de tal manera que se obtiene una corriente de plasma de entre 5.000 °C – 10.000 °C. Generalmente se emplea una corriente DC en vez de AC debido a que se consigue un mejor control, mayor estabilidad, menor consumo eléctrico y los electrodos duran más ciclos.

Según se coloquen los electrodos se puede emplear de distinta manera las antorchas. Cuando uno de los electrodos se coloca fuera de la antorcha se obtiene una de arco transferido, la cual puede producir arcos más precisos y de largo alcance. En el caso del arco no transferido ambos electros se encuentra en la antorcha.

2.4.3 Instalaciones en funcionamiento

De las distintas empresas que están desarrollando sistemas de gasificación por plasma destaca Westinghouse Plasma Corporation (WPC), la cual tiene varias plantas en operación. Otras compañías que ofrecen esta tecnología de plasma son: Plasco Energy Group Inc., Advanced Plasma Power, PyroGenesis Inc., etc. Algunos ejemplos de instalaciones que emplean esta tecnología para tratar residuos:

USS Gerald R. Ford (CVN-78) Supercarrier – US Navy

PyroGenesis Canada Inc. instaló un sistema compacto de destrucción de desechos empleando un arco de plasma a bordo del portaaviones USS Gerald R. Ford. El sistema se diseñó con el fin de ser capaz de tratar 200 kg/h de residuos sólidos, pero sin la capacidad de recuperar energía. Antes de poder tratar los desechos se deben clasificar o el sistema no podrá procesarlos.



Figura 3: El sistema PAWDS para el USS Gerald R. Ford.[2].

Ciudades de Mikata y Mihama, en Japón

Una planta con tecnología de Westinghouse Plasma Corporation da servicio a las ciudades de Mikata y Mihama en Japón tiene una capacidad total de 24 Tm/día de residuos municipales y 4 Tm/día de lodos procedentes de una depuradora. La energía generada se emplea en la planta municipal de tratamiento de aguas residuales.



Figura 4: Instalación de tratamiento de residuos en Mikata-Mihama, Japón.

Ciudad de Wuhan, en China

Alter NRG encargó a Westinghouse un módulo de gasificación por plasma para una instalación de demostración en la ciudad de Wuhan, China. Esta instalación con tecnología de plasma tiene una capacidad de procesar alrededor de 100 Tm/día de recursos de biomasa y adquirir gas de síntesis. Del gas de síntesis obtenido en esta planta, se obtendrá combustible diésel y otros tipos de combustibles en la instalación de Kaidi.



Figura 5: Instalación de gasificación por plasma en Wuhan, China.

Centro de Energías Renovables Tees Valley, en Reino Unido

Esta instalación se iba a construir y operar generando 50 MW a partir de la conversión de los residuos en fuentes de energía. La empresa encargada del proyecto eligió ubicar la instalación en el New Energy and Technology Business Park, cerca de Billingham, Teesside. La planta se diseñó con el objetivo de tratar hasta 350.000 Tm de desechos no reciclables del vertedero cada año, lo cual ayudaría a cumplir los objetivos de desvío de desechos del Reino Unido. El estado actual de este proyecto es desconocido.

PARTE II: MEMORIA

Capítulo 1: RECURSOS DE BIOMASA APROVECHABLES EN LA PROVINCIA DE SEVILLA

1.1 Introducción

El objetivo principal de la estrategia europea en el ámbito de los residuos es la prevención de la generación de éstos y en los casos en los que no se puedan evitar su generación, se promueve el uso de técnicas adecuadas para su correcta gestión.

Clasificación de los residuos en diversas categorías, no son excluyentes entre sí:

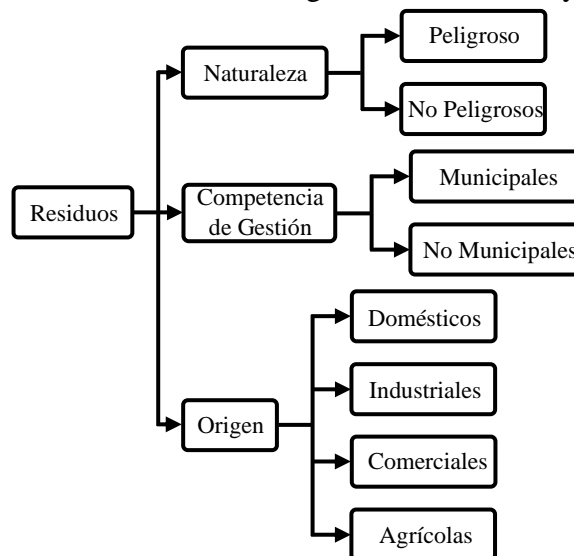


Figura 6: Clasificación de residuos según distintos criterios. Fuente: Elaboración Propia.

Una de las propuestas para la adecuada gestión de los residuos municipales y objetos o sustancias similares es la valorización energética. Con dicha propuesta se pretende disminuir la necesidad de utilizar los vertederos como método para tratar los residuos.

Existen diversos recursos de biomasa en la provincia de Sevilla que interesa considerar emplear en la planta de gasificación, entre ellos destacan: los residuos municipales, los subproductos derivados del aprovechamiento de los olivos y de la biomasa forestal, se analizará solo los residuos forestales.

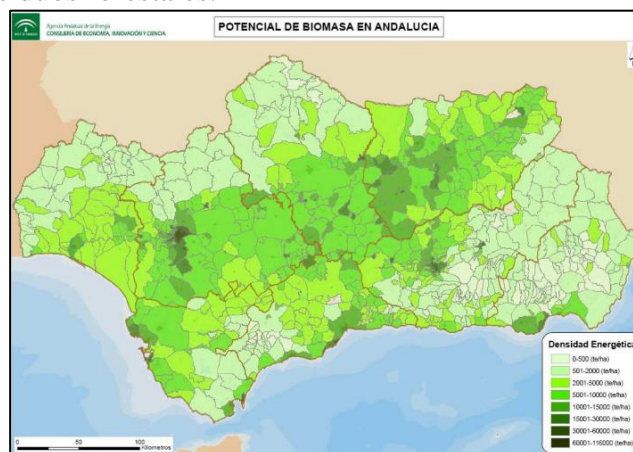


Figura 7: Mapa del potencial de biomasa en Andalucía, 30 de junio de 2012 [3].

1.2 Residuos municipales

La gestión de los residuos municipales son competencia de las entidades locales y se pueden recoger de diversas maneras en función del modelo implementado. Cuando se publicó el Plan de Residuos no Peligrosos de la Provincia de Sevilla 2020 el modelo implementado en la provincia de Sevilla era el Tipo 5 de 4 fracción y se propuso realizar la transición a un modelo con la recogida de la fracción orgánica por separado (Tipo 1). Actualmente este cambio de modelo se consiguió implementar en Sevilla y muchos otros sitios en la provincia.

Tipo 1 5 fracciones	Tipo 2 Húmedo - seco	Tipo 3 Multiproducto	Tipo 4 4 fracciones + poda	Tipo 5 4 fracciones	Tipo 6 3 fracciones
Vidrio	Vidrio	Vidrio	Vidrio	Vidrio	Vidrio
Papel-cartón	Papel-cartón	Papel-cartón + Envases ligeros	Papel-cartón	Papel-cartón	Papel- cartón
Envases ligeros	Resto + Envases ligeros		Envases ligeros	Envases ligeros	Resto (incluye FO + Envases ligero)
Resto		Resto	Resto (incluye FO)	Resto (incluye FO)	
Fracción orgánica	Fracción orgánica	Fracción orgánica	Residuos de jardinería		

Tabla 6: Modelos de separación de residuos de competencia municipal en España.

El impacto que tiene el cambio de un modelo de Tipo 5 a un Tipo 1 (recogida de FO por separado) en el resultado final es significativo: reduce la cantidad de biorresiduo que acaba en la fracción rechazo, reduce el porcentaje de impropios en la corriente orgánica y mejora la eficiencia de los distintos procesos. Esto es porque a la planta de tratamiento mecánico-biológico (TMB) llegarían tres canales de residuos con el Tipo 1 en vez de solo dos canales, por lo que se puede tener unos procesos más especializados y eficaces.

Los residuos municipales están formados por una gran variedad de sustancias, pero solo la parte orgánica se puede considerar para fines energéticos por ello, es imprescindible tener en cuenta en los cálculos la composición de los residuos que se van a tratar. La razón es porque la planta de gasificación por plasma solo emplea la materia orgánica para generar el gas de síntesis y los compuestos inorgánicos forman un material vitrificado tras el proceso.

Para entender que parte de los residuos municipales se pueden valorizar energéticamente hay que comprender ciertas partes de cómo se tratan estos residuos. En el caso de los vidrios y papel-cartón se recogen en sus contenedores separados y se mandan a plantas especializadas. Por otro lado, la parte restante de los residuos municipales se manda a las plantas de tratamiento mecánico-biológico y a los vertederos.

Una vez se hayan pretratado los residuos municipales que llegan a las plantas TMB, se pasará esta vertiente de residuos por los tromeles separándose en el proceso la parte fina de la materia orgánica. Pero como el tamaño del material que se separa es determinado por la luz de malla del tromel es común que se tenga alrededor de un 50% de impropios en la corriente orgánica. Los impropios son los residuos que se depositen de forma errónea en los contenedores o entran en un proceso incorrecto y empeoran la eficiencia de los tratamientos.

Al salir del tromel se extrae cualquier material valorizable (metales, etc.) y la parte restante se denomina fracción rechazo. La fracción rechazo está compuesta por una variedad de sustancias y se destina a su eliminación.

Según los datos publicados en el Visor de Estadísticas Medioambientales de Andalucía [4] en el año 2019, se generó de media en la provincia de Sevilla 463,7 kg per cápita. Sabiendo que la población en la provincia de Sevilla en 2019 [5] llegó a los 1.942.389 habitantes se puede suponer que se generó 900.686 Tm ese año. Por otro lado, debido a la limitación del reactor de gasificación por plasma y la complejidad logística de gestionar esa cantidad de residuos, solo se tendrá en cuenta para el proyecto una parte de esa cantidad. Para ello se tendrá que desglosar la cantidad de los residuos municipales según las instalaciones que los gestionan.

En la provincia se tiene cuatro plantas dedicadas al tratamiento de los residuos municipales, las cuales cuentan con una planta de clasificación, planta de tratamiento mecánico-biológico (TMB) y un vertedero. Por otro lado, hay dos centros de selección y transferencia, además de siete estaciones de transferencia.

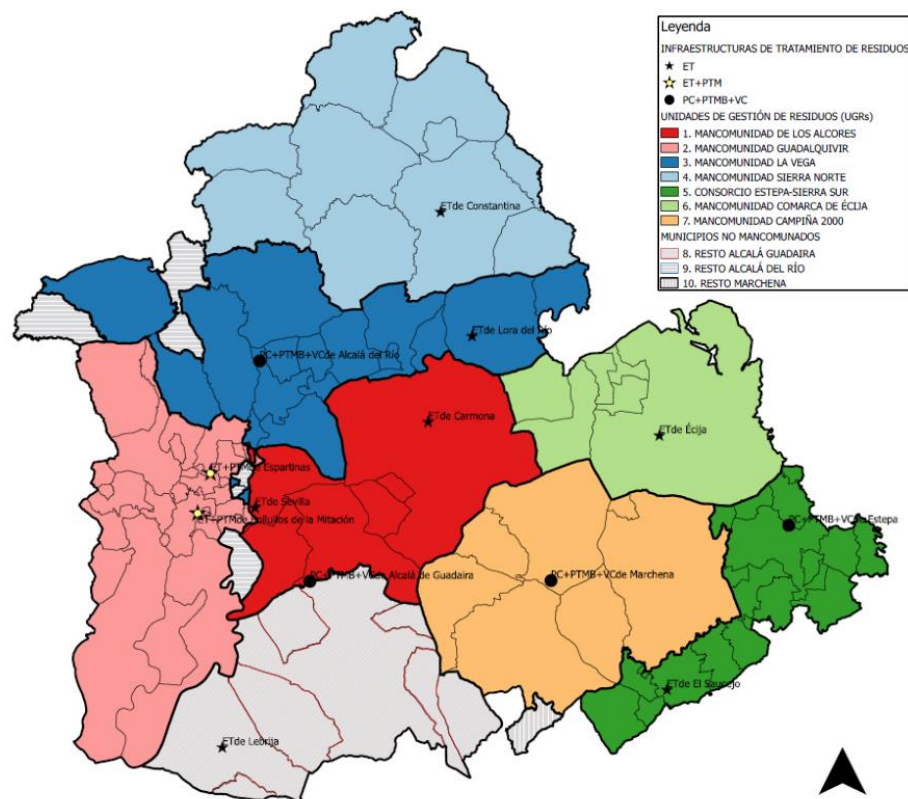


Figura 8: Situación de las infraestructuras de tratamiento en la provincia de Sevilla. [6].

El Anexo A contiene la información del Plan de Residuos no Peligrosos de la Provincia de Sevilla 2020 [14] donde se desglosa en fracciones y sub-fracciones los residuos municipales tratados por cada planta en la provincia de Sevilla. Cabe destacar que, aunque la información es del año 2016 y que en su momento se empleó un modelo de gestión Tipo 5 los datos recogidos siguen siendo representativos a las circunstancias actuales.

De las distintas plantas de tratamiento de residuos destaca “*Mancomunidades De Los Alcores, Guadalquivir Y Resto*” en la que se trata la mayor parte de los residuos de la provincia de Sevilla. En esta instalación en 2016 se trataron 715.107 Tm de residuos municipales y la gran parte de ellos se destinó a su eliminación. Una planta de gasificación por plasma que se encargase de parte de los residuos destinados a la planta de tratamiento de residuos comentada anteriormente eliminaría la necesidad de emplear el vertido controlado.

Para poder dimensionar correctamente la planta de gasificación por plasma se deberá tener en cuenta la cantidad de toneladas de residuos se pretende tratar al día. Considerando que la empresa Alter NRG dispone de un modelo de reactor para la gasificación por plasma cuya capacidad es de 1000 Tm/día si se emplea como agente gasificante oxígeno y en el caso de usar aire dispondrá de una capacidad de 620 Tm/día.

Entonces se plantea el diseño de la planta para que lleguen en torno a 500 Tm/día de residuos y se disponga de una capacidad adicional para poder lidiar con un aumento inesperado. Además, se estima que durante el año la planta estará en funcionamiento 335 días y los 30 días restantes se utilizarán para trabajos de mantenimiento o en caso de averías.

$$\text{Capacidad}_{\text{planta}} = \frac{500 \text{ Tm}}{\text{día}} * 335 \text{ días} = 167.500 \frac{\text{Tm}}{\text{año}}$$

Un parámetro importante para el diseño de la planta es el poder calorífico inferior. Dependiendo de la composición, tipología y la humedad del residuo el PCI oscilará entre ciertos valores [7]: para residuos urbanos bruto (1.200 - 1.800 Kcal/kg), para rechazos de tratamientos alternativos (1.800 - 3.500 Kcal/kg) y ciertos residuos puede tener un valor superior.

En los cálculos se considerará que se implementó el modelo de gestión Tipo 1, entonces se tendrá una vertiente de biorresiduos los cuales no serán necesarios pretratar antes de entrar en el reactor. La fracción resto deberá procesarse antes de entrar en el reactor para poder recuperar cualquier residuo reutilizable. La planta tratará 50.000 Tm de biorresiduos y 130.000 Tm de residuos municipales procedentes de la fracción resto cada año.

Según el Plan Integral de Residuos de Andalucía (PIRec) 2030 [8] en el modelo de 5 fracciones (Tipo 1) con la recogida selectiva de biorresiduos en contenedor, el 88% de los residuos recogidos serían materia orgánica biodegradable.

$$E_{\text{biorresiduos}} = 88\% * \frac{50.000 \text{ Tm}}{\text{año}} * \frac{1000 \text{ kg}}{\text{Tm}} * \frac{3.000 \text{ Kcal}}{\text{kg}} = 132.000 \frac{\text{Gcal}}{\text{año}}$$

Basándose en los datos de las instalaciones de tratamiento de [Anexo A] y la composición promedio de los residuos municipales del informe PIRec 2030 [8], se podría estimar que de la fracción resto se podrá reutilizar y reciclar en torno al 9% de los residuos entrantes.

$$Q_{\text{Fraccion Rechazo}} = 91\% * Q_{\text{Fraccion Resto}} = 91\% * 130.000 \frac{\text{Tm}}{\text{año}} = 118.300 \frac{\text{Tm}}{\text{año}}$$

$$Q_{\text{Residuos reutilizables/reciclos}} = 9\% * Q_{\text{Fraccion Resto}} = 11.700 \frac{\text{Tm}}{\text{año}}$$

En el informe de PIRec se realizó el promedio de la composición de la fracción rechazo a partir de los datos de los gestores de las plantas por toda Andalucía. Aunque, se empleará estos porcentajes para realizar una estimación hay que tener en cuenta que no representan la realidad, debido a que no hay un estándar establecido y cada planta obtiene distintos resultados:

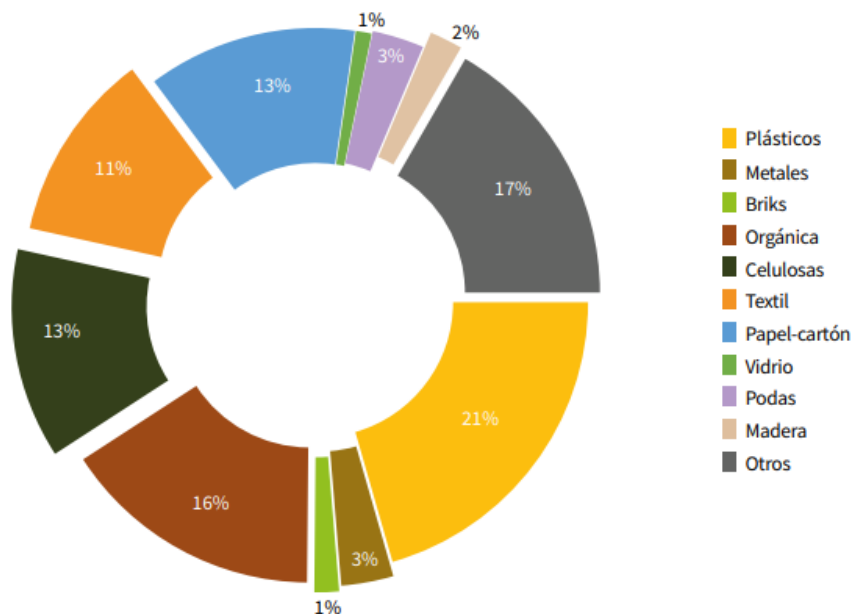


Figura 9: Composición media de la fracción rechazo del proceso de triaje [8].

La fracción rechazo son los residuos municipales restantes tras pasar por todos los diferentes tratamientos y, la materia orgánica (16%) (Figura 9) en este residuo es considerablemente menor. Aun así, en la fracción rechazo hay otros tipos de compuestos que se pueden aprovechar energéticamente en la planta. Entre ellos destaca la cantidad porcentual de las podas (3%) y los de papel-cartón (13%).

$$\text{Fracción Rechazo Parte Orgánica} = 16\% + 13\% + 3\% = 32\%$$

$$E_{\text{Fracción Rechazo}} = 32\% * \frac{118.300 \text{ Tm}}{\text{año}} * \frac{1000 \text{ kg}}{\text{Tm}} * \frac{2.000 \text{ Kcal}}{\text{kg}} = 75.712 \frac{\text{Gcal}}{\text{año}}$$

Resumen de los residuos municipales de la planta:

	Total (Tm)	Parte Orgánica	PCI (Kcal/kg)	Gcal/año
Fracción Rechazo	118.300	32%	2000	75.712
Biorresiduos	50.000	88%	3000	132.000

Tabla 7: Resumen de los residuos municipales aprovechables.

$$E_{\text{Total}} = \frac{207.712 \text{ Gcal}}{\text{año}} * \frac{\text{año}}{335 * 24 \text{ horas}} = 25,83 \frac{\text{Gcal}}{\text{h}}$$

Entonces, de los residuos municipales aprovechables de la provincia de Sevilla se dispondrá en torno a 25,83 Gcal cada hora y 500 Tm/día para generar energía e hidrógeno mediante la planta de gasificación por plasma.

1.3 Recursos de biomasa alternativos

Hay otros recursos de biomasa en la provincia de Sevilla que no se han tenido en cuenta en la planta debido a la limitación de la capacidad del reactor del gasificador por plasma. Estos recursos de biomasa son de alta calidad y se dispone de suficiente cantidad como para plantear otra planta de gasificación por plasma para su aprovechamiento energético.

1.3.1 Recursos de biomasa del olivar

De los recursos de biomasa aprovechables energéticamente procedentes de las industrias agroalimentarias y agrícolas en la provincia de Sevilla destacan los olivares. Del olivo se obtiene diversos subproductos (orujo/alperujo, orujillo, hojín y hueso de aceituna) que se pueden aprovechar para generar energía eléctrica o cogeneración y también se pueden destinar a otros usos.

El alpechín sería otro subproducto procedente de procesar las aceitunas y como se trata de un producto bastante contaminante interesaría valorizarlo energéticamente para dar una solución a su correcta gestión. Pero, debido a que mayoritariamente en España se utiliza el sistema de extracción de dos fases y que en dicho proceso no se genera este subproducto, entonces no se tendrá en cuenta.

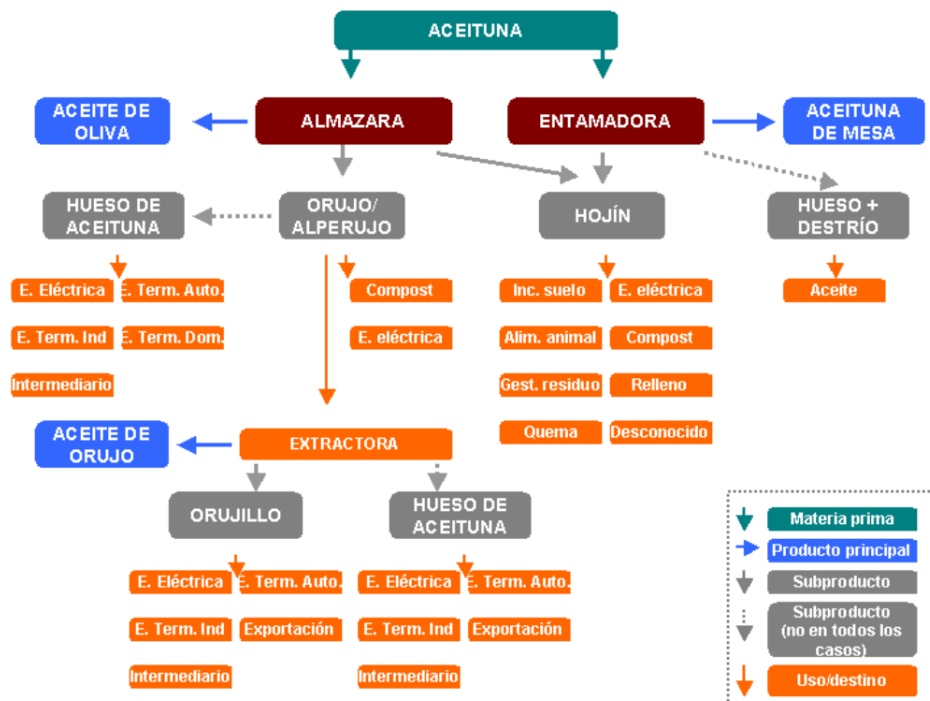


Figura 10: Modelo de utilización en cascada de la agroindustria del olivar [9].

Según el Aforo de Producción de Olivar en Andalucía [10] en la campaña 2021-2022 se recogieron datos y se realizaron varias estimaciones de las cuales se concretó que en la provincia de Sevilla se tiene en torno a 251.340 ha de olivos. De este total se distinguió dos tipos según el proceso utilizado para aprovecharse de la aceituna: olivar para almazara (177.790 ha) y olivar para mesa (73.550 ha).

Interesa tener en cuenta por separados la cantidad de aceituna destinada para cada proceso, debido a la diferencia de la cantidad y los tipos de subproductos obtenidos en cada procedimiento Figura 10. Además, del mismo informe se sabe que se produjo 112.000 Tm de aceite de oliva, 301.000 Tm de aceituna para mesa y 640.000 Tm de aceituna para almazara en la provincia de Sevilla.

Por otro lado, cabe destacar que en función de quien gestione la almazara o la entamadora se tiene una distinta distribución de la cantidad de subproductos que se utilizan en cada proceso y con que otros fines se utilizan. Entre los otros típicos fines destaca la elaboración de *compost* a partir del alperujo y/o hojín, lo cual bajaría significativamente la cantidad de orujillo que se obtiene por Tm de aceituna.

Debido a esto se deberá tener en cuenta en los cálculos que no todos los subproductos del olivar se utilizarán con el fin de generar energía eléctrica o cogeneración. Los porcentajes elegidos se basarán en los datos obtenidos en el estudio [9], pero debido a la antigüedad de dicho informe se asume que en los últimos años se ha tendido al aprovechamiento energético de los subproductos:

Del total de los subproductos derivados de estos procesos cuyo uso final será el aprovechamiento energético, solo el 30% estaría disponible para la planta de gasificación por plasma. En el proceso de almazara se obtiene de media el 80,5% de la cantidad de aceituna destinada para almazara como alperujo. Aunque, el alperujo se puede aprovechar energéticamente se considerará que el 92% de este subproducto se usará para obtener aceite de orujo en las extractoras y la cantidad restante se destinará a otros fines. A partir de las extractoras se obtiene aceite de orujo y como subproducto el orujillo el cual se podría usar para el secado del alperujo. Los porcentajes que se van a utilizar del aprovechamiento del orujillo son los recogidos [9] de las extractoras que no auto consume orujillo.

Tipo de Subproductos	Aceitunas procedentes de los olivares			
	640.000 Tm para almazara			301.000 Tm para mesa
	Hojín	Orujillo	Hueso Aceituna	Hojín
Cantidad de Subproducto/ Tm de aceituna	9,40%	74,06%	9,20%	1,70%
Destinado a generación eléctrica o cogeneración	35%	58%	44%	33%
Destinado a la planta de gasificación por plasma	30%	30%	30%	30%
Cantidad Subproducto (Tm)	6.317	82.473	7.772	507

Tabla 8: Subproductos aprovechables de los olivares en Sevilla. Fuente: Elaboración Propia.

Los poderes caloríficos de los subproductos se sacaron del informe [11], siendo la energía que se puede extraer de los subproductos de los olivos:

$$E_{\text{Hojín}} = \frac{(6.317 + 507) \text{ Tm}}{\text{año}} * \frac{1000 \text{ kg}}{\text{Tm}} * \frac{4.378 \text{ Kcal}}{\text{kg}} = 29.875,47 \frac{\text{Gcal}}{\text{año}}$$

$$E_{\text{Hueso Aceituna}} = \frac{7.772 \text{ Tm}}{\text{año}} * \frac{1000 \text{ kg}}{\text{Tm}} * \frac{4.440 \text{ Kcal}}{\text{kg}} = 34.507,68 \frac{\text{Gcal}}{\text{año}}$$

$$E_{\text{Orujillo}} = \frac{82.473 \text{ Tm}}{\text{año}} * \frac{1000 \text{ kg}}{\text{Tm}} * \frac{4.100 \text{ Kcal}}{\text{kg}} = 338.139,3 \frac{\text{Gcal}}{\text{año}}$$

$$E_{\text{Total}} = 402.522,45 \frac{\text{Gcal}}{\text{año}} * \frac{\text{año}}{335 * 24 \text{ horas}} = 50,06 \frac{\text{Gcal}}{\text{h}}$$

$$Q_{\text{Total}} = (6.317 + 507 + 82.473 + 7.772) \frac{\text{Tm}}{\text{año}} * \frac{1 \text{ año}_{\text{operación}}}{335 \text{ día}} = 289,76 \frac{\text{Tm}}{\text{día}}$$

Aprovechándose de los recursos de biomasa de los olivos en la provincia de Sevilla, una planta de gasificación por plasma dispondrá en torno a 50,06 Gcal cada hora y 289,76 Tm/día para generar energía e hidrógeno mediante la planta de gasificación por plasma.

Variación de la producción de aceite en cada campaña realizada en función de la cantidad procesada de aceite cada mes:

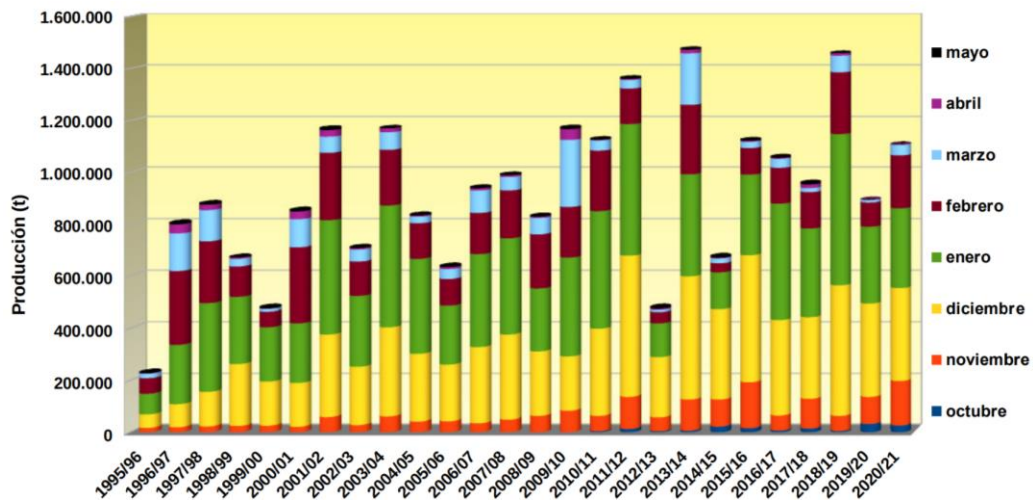


Figura 11: Evolución de la producción mensual de aceite en Andalucía. [10].

Como se puede observar en la Figura 11, el inicio de la recolección según los datos recogidos en la campaña 2020-2021, se dio en octubre un poco antes que en otros años. Aunque, generalmente la gran parte de la recogida se lleva a cabo en los meses de diciembre y enero. Como la calidad del aceite depende del tiempo que se tarde en procesar la aceituna desde que se ha recogido, en los sistemas modernos se evita tener almacenamiento y se procesa la aceituna conforme llega a la instalación.

Entonces se puede entender que los subproductos se obtendrían en los mismos meses que se recogen las aceitunas, lo cual produciría un flujo de llegada de recursos de biomasa de los olivares entre octubre a mayo. No obstante, como se puede almacenar se podría distribuir su uso a lo largo del año, no se tendrá que sobredimensionar la planta de gasificación por plasma para lidiar con el incremento de recursos de biomasa en esos meses. Además, como con estos subproductos no se generará material vitrificado y se aprovecha en su totalidad para generar hidrógeno, resultan muy útil emplearlos en el caso que se necesite generar una gran cantidad de energía en un periodo corto de tiempo.

1.3.2 Residuos forestales

Se define biomasa forestal como todos los residuos cuyo origen proviene de cualquier tipo de actividad humana debido a los tratamientos silvícolas o al aprovechamiento de los bosques. Cabe destacar la importancia de distinguir entre la parte de la biomasa forestal que puede ser empleada por la industria de transformación de la madera y la que tiene poco valor para procesos de fabricación de productos, conocida como la biomasa residual o residuos forestales.

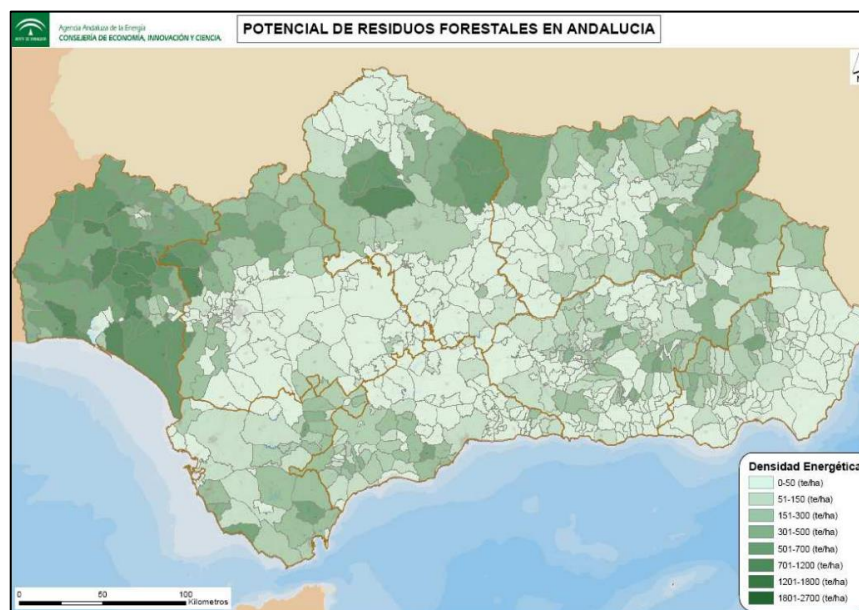


Figura 12: Mapa del potencial de residuos forestales en Andalucía, 30 de junio de 2012. [3].

En los residuos forestales se incluyen los subproductos derivados de los procesos vinculados a la industria de transformación de la madera y los residuos que provienen de los tratamientos silvícolas. Los tratamientos silvícolas consiguen favorecer la regeneración forestal, asimismo de reducir los elementos de los bosques, que suponen un factor de alto riesgo de incendios y en algunos casos de la causa de propagación de plagas.

Por otro lado, hay que tener en cuenta que la obtención de la mayoría estos residuos forestales implican una serie de operaciones de limpieza, procesado(astillado) y transporte, cuyos costes en algunos casos puede llegar a sobrepasar el beneficio económico esperado.

En la información recogida del potencial de biomasa en Andalucía [3], en la provincia de Sevilla se tuvieron 146.224 Tm de residuos forestales según la última actualización (30 de junio de 2012). En el mismo banco de datos se realizó una equivalencia energéticamente a tep, siendo la cantidad de estos residuos aproximadamente 35 ktep.

Si se asume que solo es viable la obtención del 20% del total disponible, entonces la energía que se puede extraer de este recurso de biomasa:

$$E_{\text{Residuos Forestales}} = 20\% * \frac{146.224 \text{ Tm}}{\text{año}} = \frac{7.000 \text{ tep}}{\text{año}} * \frac{10,007 \text{ Gcal}}{\text{tep}} = 70.049 \frac{\text{Gcal}}{\text{año}}$$

$$E_{\text{Total}} = 70.049 \frac{\text{Gcal}}{\text{año}} * \frac{\text{año}}{335 * 24 \text{ horas}} = 8,71 \frac{\text{Gcal}}{\text{h}}$$

$$Q_{\text{Total}} = (20\% * 146.224) \frac{\text{Tm}}{\text{año}} * \frac{1 \text{ año}_{\text{operación}}}{335 \text{ día}} = 87,29 \frac{\text{Tm}}{\text{día}}$$

En el caso de usar los residuos forestales en la provincia de Sevilla, la planta de gasificación por plasma dispondrá en torno a 8,71 Gcal cada hora y 87,29 Tm/día para generar energía y obtener hidrógeno mediante una planta de gasificación por plasma.

Los residuos forestales poseen un alto poder calorífico y una composición adecuada para dar un gas de síntesis de alta calidad y obtener una gran cantidad de hidrógeno. Pero al no tener información más específica de cuándo se pueden obtener y si se tiene en cuenta los costes de las operaciones que conlleva la obtención de estos residuos, su utilización resulta ser económicamente inviable. Cabe destacar que la valorización energética estos residuos, aun siendo poco rentables o incluso produciéndose pérdidas, se debería hacer para prevenir incendios.

1.3 Localización de la planta

Para este proyecto tras analizar los recursos de biomasa disponibles en la provincia de Sevilla, se diseñará una planta de gasificación por plasma con una capacidad de tratará en torno a 167.500 Tm de residuos municipales cada año. Para elegir la localización de la nueva planta de tratamiento se empleará el plano de aptitudes territoriales de gestión del Plan de Residuos no Peligrosos de la Provincia de Sevilla [6].

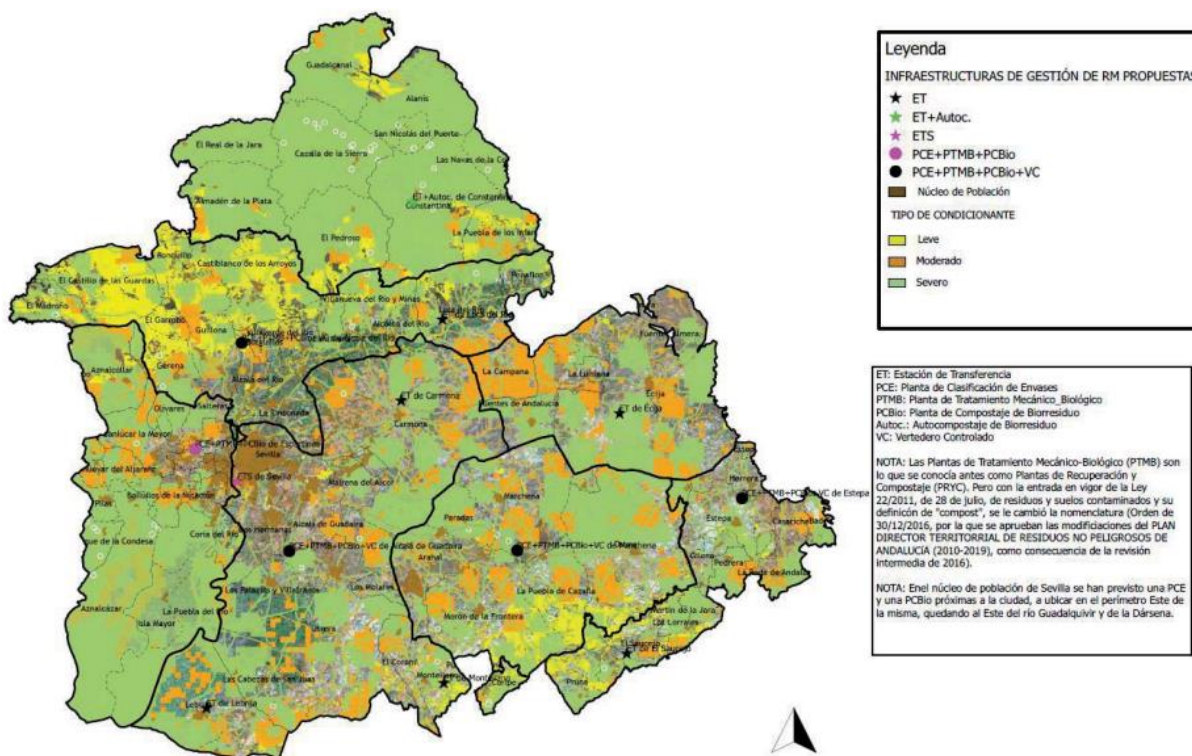


Figura 13: Plano síntesis de aptitud territorial a la implantación de nuevas infraestructuras de tratamiento. [6].

En dicho mapa se muestran las zonas de la provincia de Sevilla según su nivel de condicionante para instalar nuevas infraestructuras de tratamiento de residuos. Entre ellas destaca una zona cerca de Mairena del Alcor, esto se debe a que pertenece a la misma mancomunidad que se encarga de la mayoría de los residuos y está cerca de la ciudad de Sevilla. Esta localización permitiría tratar parte de los residuos de la ciudad de Sevilla que supone una parte importante de la generación de residuos de la provincia bajando la carga de trabajo de la otra planta de tratamiento y reduciendo la necesidad de emplear los vertederos controlados.

Capítulo 2: DISEÑO CONCEPTUAL DE LA PLANTA DE GASIFICACIÓN POR PLASMA

Para este proyecto se ha elegido para realizar la gasificación por plasma los reactores alotérmicos debido a que se puede usar residuos con alta humedad y se tiene un mayor control del proceso a diferencia de los reactores autotérmicos. De las distintas compañías que emplean este tipo de disposición (ej: Alter NRG/Westinghouse, Pyrogenesis, etc.) se decidió emplear un reactor de Alter NRG/Westinghouse y se contactó la empresa Aventurem, la cual facilitó información sobre los diversos procesos alrededor de esta tecnología.

El gas producido con esta tecnología contiene diversos tipos de partículas y contaminantes que deben ser eliminados antes de poder emplear el gas para generar materia prima o usar como combustible. Los procedimientos empleados para limpiar el gas de síntesis bruto varían según cada caso porque depende principalmente de la composición del residuo empleado. Como para este proyecto se va a emplear solo residuos municipales, generalmente el gas de síntesis bruto contendrá:

Contaminantes en Gas de Síntesis Bruto
Partículas carbonosas, alcalinas y metales pesados
Gotas de alquitranes líquidos y aerosoles
Carbonilos de metales
Compuestos gaseosos de halógenos
Especies de azufre, incluyendo H ₂ S, COS y SO ₂
Especies de nitrógeno, incluyendo NH ₃ y HCN

Tabla 9: Típicos contaminantes en el gas de síntesis bruto. [14].

La limpieza del gas de síntesis se realizará en varios procesos, el número de estos depende de cómo de limpio se necesite el gas para su aprovechamiento. Estas etapas aumentan considerablemente los costes de capital y pueden suponer unos altos costes de operación en el caso que se generen residuos secundarios no deseados. La limpieza del gas bruto se realizará en varias etapas en las que primero se pasará el gas por un separado ciclón, luego por un lavado *quench* y por último se neutralizará el gas de síntesis en un *wet scrubber*.

La configuración empleada en otras plantas del mismo tipo consta de cinco partes fundamentales: alimentación, disociación, enfriamiento, limpieza y extracción. Con esta configuración se consigue mantener los costes al mínimo posible y poder cumplir los requerimientos medioambientales.

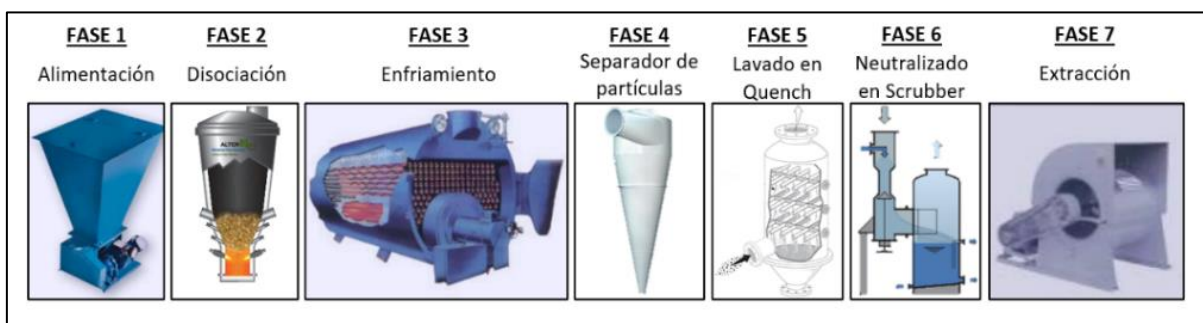


Figura 14: Fases de la planta de gasificación por plasma.

2.1 Fase 1: Alimentación

La primera fase varía en función del tipo, volumen y estado del residuo que se quiere usar para el proceso. Para mejorar la calidad del proceso y gas de síntesis final se deberá realizar ciertas operaciones previas.

Si los residuos están en estado líquido se utilizará un sistema de dosificación de líquidos. En dicho sistema se medirá el flujo inyectado al reactor para evitar su saturación y parar la bomba peristáltica en el caso que se llegue al margen de seguridad.

Si los residuos están en su mayor parte en estado sólido se utilizará un sistema de alimentación automática de sólido, donde se transformaron los residuos para evitar daños a la máquinas de las siguientes fases y mejorar los resultados obtenidos. Se usará un triturador para reducir el tamaño y facilitar el manejo de los residuos consiguiendo una mayor fluidez y uniformidad en la vertiente de sólidos. A continuación, se empleará pistones neumáticos para compactar y aumentar la densidad de los residuos, de tal manera se incrementa el flujo másico.

Ambos sistemas de alimentación se pueden emplear al mismo tiempo debido a que una vez los residuos se hayan tratado al entrar en la vasija por su respectiva entrada el proceso será el mismo.

Aunque esta tecnología permite utilizar residuos con alta humedad es recomendable reducir la humedad porque tiene un importante impacto negativo en el rendimiento global de la planta al aumentar considerablemente el consumo de las antorchas de plasma térmicas [15].

Se asume que el promedio de humedad de los residuos está en torno a 30% y se pretende bajar al 20%. Sabiendo que el caudal de entrada de la planta es 20.833,33 kg/h.

$$\dot{Q}_{\text{Req}} = \dot{m}_{\text{vapor}} * L_v$$

Donde:

- \dot{Q}_{Req} energía requerida para reducir la humedad de 20% a 10%.
- L_v es el calor latente de agua para cambiar de líquido a vapor [2260 KJ/kg].
- \dot{m}_{vapor} es el gasto másico equivalente a la humedad que se pretende eliminar.

$$\dot{m}_{\text{vapor}} = (0,3 - 0,2) * 20.833,33 \frac{\text{kg}}{\text{h}} = 2.083,33 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

$$\dot{Q}_{\text{Req}} = 2.083,33 \frac{\text{kg}}{\text{h}} * 2260 \frac{\text{KJ}}{\text{kg}} = 4.708.332,6 \frac{\text{KJ}}{\text{h}} = 1.307,9 \text{ KW}$$

Para el secado de los residuos municipales debido al gran volumen de residuos se empleará un secador de correa y se aprovechará el calor sensible recuperado durante la fase de enfriamiento para este proceso.

2.2 Fase 2: Disociación

La segunda fase tiene como objetivo romper las estructuras moleculares de los residuos en compuestos básicos, dicho proceso se llama disociación y es definitivo e irreversible. Para obtener la reacción necesaria se introducirá los residuos tratados en el reactor y mediante las antorchas de plasma térmicas y un agente gasificante se logrará la temperatura necesaria para que se dé la disociación.

El reactor seleccionado para este proyecto es el modelo G65 de Alter NRG/Westinghouse el cual tiene dos tipos de agentes gasificantes que se pueden utilizar. Si se emplea oxígeno se tendrá una capacidad máxima de 1000 Tm/día y en el caso de coger aire como el agente gasificante se tendrá 620 Tm/día. Como se ha planteado la instalación para tratar en torno a 500 Tm/día se podría emplear aire así se reducirían costes al no tener que generar oxígeno enriquecido. Pero, el problema con utilizar aire como agente gasificante es que el gas de síntesis bruto tendrá un alto contenido de N_2 y su correcta gestión supone un alto coste adicional. En este proyecto se empleará oxígeno enriquecido para obtener un gas de síntesis de mayor calidad.

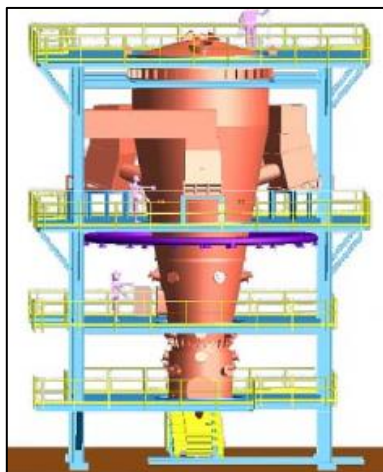


Figura 15: Reactor de gasificación por plasma modelo G65. [16].

Como con este tipo de reactor no se emplean los residuos como combustible, esto supone que la energía requerida para la gasificación es facilitada en su totalidad por las antorchas de plasma térmicas. En el diseño de esta parte se emplearán cuatro antorchas de plasma Marc 11 en vez de las seis típicas para este modelo de reactor esto se debe a que se trata menos cantidad de residuos que lo diseñado con el modelo. Este tipo de antorcha tiene un potencial de 350 - 800 KW cada una. Se tiene pensando que estén funcionando a 650 KW en condiciones normales aportando aproximadamente 2,6 MW de energía al reactor. La capacidad de la antorcha no utilizada está pensada para circunstancias adversas y la inicialización del reactor.

A la salida de este proceso se obtiene material vitrificado y un gas cuya composición mayoritaria es hidrógeno y monóxido de carbono. El gas que sale del reactor tiene una temperatura entre 890 °C – 1100 °C y aproximadamente a presión atmosférica. Además, como todavía contiene numerosos contaminantes (Tabla 9) se necesita neutralizar antes de poder emplear el gas.

La parte inorgánica de los residuos se convierte en escoria fundida y para controlar su viscosidad, además, de afectar su estructura eutéctica se le añade piedra caliza. Después de enfriar la escoria fundida se obtiene el material vitrificado. Uno de los usos de este material que la compañía Alter NRG propone es emplearlo como material agregado para aplicaciones de construcción.

Como se planteó que la planta estará en funcionamiento 335 días y los 30 días restantes se emplearán para mantenimiento o en caso de imprevistos, entonces el reactor tratará:

$$Q_{\text{Residuos_Entrada}} = \frac{500.000 \text{ Kg}}{\text{dia}} * \frac{1 \text{ dia}}{24 \text{ h}} = 20.833,33 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

	Tm/año	Tm/h	Materia Orgánica
Fracción Rechazo	118.300	14,71	32%
Biorresiduo	50.000	6,22	88%

Tabla 10: Residuos municipales considerados.

Considerando que cuando se redujo la humedad de estos residuos un 10 % se perdió una parte considerable de agua y el caudal que entrar en el reactor será menor. Simplificando los cálculos se perderá una cantidad de agua equivalente al 10 % del peso de los residuos repartido por igual para cada tipo.

$$Q_{\text{Agua}} = 10\% * Q_{\text{Residuos_Entrada}} \cong 2.0833 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

$$Q_{\text{Residuos_secos}} = 90\% * Q_{\text{Residuos_Entrada}} \cong 18.749,7 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

Dentro del reactor a parte de los residuos se inyecta oxígeno enriquecido y un gas de la antorcha para producir la disociación, obteniendo en el proceso material vitrificado y el gas de síntesis bruto. El gas que introduce la antorcha de plasma al reactor se considera despreciable frente a los otros tipos de flujos volumétricos.

$$Q_{\text{Residuos_secos}} + Q_{\text{Oxígeno}} + Q_{\text{Gas_Antorcha}} = Q_{\text{MV}} + Q_{\text{GS_Bruto}}$$

El material vitrificado equivale a la fracción inorgánica de los residuos municipales secos.

$$Q_{\text{MV}} = 90\% * \left(68\% * \frac{14.710 \text{ kg}}{\text{h}} + 12\% * \frac{6.220 \text{ kg}}{\text{h}} \right) \cong 9.674,3 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

En el informe “*Technical and economic analysis of Plasma-assisted Waste-to-Energy processes*” [17] se comentó que por cada tonelada métrica de residuo se necesita en torno a 172 kg de oxígeno enriquecido para mantener la combustión.

$$Q_{\text{Oxígeno}} = Q_{\text{Residuos_secos}} * 172 \frac{\text{kg Agente Gasificante}}{\text{Tm Residuo}} = 3.255 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

Un almacenamiento convencional no valdría para suministrar la cantidad de agente gasificante que se requiere. Una manera de suplir la demanda sería con un *Air Separation Unit* (ASU) en dicho proceso se enfría, comprime y depura aire ambiente para obtener oxígeno líquido y otros productos. Por cada tonelada de oxígeno enriquecido que se produce se necesita 100KWh [17]. Oxígeno líquido se puede almacenar en tanques y se evaporara cuando se necesite.

$$E_{\text{Oxígeno}} = 3.255 \frac{\text{Tm}}{\text{h}} * 100 \frac{\text{KWh}}{\text{Tm}} = 325,5 \text{ KW}$$

De esta fase se obtendrá silicato vitrificado y un gas de síntesis que será necesario refinarlo antes de poder ser utilizado.

$$Q_{\text{MV}} = Q_{\text{Material Vitrificado}} = 9.674,3 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

$$Q_{\text{GS}_\text{Bruto}} = 12.330,4 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

2.3 Fase 3: Enfriamiento

En la tercera fase se debe enfriar el gas que se extrajo del reactor debido a que en las siguientes fases se requieren ciertas condiciones y la maquinaria se romperá si se encuentra a muy alta temperatura el gas de síntesis. Otra ventaja de reducir drásticamente la temperatura sería que los furanos y dioxinas no podrán surgir mediante las reacciones de “*síntesis de-novo*” por lo que el gas presentará niveles bajos de estos compuestos.

Una manera de usar el calor cedido al bajar de temperatura sería conectar un intercambiador de calor y llevar el calor a otro medio con agua. Esencialmente el intercambiador de calor funcionará como una caldera de un ciclo de Rankine y se aprovechará este calor para compensar el elevado consumo energético de las antorchas de plasma térmico y la energía consumida para reducir la humedad de los residuos.

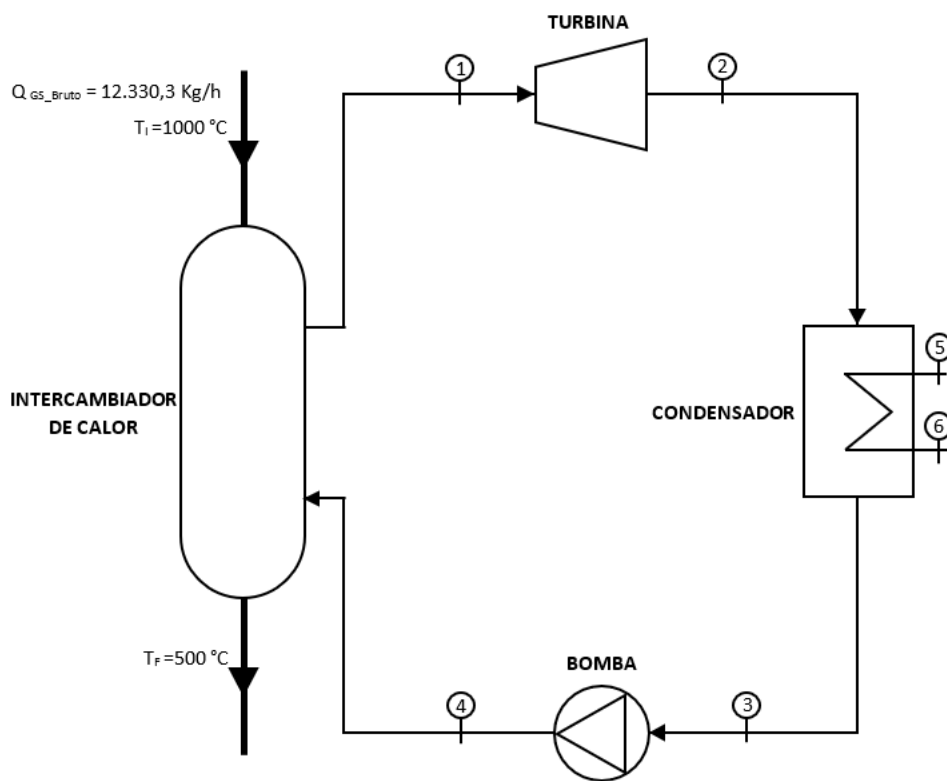


Figura 16: Esquema del ciclo de Rankine. Fuente: Elaboración Propia

Para modelar cuanto calor el gas de síntesis genera cuando se baja de 1000 °C a 500 °C , se usará “*Chemical Properties Handbook*” [18] para obtener la capacidad calorífica de cada componente del gas de síntesis.

$$C_p = A + B * T + C * T^2 + D * T^3 + E * T^4$$

Donde:

- C_p capacidad calorífica del gas J/(mol K).
- A, B, C, D, E coeficientes de regresión para el compuesto químico.
- T temperatura del gas.

	A	B	C	D	E
CO	29,556	-6,5807E-03	2,013E-05	-1,223E-08	2,2617E-12
H ₂	25,399	2,01788E-02	-3,859E-05	3,188E-08	-8,758E-12
CO ₂	27,437	4,2315E-02	-1,956E-05	3,9968E-09	-2,987E-13
N ₂	29,342	-3,5395E-03	1,0076E-05	-4,312E-09	2,5935E-13
H ₂ O	33,933	-8,4186E-03	2,9906E-05	-1,783E-08	3,6934E-12
CH ₄	34,942	-3,9957E-02	1,9184E-04	-1,53E-07	3,9321E-11

Tabla 11 Coeficientes de regresión de cada compuesto dentro del gas de síntesis. [18].

Usando conceptos de termodinámica la diferencia de entalpía ΔH (j/mol) a presión constante, al bajar la temperatura de 1000 °C a 500 °C se calcula:

$$\Delta H = \int C_p dT = \int (A + B * T + C * T^2 + D * T^3 + E * T^4) dT$$

$$\Delta H = [A * T + \frac{B}{2} * T^2 + \frac{C}{3} * T^3 + \frac{D}{4} * T^4 + \frac{E}{5} * T^5]_{T_I}^{T_f}$$

Gas de síntesis	X _i	g/mol	ΔH_i (J/mol)	ΔH_i (KJ/kg)	
1	CO	31,50%	28,01	- 15.753,99	- 562,44
2	H ₂	16,20%	2,0158	- 14.786,15	- 7.335,13
3	CO ₂	8,33%	44	- 24.761,96	- 562,77
4	N ₂	12,10%	28,02	- 15.322,24	- 546,83
5	H ₂ O	29,20%	18,02	- 19.069,97	- 1.058,27
6	CH ₄	1%	16,04	- 30.192,50	- 1.882,33

Tabla 12: Variación de la entalpía ΔH_i y porcentaje de cada componente del gas de síntesis.

$$\Delta U = Q_{GS_Bruto} * \sum_{i=1}^6 \Delta H_i * X_i$$

Donde:

- ΔU calor generado o transferido por el gas de síntesis al enfriarse.
- Q_{GS_Bruto} flujo volumétrico del gas de síntesis al salir del reactor [12.330,3 kg/h].
- ΔH_i variación de la entalpía de cada componente i del gas de síntesis KJ/kg.
- X_i porcentaje de cada componente i del gas de síntesis.

$$\Delta U = 12.330,3 \frac{\text{kg}}{\text{h}} * \frac{\text{h}}{60^2 \text{ s}} * (-1.806,3422 \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}) = -6.186,9 \text{ KW}$$

Al intercambiador de calor indirecto le entran dos circuitos, uno procedente del ciclo de Rankine y el otro del gas de síntesis. Para maximizar la transferencia de calor entre ambos medios se pondrán los circuitos a contracorriente. Se supondrá que el intercambiador de calor tiene un rendimiento del 90%, al no poder transferir todo el calor al ciclo de Rankine.

$$\dot{Q}_{cedido} = 90\% * \Delta U = - 5.568,2 \text{ KW}$$

2.3.1 Ciclo de Rankine

Se modelará el intercambiador de calor como una caldera del ciclo de Rankine, la cual operará a 60 bar y el gas saldrá con una temperatura de 550 °C. La presión de trabajo del condensador será 0.1 bar. Se considera que el rendimiento de la turbina es 90%, el de la bomba es 85% y el del condensador 90%.

Empleando el diagrama de Mollier del agua [Anexo C] se obtiene que la entalpia de la turbina a su entrada es 3.537,5 KJ/kg y si se considera un rendimiento isentrópico en la turbina, entonces la entalpia a la salida de la turbina se calcula:

$$\eta_T = \frac{W_{\text{real}}}{W_s} = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{2s}}$$

Donde:

- η_T rendimiento de la turbina [90%].
- h_1 entalpía específica del gas a la entrada [3.537,5 KJ/kg].
- h_2 entalpía específica real del gas a la salida.
- h_{2s} entalpía específica del gas a la salida para un rendimiento isentrópico[2.212,5 KJ/kg].

$$h_2 = h_1 - \eta_T * (h_1 - h_{2s}) = 2.345 \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$$

La entalpia de salida del condensador es 191,81 KJ/kg debido a que sale como un líquido saturado a 0.1 bar de presión. Para calcular la entalpia de la bomba se emplea esta fórmula:

$$w_B = h_4 - h_3 = \frac{v_f * (p_4 - p_3)}{\eta_B}$$

Donde:

- η_T rendimiento de la bomba [85%].
- h_3 entalpía específica a la entrada [191,81 KJ/kg].
- h_4 entalpía específica a la salida.
- p_3 presión a la entrada de la bomba [0.1bar].
- p_4 presión a la salida de la bomba [60bar].
- v_f densidad específica del agua a 0.1 bar y 45,81 °C [0,00101 m³/kg].

$$h_4 = h_3 + \frac{v_f * (p_4 - p_3)}{\eta_B} = 198,92 \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$$

En la siguiente tabla se recoge las condiciones de los distintos puntos de trabajo del ciclo de Rankine modelado:

	Entalpia	Presión	Temperatura
1	3.537,5 KJ/kg	60 bar	550 °C
2	2.345 KJ/kg	0,1 bar	45,81 °C
3	191,81 KJ/kg	0,1 bar	45,81 °C
4	198,92 KJ/kg	60 bar	≈ 45,9 °C

Tabla 13: Condiciones de los puntos de trabajo del ciclo de Rankine.

Sabiendo que la potencia de entrada del ciclo de Rankine es 5.568,2 KW y mediante las entalpías calculadas previamente se puede saber que el caudal másico del agua del ciclo es:

$$\dot{Q}_{in} = \dot{m} * (h_1 - h_4)$$

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}_{in}}{(h_1 - h_4)} = \frac{5.568,2 \text{ KW}}{3537,5 \frac{\text{KJ}}{\text{kg}} - 198,92 \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}} = 1,668 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

A partir de las entalpías (Tabla 13) se obtiene los balances energéticos para los diversos componentes dentro del ciclo de Rankine.

$$\dot{W}_{\text{Turbina}} = \eta_T * \dot{m} * (h_1 - h_2) = 1.790,17 \text{ KW}$$

$$\dot{Q}_{\text{Condensador}} = \eta_{\text{Cond}} * \dot{m} * (h_2 - h_3) = 3.232,33 \text{ KW}$$

$$\dot{W}_{\text{Bomba}} = \frac{1}{\eta_B} * \dot{m} * (h_4 - h_3) = 13,94 \text{ KW}$$

$$\dot{Q}_{\text{Caldera}} = \dot{Q}_{in} = 5.568,2 \text{ KW}$$

La eficiencia termodinámica o rendimiento térmico del ciclo modelado, se define como la relación entre la potencia térmica de salida y la potencia térmica de entrada.

$$\eta_{\text{Ciclo}} = \frac{W_{\text{Neto}}}{Q_{\text{Aportado}}} = \frac{\dot{W}_{\text{Turbina}} - \dot{W}_{\text{Bomba}}}{\dot{Q}_{\text{Caldera}}} = 31,89 \%$$

Cuando esté funcionando la planta de gasificación por plasma y el ciclo de Rankine se tendrá disponible 1.790,17 KW. Considerando los 335 días establecidos de funcionamiento de la central en un año podrá producir el ciclo de Rankine:

$$E_{\text{año}} = 1.790,17 \text{ KW} * 335 \text{ días} \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}} = 14.392,97 \text{ MWh}$$

2.3.2 Aprovechamiento del calor del condensador

En la fase 1 de alimentación se propuso utilizar el calor recuperado del ciclo de Rankine para reducir la humedad de los residuos municipales. En el caso que se pueda suministrar el calor necesario se podría evitar consumir energía de la red para reducir de la humedad.

$$\dot{Q}_{\text{Req}} = 1.307,9 \text{ KW}$$

$$\dot{Q}_{\text{Condensador}} = 3.232,33 \text{ KW}$$

$$\dot{Q}_{\text{Req}} \ll \dot{Q}_{\text{Condensador}}$$

Como se puede observar se tiene más del doble de calor necesitado. Aun considerando unos rendimientos menores para los componentes de ciclo de Rankine se seguiría teniendo mucho calor disponible. Como hay una correlación entre la cantidad de energía que consume las antorchas de plasma térmicas y la humedad, se podría reducir una mayor cantidad de humedad de tal manera se reduce el consumo energético.

2.4 Fase 4: Separación de partículas

En la cuarta fase se refinará el gas usando un separador ciclónico con ello se consigue separar las partículas sólidas suspendidas mediante el efecto de la gravedad y la rotación. La geometría del separador de partículas y su flujo volumétrico define la eficiencia del proceso. Dicha eficiencia determinará el tamaño de partícula que se puede separar del gas de síntesis, aun así, a partir de 2,5 μm el rendimiento de cualquier ciclón en el mercado disminuye significativamente.

Tipos de ciclones	Eficiencia (%)		
	PST	PM10	PM2,5
Alta eficiencia	70 - 90	30 - 90	0 - 40
Convencionales	80 - 99	60 - 95	20 - 70
Alta Capacidad	80 - 99	10 - 40	0 - 10

Tabla 14: Eficiencia de los distintos tipos de ciclones.

Sabiendo que el caudal del gas de síntesis bruto al salir del reactor es 12.330,3 kg/h y generalmente si se emplean residuos municipales el gas tendrá 1,08 m^3/kg [12].

$$Q_{\text{GS_Bruto}} = 12.330,3 \frac{\text{kg}}{\text{h}} * \frac{\text{h}}{60 \text{ min}} * 1,08 \frac{\text{m}^3}{\text{kg}} = 221,94 \frac{\text{m}^3}{\text{min}}$$

De los separadores ciclónicos convencionales industriales que están en el mercado se ha elegido el modelo MGXG de BUHLER GROUP. De los distintos tamaños disponibles para este modelo para poder trabajar en las condiciones óptimas especificadas por la empresa se utilizará el tamaño 150.

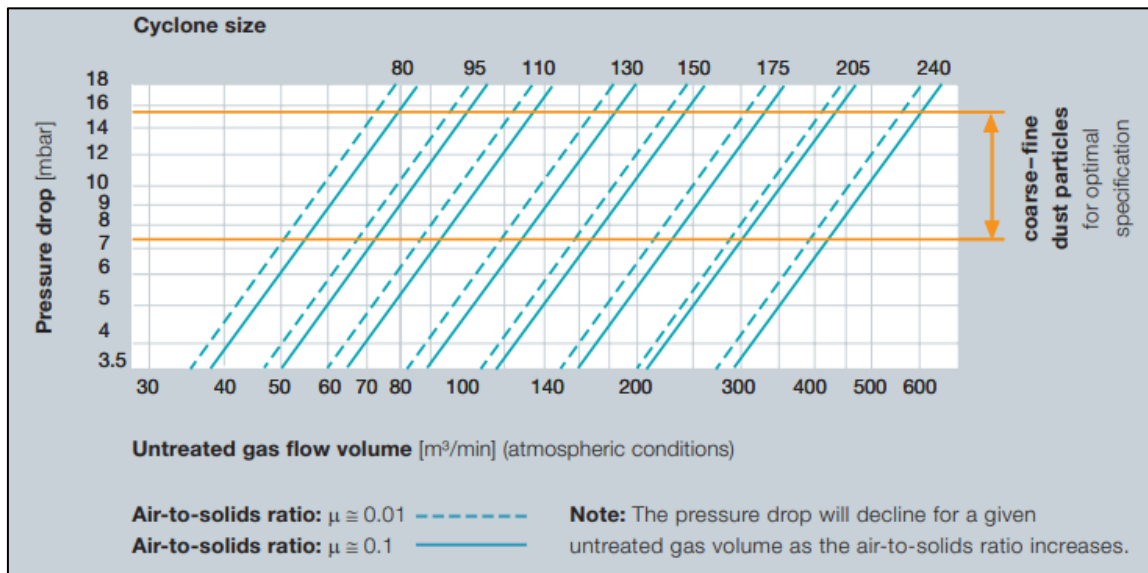


Figura 17: Ciclón Modelo MGXG según tamaño. [Anexo B].

2.5 Fase 5: Lavado en Quench

En la quinta fase se necesitará reducir la temperatura nuevamente del gas para ello se le someterá a una ducha de agua y generalmente se llevará el gas a su nivel de saturación. En caso contrario cuando el gas de síntesis entre en la siguiente fase afectará negativamente su eficiencia, posiblemente dañará la maquinaria y evaporará el licor del *Scrubber* antes que realice su función. Se puede lograr este lavado con un sistema que rocía un líquido en un conducto antes de llegar al *Scrubber* o mediante el uso de una *Spray Tower*, que usa algunos de los mismos principios que los *Scrubbers*.

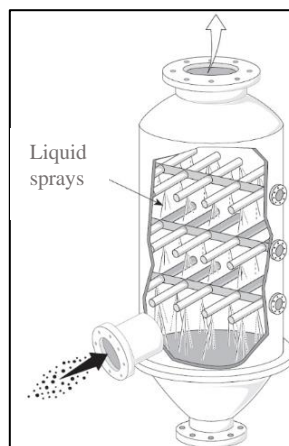


Figura 18: Típico modelo de *Spray Tower*. [Anónimo].

2.6 Fase 6: Neutralizado en Scrubber

En la sexta fase se realizará la última limpieza del gas de síntesis, donde se eliminará o neutralizará los contaminantes restantes. De los *Wet Scrubbers* industriales que están en el mercado se ha elegido el modelo Venturi Scrubber de GEA GROUP.

Los *Venturi Scrubber* son unos separadores de alto rendimiento y son particularmente eficaces en separar polvo fino, aerosoles y eliminar HCl del gas tratado. La alta tasa de separación se debe a la elevada velocidad relativa entre el flujo de gas y el líquido de lavado en la sección transversal más estrecha de la máquina.

En caso de carga parcial la sección transversal se deberá adaptar al flujo de gas para poder mantener la misma tasa de separación, para ello se usa un cono regulable. Según la información de la empresa si la máquina se encuentra trabajando con una carga parcial entre 10% - 100% podrá mantener su alta eficiencia. Esto permitiría tener la planta funcionando largos periodos de tiempos, aunque el flujo de residuos de entrada varíe significativamente.

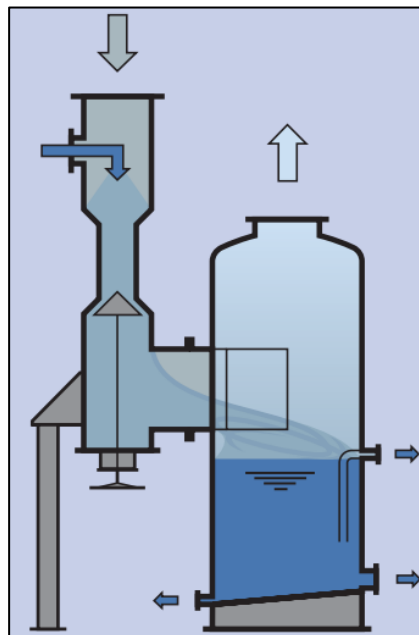


Figura 19: Venturi Scrubber. [13].

2.7 Fase 7: Extracción

En la séptima fase se puede aprovechar de diversas maneras el gas de síntesis limpio, pero solo se considerará la extracción del hidrógeno del gas. Aunque, ya se ha limpiado el gas de síntesis de contaminantes (tabla 9), sigue conteniendo CO₂ que puede intervenir indeseablemente en reacciones químicas. El gas de síntesis es una mezcla de gases formados principalmente por monóxido de carbono e hidrógeno, en proporciones variables :

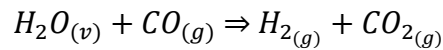
Gas de Síntesis							
CO	H ₂	CO ₂	N ₂	H ₂ S	HCL	H ₂ O	CH ₄
31,50%	16,20%	8,33%	12,10%	< 0,02%	< 0,03%	29,20%	1%

Tabla 15: Porcentaje de los componentes del gas de síntesis. [17].

Para extraer el máximo hidrógeno posible del gas de síntesis. Primero se enriquece el H₂ dentro del gas y luego se filtrará el hidrógeno molecular con una membrana cerámica. Con este proceso se obtendría un vector energético muy prometedor para almacenar energía y la parte restante del gas de síntesis se podrá gestionar su eliminación fácilmente.

2.7.1 Enriquecimiento del hidrógeno

En este proceso se enriquecerá el H₂ dentro del gas de síntesis mediante el aporte de H₂ o de vapor de agua. El aumento de la cantidad de hidrógeno se consigue debido a la reacción que transcurre en el reactor de *shift-conversion*, donde el monóxido de carbono junto al vapor de agua aportado formará CO₂ e H₂.



Después de esta reacción química se eliminará el CO₂ presente en el gas empleando el absorbedor de aminas.

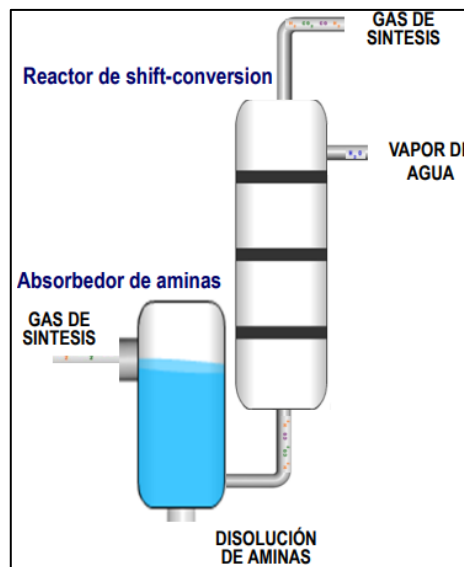


Figura 20: Ajuste de composición. [12].

3.7.2 Extraer hidrógeno

Se empleará una membrana cerámica para separar y purificar el hidrógeno. El gas de síntesis entra por un tubo de alimentación donde el hidrógeno permea a través de la membrana cerámica saliendo por un puerto de salida mientras el resto del gas saldrá por otro. Consta de una capa ultrafina con nanoporos soportada en una membrana cerámica de bajo coste. Puede trabajar hasta 200 °C y presiones en torno a 10 bar sin afectar a su rendimiento.



Figura 21: Componente de la membrana cerámica. [12].

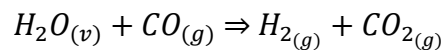
2.8 Producción de hidrógeno

Para saber cuánto hidrógeno se puede obtener hay que tener en cuenta la cantidad de hidrógeno molecular que tiene el gas síntesis previamente antes de pasar por el reactor de *shift-conversion* y cuanto se obtiene después de la reacción *shift*.

$$Q_{GS_{Bruto}} = 12.330,3 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

$$\dot{m}_{H_2_{Inicial}} = H_{2\%} * Q_{GS_{Bruto}} = 16,2\% * Q_{GS_{Bruto}} = 1.997,5 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

Como la relación estequiométrica entre monóxido de carbono e hidrógeno molecular en la reacción *shift* es 1:1, el cálculo será:



$$\Delta \dot{m}_{H_2} = CO_{\%} * Q_{GS_{Bruto}} * \frac{MM_{H_2}}{MM_{CO}} = 31,5\% * Q_{GS_{Bruto}} * \frac{2,0158}{28,01} = 279,52 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

Para calcular la cantidad de hidrógeno molecular que se puede extraer del gas de síntesis, se tendrá en considera que la membrana cerámica tiene un rendimiento de 90%.

$$\dot{m}_{H_2_{Final}} = 90\% * (\dot{m}_{H_2_{Inicial}} + \Delta \dot{m}_{H_2}) = 2.049,3 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

La planta de gasificación por plasma diseñada generar 2.049,3 kg de H₂ a partir de 18.749,7 kg de residuos secos que entran al reactor. Es decir, por cada kg de residuo que entra en el reactor se obtiene 109,3 g de H₂.

Capítulo 3: HIDRÓGENO SU ALMACENAMIENTO Y USO ENERGÉTICO

3.1 Introducción

El hidrógeno es un vector energético muy versátil con amplios usos en diferentes industrias y su capacidad de almacenar energía química sin carbono lo convierte en un método viable para obtener una economía baja en gases de efecto invernadero. El hidrógeno no existe libre por sí mismo en la naturaleza ya que reaccionará rápidamente con otros elementos para formar compuestos más estables.

En tanto los informes de la International Energy Agency como los de IRENA, se analizó que la reducción de costes y avances tecnológicos permitirían al hidrógeno tomar un rol importante en el avance hacia una economía descarbonizada. Actualmente la gran mayoría del hidrógeno producido se emplea como materia prima industrial.

El uso de hidrógeno como combustible está menos desarrollado que usarlo como materia prima, esto se debe a que emplear combustibles fósiles para producir energía resulta más económico. Hay aplicaciones en ciertos sectores que valoran altamente que el hidrógeno no genere dióxido de carbono con su combustión. Entre ellas destacan el almacenamiento de energía a largo plazo y la producción de calor industrial a alta temperatura. Estas aplicaciones disponen de pocas opciones para poder reducir las emisiones generadas y la implementación de hidrógeno en estos procesos podría significativamente reducir su impacto medioambiental.

El hidrógeno producido en esta planta se pretende usar para producir energía eléctrica mediante un sistema de pilas de combustible. El objetivo de este sistema de pilas de combustibles es poder generar suficiente energía a la red durante los picos de demanda y almacenar hidrógeno para cuando se produzcan circunstancias especiales en la red.

3.2 Almacenamiento de Hidrógeno

Como se pretende almacenar el hidrógeno producido en unas reservas para poder suministrar una gran cantidad de energía en periodo breve de tiempo, será necesario un almacenamiento. Antes de elegir el almacenamiento hay que tener en cuenta ciertos puntos: la cantidad de hidrógeno producida, el propósito del hidrógeno y los tipos de residuos utilizados.

Hidrógeno	
1 hora	2 Tm
1 día	48 Tm
1 semana	336 Tm

Tabla 16: Estimación de la producción de H₂ gaseoso de la planta.

Como se pretende que funcione durante largos periodos de tiempo la planta de gasificación por plasma, se tendrá un suministro casi continuo de H₂ gas y se estima que se generará en torno a 336 Tm de hidrógeno gas en una semana (Tabla 16). Según estas estimaciones se puede suponer que se tendrá que consumir una parte importante de esta cantidad o se corre el riesgo de no poder contenerlo correctamente con las tecnologías de almacenamiento disponibles.

Los residuos que se van a tratar en la planta son en su totalidad de origen municipal y debido a que llegarán de forma constante a la planta no supondrán un problema al no variar bruscamente. En el caso que se emplean otros tipos de recursos de biomasa como son los subproductos de los olivos o los residuos forestales, debido a la composición de estos se obtendrá una mayor cantidad de hidrógeno de lo normal y se podría superar fácilmente la capacidad del almacenamiento. Una manera de solucionar este posible problema sería sobredimensionar las pilas de combustibles o limitar el almacenamiento en condiciones normales hasta un 80% - 90%.

	Salt Cavern	Depleted Gas Field	Rock Cavern	Pressurised Container	Liquid H2	Ammonia	Liquid Organic H2 Carrier	Metallic compounds
Gas, Liquid, Solid?	Gaseous	Gaseous	Gaseous	Gaseous	Liquid	Liquid	Liquid	Solid
Possible Scale	Large	Large	Medium	Small	Small / medium	Large	Large	Small
Duration	Weeks - Months	Seasonal	Weeks - Months	Daily	Days - Weeks	Weeks - Months	Weeks - Months	Days - Weeks
Geographic availability	Limited	Limited	Limited	Not Limited	Not Limited	Not Limited	Not Limited	Not Limited
Costs	Low	Medium	Low	Low	Medium	Medium	Medium	High
Economically viable?	Medium-term	Long-term	Long-term	Available today	Medium-term	Available today	Long-term	Medium-term
Safety Concerns	Low	Low	Low	Medium	Medium	High	Medium	Medium

Tabla 17: Opciones de almacenamiento de hidrógeno. [19].

Considerando los condicionantes de los diversos tipos de almacenamientos en la Tabla 17 y las circunstancias de la planta, se puede concluir hidrógeno líquido es el método más factible. Las opciones que no permiten escalar a un tamaño mayor que mediano se descartan (compuestos metálicos y contenedores presurizados), debido a la cantidad de hidrógeno que se genera cada semana (Tabla 16). Las mejores opciones serían una caverna de sal, una caverna de roca o un campo vacío de gas, pero como se desconoce si se dispone de una localización adecuada cerca de la planta lo hace inviable. Por último, debido a razones de seguridad no se tendrá en cuenta la opción de amoníaco y el hidrógeno líquido orgánico no es económicamente viable.

El problema con el almacenamiento en estado líquido es que la licuefacción del hidrógeno es un proceso con un elevado consumo de energía. Esto se debe a que para alcanzar la temperatura de condensación del H₂ se requiere de -253 °C a una presión de 1 atm. Hay una planta de licuefacción de hidrógeno a gran escala de Linde instalada en Ingolstadt, Alemania, con un consumo de energía específico de 12 kWh/kg_{H₂(L)} y una capacidad de 4,5 Tm al día [20]. Con los avances tecnológicos en una planta más moderna en Leuna dicho consumo se ha conseguido reducir a 10,3 kWh/kg_{H₂(L)} [20].

Basándose en estos casos reales se estimará que el consumo será aproximadamente 9,8 KWh por kg H₂(L) y se empleará un diseño modular con una capacidad de 15 Tm/día de hidrógeno líquido de la empresa Linde. Además, Linde oferta un tanque de hidrógeno líquido con una capacidad de hasta 26 Tm H₂(L) a una presión de 12 bar y con un *Boil-off* ratio de 0,25% - 0,95% por día. *Boil-off* ratio indica la cantidad del hidrógeno líquido que se evapora en el tanque cada día, dicho hidrógeno gas será necesario liberarlo o podrá producir daños al almacenamiento.

Considerando que se obtiene 15 Tm H_{2(L)} al día y la cantidad de hidrógeno producida por planta de gasificación por plasma cada hora es 2 Tm H_{2(g)}, se estará empleando para rellenar el almacenamiento:

$$\dot{m}_{H_2(L)hora} = \dot{m}_{H_2(g)hora} * \frac{\dot{m}_{H_2(L)día}}{\dot{m}_{H_2(g)día}} = 2 \frac{Tm H_2(g)}{h} * \frac{15 \frac{Tm H_2(L)}{día}}{48 \frac{Tm H_2(L)}{día}} = 625 \frac{kg H_2(L)}{h}$$

Para realizar el proceso de licuefacción del hidrógeno se necesitará una energía equivalente a:

$$\dot{m}_{H_2(L)hora} * E_{licuefacción} = 625 \frac{Kg H_2(L)}{h} * 9,8 \frac{KWh}{Kg H_2(L)} = 6,125 MW$$

Para poder evaporar el hidrógeno líquido se requiere de 446 KJ/kg H₂, entonces en el caso de requerir hidrógeno gas se podría aprovechar el exceso de calor tras reducir la humedad de los residuos. Considerando que se perderá alrededor de un 20 % del calor excedente en el proceso, entonces el tiempo necesario para evaporar 1 Tm de hidrógeno líquido será:

$$\dot{Q}_{Condensador} - \dot{Q}_{Req} = 1.924,43 KW$$

$$\dot{W}_{Req} = 1 Tm H_2(L) * 446 \frac{MJ}{Tm H_2(L)} = 446 MJ$$

$$t_{req} * 80\% * (\dot{Q}_{Condensador} - \dot{Q}_{Req}) = \dot{W}_{Req}$$

$$t_{req} = \frac{446 MJ}{80\% * 1.858,55 \frac{KJ}{s}} = 290 s \cong 5 min$$

Teniendo en cuenta los cálculos (1 Tm/5min), en el caso que se requiere producir una mayor cantidad de energía se podrían suministrar unas 12 Tm de H₂ adicionales de las reservas a las 2 Tm de H₂ producidas por la planta en un intervalo de tiempo de una hora.

$$\dot{m}_{H_2Reserva_Max} = 12.000 \frac{Kg H_2(g)}{h}$$

3.3 Producción de energía mediante pilas de combustibles

Una celda de combustible utiliza la energía química del hidrógeno u otros combustibles para producir electricidad de manera limpia y eficiente. Cuando se emplea hidrógeno como combustible, los únicos productos son electricidad, agua y calor. Cada tipo de pila de combustible ofrece distintos beneficios y sirven para varias aplicaciones. Esta variedad en sus aplicaciones permite escalar la instalación para sistemas tan grandes como una central eléctrica o tan pequeños como una fuente de energía de respaldo.

De los distintos tipos disponibles se ha seleccionado los PEMFC debido a su arranque rápido y baja corrosión por lo que se tendrá menos problemas de mantenimiento permitiendo su funcionamiento durante periodos mayores de tiempo. De las pilas de combustibles industriales que están en el mercado se ha elegido el modelo PemGen CHP-FCPS-1000 de la compañía Nedstack. Este sistema de pilas PEMFC ofrece una potencia nominal de 1MW, con un consumo nominal de 59Kg/MWh_{el} de hidrógeno [Anexo D].

En condiciones normales cuando se está convirtiendo parte del hidrógeno de gas a líquido, se dispone para generar electricidad:

$$\dot{m}_{H_2(g) \text{ hora}} - \dot{m}_{H_2(L) \text{ hora}} = 2.000 \frac{\text{Kg } H_2(g)}{h} - 625 \frac{\text{Kg } H_2(L)}{h} = 1.375 \text{ Kg } H_2$$

$$N_{PEMFC} = 1.375 \text{ Kg } H_2 * \frac{1}{59 \text{ kg } H_2} = 23,3 \text{ celdas de combustibles}$$

Para consumir el hidrógeno que no se almacena se necesitará al menos 23 unidades de PEMFC de la casa Nedstack. Con dicha cantidad de celdas se podrá generar 23 MW de potencia compensando los diversos consumos de electricidad en la planta de gasificación por plasma y sus instalaciones auxiliares, teniendo extra para inyectar a la red eléctrica.

Se planteará un sistema de pilas de combustibles con tres niveles para poder tener capacidad de suministrar energía cuando la red lo requiera y rellenar el almacenamiento de hidrógeno líquido (reserva). En el primer nivel se estará funcionando en modo relleno de reserva con una potencia de 23 MW. En el segundo nivel durante una franja de ocho horas se podrá dar 50 MW en condiciones normales.

En el tercer nivel en función de cuanta reserva se disponga se podrá aportar 70 MW durante un periodo de tiempo. En el caso de estar llegando al límite superior de la capacidad del almacenamiento se podrá aumentar las unidades de PEMFC empleadas para consumir parte del hidrógeno almacenado.

Sistema de PEMFC	
Boil-Off Rate	0,9% kg/día
H2(g) → Reserva	625 kg/h
H2 (g) → Electricidad	1.375 kg/h
Unidades de PEMFC	70
Nivel 1	23 MW
Nivel 2	50 MW
Nivel 3	70 MW

Tabla 18: Características del sistema modelado de PEMFC.

La ventaja de esta manera de operar es que se puede suministrar energía en los periodos de alta demanda durante el día y poder almacenar energía para cuando se requiera suministrar una mayor cantidad de energía. Además, al disponer de 70 celdas de combustible se puede alternar cuales se utilizan y se conseguirá alargar la vida útil, evitando un desgaste avanzando en ciertas celdas.

Con el sistema de pilas modelado en un día de funcionamiento, en el caso que no se emplease el nivel tres se obtendrá:

Hora	Nivel	Potencia MW	H ₂ Consumido (kg)	ΔReserva (kg H _{2(L)})	Reserva (kg H _{2(L)})
1	1	23	-1.357	625	625
2	1	23	-1.357	625	1.250
3	1	23	-1.357	625	1.875
4	1	23	-1.357	625	2.500
5	1	23	-1.357	625	3.125
6	1	23	-1.357	625	3.750
7	1	23	-1.357	625	4.375
8	1	23	-1.357	625	5.000
9	1	23	-1.357	625	5.625
10	1	23	-1.357	625	6.250
11	1	23	-1.357	625	6.875
12	2	50	-2.950	-1575	5.925
13	2	50	-2.950	-1575	4.975
14	2	50	-2.950	-1575	4.025
15	2	50	-2.950	-1575	3.075
16	2	50	-2.950	-1575	2.125
17	2	50	-2.950	-1575	1.175
18	2	50	-2.950	-1575	225
19	2	50	-2.950	-1575	-725
20	1	23	-1.357	625	-100
21	1	23	-1.357	625	525
22	1	23	-1.357	625	1.150
23	1	23	-1.357	625	1.775
24	1	23	-1.357	625	2.400

Tabla 19: Resultados de un día de funcionamiento del sistema de PEMFC modelado.

A la vista de los resultados (Tabla 19) con las características establecidas del sistema se obtendrá 2,4 Tm/día de hidrógeno líquido (reserva) y se generaría en torno a 768 MW/día de energía. Por otro lado, se observó que en las horas 19 y 20 la reserva tenía un valor neto negativo, esto se debe a que no se tenía suficiente reserva para suministrar la cantidad de hidrógeno requerida. Debido a eso será necesario establecer un límite inferior de la capacidad de almacenaje utilizable, este límite inferior debería tener un valor mínimo de 800 kg de H₂ y no se debería bajar de ese valor. En el caso que la reserva se encuentre a un valor inferior del límite, con tal de limitar el sistema al nivel uno durante periodo de tiempo, se recuperaría las reservas a unos niveles adecuados.

En el caso de no emplear el nivel tres durante cuatro semanas se obtendrá de reserva del hidrógeno líquido:

	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4			
1	2.400	8	18.606	15	33.818	22	48.097
2	4.778	9	20.839	16	35.914	23	50.065
3	7.135	10	23.051	17	37.991	24	52.014
4	9.471	11	25.244	18	40.049	25	53.946
5	11.786	12	27.416	19	42.088	26	55.860
6	14.080	13	29.570	20	44.109	27	57.758
7	16.353	14	31.703	21	46.112	28	59.638

Tabla 20: Kg de hidrógeno líquido disponible en la reserva

Empleando el menor número de tanques posibles y ajustando el sistema para que funcione en ciclos de semanas, se conseguiría reducir el tamaño del almacenamiento necesario. Los ciclos semanales se deben a la limitación de tiempo de almacenamiento de la tecnología empleada (Tabla 17) y mirando los datos de la Tabla 20 se puede observar que un almacenamiento de mayor capacidad no sería necesario. Para el almacenamiento de las reservas de hidrógeno se empleará dos tanques de hidrógeno líquido de la empresa Linde, cuya capacidad en su conjunto permitiría almacenar 52 Tm de hidrógeno líquido.

Para poder emplear el nivel 3 del sistema con el que se estará empleando 70 PEMFC, se necesitará extraer de las reservas:

$$\dot{m}_{H_2Req} = N_{PEMFC} * 59 \frac{kg H_2(g)}{h} = 70 * 59 \frac{kg H_2(g)}{h} = 4.130 \frac{kg H_2(g)}{h}$$

$$\dot{m}_{H_2Reserva} = \dot{m}_{H_2Req} - \dot{m}_{H_2(g) \text{ hora}}$$

$$\dot{m}_{H_2Reserva_Req} = 4.130 \frac{kg H_2(g)}{h} - 1.375 \frac{kg H_2(g)}{h} = 2.775 \frac{kg H_2(g)}{h}$$

Para extraer el hidrógeno necesario de las reservas y mantener el nivel tres, se podrá realizar con solo el calor excedente después reducir la humedad de los residuos, entonces no se requiere de un sistema adicional.

$$\dot{m}_{H_2Reserva_Req} \ll \dot{m}_{H_2Reserva_Max} = 12.000 \frac{kg H_2(g)}{h}$$

Por cada 10% de la capacidad máxima (52 Tm) del almacenamiento se podrá mantener el nivel 3 durante aproximadamente dos horas. En el caso de emplear todo el almacenamiento se podría usar las 70 unidades PEMFC durante más de 18 horas seguidas, con una potencia de 70 MW.

Capítulo 4: CONCLUSIONES TÉCNICAS

Analizando los resultados de la planta de gasificación por plasma y sus instalaciones auxiliares, se puede concluir que la implementación de esta tecnología en la provincia de Sevilla es técnicamente viable. El objetivo principal del proyecto era analizar la viabilidad de emplear la tecnología de plasma como una solución alternativa al problema de la gestión de los residuos.

Como se pudo observar al valorizar energéticamente los residuos de origen municipal se consigue transformar la totalidad de los residuos tratados en unos recursos de alto valor, eliminando la necesidad de emplear vertederos controlados como una forma de gestión.

De los recursos obtenidos: el material vitrificado tiene un valor en el mercado como material agregado y el hidrógeno permite almacenar energía química sin carbono, lo cual permitiría generar electricidad limpia.

Además, como los recursos utilizados en la plantas son residuos municipales, los cuales se pueden obtener en cualquier provincia de España esto permitiría la obtención de hidrógeno de forma descentralizada y no estaría limitada geográficamente. El uso de la tecnología de plasma en materia de gestión de residuos ofrece un método alternativo viable de obtener hidrógeno de forma constante y a gran escala.

El hidrógeno obtenido de la planta de gasificación por plasma se puede vender al mercado o aprovechar para generar electricidad a la red mediante el uso de un sistema de celdas de combustibles PEMFC. El sistema modelado empleará 1.375 Tm/h de hidrógeno gas para generar electricidad de manera constante y se almacenará 625kg/h para poder suministrar una mayor cantidad de energía en los periodos de alta demanda o circunstancias especiales en la red.

Consumo de la planta		Generación de la planta	
H2(g) → Reserva	-6,125 MW	Ciclo Rankine	1,790 MW
Antorchas	-2,6 MW	PEMFC Nivel 1	23 MW
ASU	-0,325 MW	PEMFC Nivel 2	50 MW
Consumo Total	-9,05 MW	PEMFC Nivel 3	70 MW

Tabla 21: Balances de consumos y generación de la planta.

Tras descontar los consumos (Tabla 21) se podría suministrar 15,7 MW con el nivel 1, en el nivel 2 42,7 MW y hasta un máximo de 62,7 MW con todas las pilas de combustibles en funcionamiento.

En el caso de plantas de gasificación por plasma de menor tamaño se podría solo almacenar hidrógeno para su posterior uso y los consumos se compensarían con las energías renovable. Este tipo de planta de menor capacidad permitiría una mayor flexibilidad en los proyectos de energía renovables no gestionables actuales y futuros al hacer posible aprovechar el excedente de energía además de compensar los momentos en los que no pueden generar suficiente energía eléctrica a la red debido a condiciones medioambientales adversas. Esto consigue reducir la aleatoriedad y las variaciones de las tecnologías renovables, dando lugar a una mayor estabilidad de red y la reducción de la dependencia de los ciclos combinados para compensar estas deficiencias.

PARTE III: ESTUDIO ECONÓMICO

Capítulo 1: ECÓNOMICO DE LA PLANTA CON SISTEMA PEMFC

En esta parte del proyecto se analiza la viabilidad de económica de la planta de gasificación por plasma y sus distintas instalaciones. El propósito de este capítulo es el análisis económico de la propuesta del uso de hidrógeno para generar energía mediante un sistema formado por 70 unidades de pilas de combustibles del tipo PEMFC. La instalación está compuesta por varias tecnologías auxiliares que complementan la planta de gasificación por plasma:

- Planta de gasificación por plasma.
- Ciclo de Rankine.
- Air Separation Unit (ASU).
- Planta de licuefacción de hidrógeno.
- 70 pilas de combustibles tipo PEMFC.

1.1 CAPEX y OPEX

1.1.1 Planta de gasificación por plasma

De la tecnología de gasificación por plasma no se dispone de muchos ejemplos comerciales para basarse en ellos y la gran mayoría de las plantas que se han instalado, su propósito es de investigación y demostración. El resto de los informes disponibles contienen estimaciones de propuestas para aplicar esta tecnología.

En un estudio [21] de la consultora Talent With Energy (TwE) para el consejo de la ciudad de Sydney se realizó una recopilación de los distintos tipos métodos de tratamiento de residuos, entre ellos se encuentra varias estimaciones de los costes para la tecnología de gasificación por plasma en las que se incluye la maquinaria necesaria para limpiar el gas de síntesis.

Identificador	Capacidad	Costes O&M	Costes Planta	Moneda	Año
Planta Mihama-Mikat	20 Tm/día	700.000	18.000.000	USD	2002
Propuesta GeoPlasma	70,5 Tm/día	3.590.000	47.490.000	USD	2005
Propuesta 50.000 Tm/año	161 Tm/día	8.500.000	90.000.000	AUD	2010
Planta Utashinai	200 Tm/día	5.500.000	65.000.000	USD	2002
Propuesta "Marion"	300 Tm/día	8.967.345	89.500.000	USD	2010
Propuesta "Marion" Escalada	600 Tm/día	N/A	161.000.000	USD	2010

Tabla 22: Estimaciones de los costes de plantas de gasificación por plasma. [21].

Para comparar los datos se tendrán que pasar del valor de ese año al actual y luego convertirlo en euros entonces las equivalencias:

	1 Dólar 2002	1 Dólar 2005	1 Dólar 2010	1 EUR 2022
USD 2022	1,62	1,45	1,34	0,95
AUD 2022	N/A	N/A	1,3162	0,66

Tabla 23: Ajustes de los cambios en valor de las divisas.

Identificador	Capacidad	Costes O&M	Costes Planta
Planta Mihama-Mikat	20 Tm/día	1.077.300	27.702.000
Propuesta GeoPlasma	70,5 Tm/día	4.945.225	65.417.475
Propuesta 50.000 Tm/año	161 Tm/día	7.405.200	78.408.000
Planta Utashinai	200 Tm/día	8.464.500	100.035.000
Propuesta "Marion"	300 Tm/día	11.415.430	113.933.000
Propuesta "Marion" Escalada	600 Tm/día	N/A	204.953.000

Tabla 24: Estimaciones ajustadas de los costes (EUR) de plantas de gasificación por plasma.

Mediante los datos de la Tabla 26 se realizará una regresión lineal obteniendo la estimación los costes de la planta en función de la capacidad de la planta.

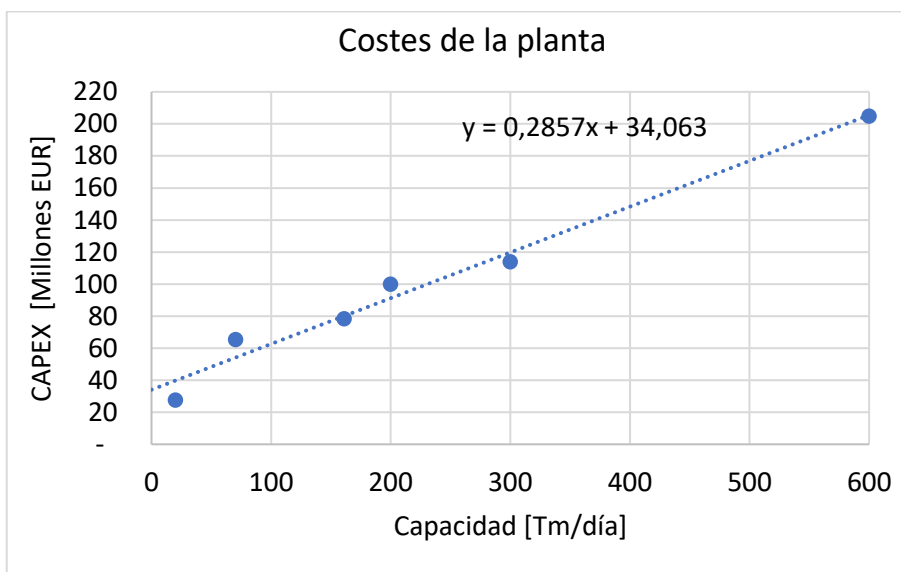


Figura 22: CAPEX de la planta de gasificación por plasma en función de la capacidad.

$$\text{CAPEX}_{\text{PGS}} = C_{\text{costes de la planta}} = 172,83 \text{ millones de EUR}$$

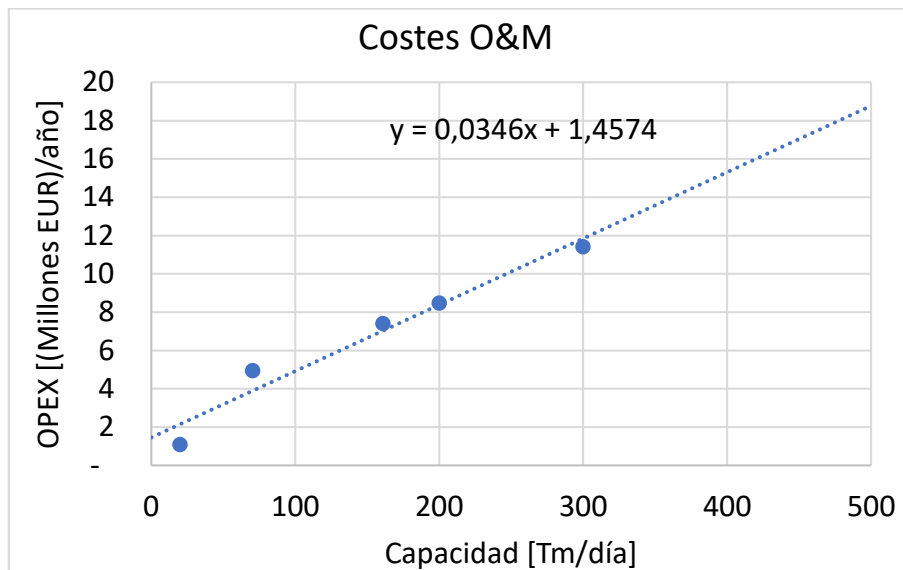


Figura 23: OPEX de la planta de gasificación por plasma en función de la capacidad.

$$\text{OPEX}_{\text{PGS}} = C_{\text{O\&M}} = 18,31 \frac{\text{millones de EUR}}{\text{año}}$$

1.1.2 Ciclo de Rankine

Para calcular los costes del ciclo de Rankine se van a basar en el informe “*Estudio y diseño de las instalaciones de una planta de biomasa*” [22] de David García. En dicho informe se diseñó un ciclo Rankine parecido al del proyecto, aunque habrá que escalar a las dimensiones del ciclo de Rankine de la planta de gasificación por plasma y modificar ciertos componentes.

CAPEX (EUR)	
Alternador	3.000.000
Turbina	5.100.000
Caldera	9.250.000
Condensador	900.000
Torre de refrigeración	600.000
Bomba de alimentación	5.000
Bomba de condensados	5.000
Resto de equipos	3.000.000

Tabla 25: Costes (EUR) del ciclo de Rankine del proyecto de David García. [22].

Estos costes (Tabla 25) son para una potencia en la entrada de la turbina de 11,765 MW, siendo en el caso del diseño del ciclo de la planta 1,989 MW por lo que se tendrá que aplicar un factor de 0,169 a los costes. A los costes de las bombas no se aplicará el factor debido a que sus características de funcionamiento son parecidas a las de la planta. Aunque, se va a aprovechar la gran parte del calor cedido en el condensador, se necesitara una torre de refrigeración para cuando no se emplee el calor excedente para pasar de hidrógeno líquido a gas. En el diseño del ciclo de Rankine se empleó un intercambiador de calor como una caldera, se asume que sus costes serán semejantes a los del condensador de la Tabla 25 sin corregir con el factor de 0,169.

CAPEX (EUR)	
Alternador	507.000
Turbina	861.900
Intercambiador de calor	900.000
Condensador	152.100
Torre de refrigeración	101.400
Bomba de alimentación	5.000
Bomba de condensados	5.000
Resto de equipos	570.000
Total	3.039.400

Tabla 26: Costes (EUR) del ciclo de Rankine escalados.

$$CAPEX_{Ciclo\ de\ Rankine} = 3.039.400\ EUR$$

Se considerará que el 1% del CAPEX equivale a los costes de operación y mantenimiento de cada año.

$$OPEX_{Ciclo\ de\ Rankine} = Costes_{O\&M} = 1\% * C_{costes\ de\ capital} = 30.394 \frac{EUR}{año}$$

1.1.3 Air Separation Unit

Según el informe [23] este tipo de tecnología tiene una capacidad típica de producir entre 100 Tm/día – 5000 Tm/día de oxígeno con un nivel de pureza entre 95% - 99,95%, cuyos valores son adecuados para actuar como el agente gasificante para el reactor de gasificador por plasma. Los requerimientos de la planta son 3,255 Tm de oxígeno enriquecido cada hora, lo cual supondría en torno a 78,12 Tm/día siendo menor que la mínima capacidad típica. Debido a eso se tendrá que sobredimensionar para llegar a los valores de capacidad típicos, dejando un margen extra por si se decide aumentar la cantidad de residuos tratados cada día.

En el mismo informe se destaca que el 75% de los costes de una instalación ASU de capacidad 200 Tm/día a lo largo de su vida son costes de energía eléctrica. Siendo los costes de capital aproximadamente 25 millones de USD para una instalación de 200 Tm/día y 125 millones de USD para una instalación con una capacidad de 3.000 Tm/día.

De estos datos, asumiendo una variación lineal de los costes en función de la capacidad total. Podemos extraer que el CAPEX de la ASU de 100 Tm/día será:

$$CAPEX_{ASU} = \frac{250}{14} + \frac{1}{28} * X_{capacidad}$$

$$CAPEX_{ASU} = 21,428\ millones\ de\ USD$$

$$1\ USD \rightarrow 0,95\ EUR$$

$$CAPEX_{ASU} = 20,357\ millones\ de\ EUR$$

Considerando que como el consumo energético de la ASU es compensado por las pilas de combustibles y representa la gran parte de los costes de O&M. Se considerará que una cantidad equivalente al 1% de los costes de capital como costes diversos relacionados con mantenimiento.

$$OPEX = C_{\text{costes de O\&M}} = 1\% * CAPEX_{ASU} = 203.570 \text{ de EUR}$$

1.1.4 Planta de licuefacción de hidrógeno

Al desconocer los costes de la planta de licuefacción de hidrógeno de la empresa Linde se realizará una estimación en basa al informe [24] del “*Current Status of Hydrogen Liquefaction Costs*”. Los consumos energéticos que generalmente suponen el mayor coste de la tecnología ya se han compensan con la generación del sistema de PEMFC modelado. La planta a diseñada tiene una capacidad de 15 Tm H_{2(L)}/día con una capacidad de almacenaje de 52 Tm de H_{2(L)}. Basándose en diversos costes de tecnologías similares y considerando los altos requerimientos de materiales y complejidad de diseño, se asume que el coste de capital del almacenamiento será 200.000 EUR.

$$\text{Coste}_{\text{Almacenaje}} = 200.000 \text{ EUR}$$

Según el informe [24] los costes de las plantas de licuefacción al año del informe (9 Septiembre, 2019) rondaban en torno a 50 millones de USD para una planta de capacidad 6 Tm hasta 800 millones de USD para las plantas con una capacidad de 200 Tm/día, pero con los avances tecnológicos se consiguió reducir costes. En el informe se emplea HDSAM para estimar el coste de capital de las plantas de licuefacción de hidrógeno según su capacidad y al valor del USD en 2016. La ecuación empleada es:

$$CAPEX_{LH_2} = N * 1.000.000 * 5,6 * C^{0,8} * I$$

Donde:

- N cantidad de plantas de licuefacción.
- C capacidad de la planta en Tm/día.
- I chemical engineering plant cost index [I = 1,16 costes en USD 2016].

$$CAPEX_{LH_2} = 1 * 1.000.000 * 5,6 * 15^{0,8} * 1,16 = 56.691.640 \text{ millones de USD 2016}$$

$$1 \text{ USD 2016} \rightarrow 1,22 \text{ USD 2022} \rightarrow 1,16 \text{ EUR}$$

$$CAPEX_{LH_2} = 65.762.303 \text{ millones de EUR}$$

Considerando que como el consumo energético de la licuefacción es compensado por las pilas de combustibles y representa una parte importante de los costes de O&M. Se considerará que una cantidad equivalente al 1% de los costes de capital como costes diversos relacionados con mantenimiento.

$$OPEX_{LH_2} = C_{\text{costes de O\&M}} = 1\% * CAPEX_{LH_2} = 657.623 \text{ de EUR}$$

1.1.5 Sistema de Pilas de Combustibles

El sistema modelado está formado por 70 unidades del tipo PEMFC con varios niveles de uso, que equivalen a la cantidad de unidades en funcionamiento. El desgaste se considerará idéntico en todas las unidades debido a que se pretende ir alterando las unidades conectadas para evitar una decadencia avanzada. Debido a eso se considera los costes de mantenimiento son iguales para cada unidad. Las pilas de combustibles empleadas son de la compañía Nedstack pero al no conocer su coste se tendrá que estimar.

En el informe [25] “*Advancing Europe's energy systems: Stationary fuel cells in distributed generation*” se calculó los costes de un típico sistema de pila de combustible de 1MW.

	PEMFC ; SOFC
OPEX [EUR]	60.000
CAPEX [EUR]	4.360.000
Recambios de Stacks [EUR]	850.000

Tabla 27: Estimaciones del coste (EUR) del sistema de pilas de combustible de 1MW. [25].

En el informe se comenta que en el cálculo del coste de la típica pila de combustible se ha incluido los costes de una infraestructura que permite convertir el gas natural en hidrógeno, lo cual influye significativamente en los costes de la Tabla 27. Como las PEMFC seleccionadas están adecuadas para el uso de hidrógeno y la planta gasificación por plasma produce hidrógeno directamente, no será necesaria la infraestructura extra incluida dentro de los cálculos. El 50% del valor del CAPEX según el informe equivale al reformador de gas natural, entonces para la estimación del coste no se tendrá en cuenta.

$$CAPEX_{PEMFC} = 50\% * 4.360.000 * 70 = 152,6 \text{ millones de EUR}$$

$$OPEX_{PEMFC} = 60.000 * 70 = 4,2 \text{ millones de EUR}$$

De la ficha técnica [Anexo D] se sabe que entre 24k – 30k horas de operación se tiene que cambiar de Stack. Sabiendo que el sistema modelado de pilas de combustibles (Tabla 18) en el nivel 1 se tiene conectadas 23 unidades que estarán funcionando todo el día. El nivel 2 (50 unidades) estará conectado 8 horas cada día con 27 unidades extras conectadas comparadas al nivel 1. El desgaste adicional producido en los Stack por el nivel 3 es despreciable frente a los tiempos de funcionamiento de los otros niveles. Asumiendo el mejor de los casos se cambiaría de Stacks cada 30k horas y la planta estará funcionamiento 335 días cada año.

$$\text{Stack}_{\text{Recambios}} = 23 * 24 \frac{\text{h}}{\text{día}} + (50 - 23) * 8 \frac{\text{h}}{\text{día}} = 768 \frac{\text{h}}{\text{día}}$$

$$\text{Stack}_{\text{Recambios}} = 768 \frac{\text{h}}{\text{día}} \xrightarrow{335 \text{ días}} 257.280 \frac{\text{h}}{\text{año}}$$

$$\text{Stack}_{\text{Recambios}} = \frac{257.280 \frac{\text{h}}{\text{año}}}{30.000 \frac{\text{h}}{\text{Stack}}} \cong 9 \frac{\text{Stacks}}{\text{año}}$$

$$\text{COSTE}_{\text{Stack Recambios}} = \text{Stack}_{\text{Recambios}} * 850 = 7,625 \frac{\text{millones de EUR}}{\text{año}}$$

1.2 Ingresos

1.2.1 Ingresos por tratamiento de residuos

En la Directiva europea 2009/98/CE se fijó el “Principio de quien contamina paga” con el que se establece que la entidad que trate los residuos recibirá dinero por ello. Establecido un ingreso de 400 EUR por cada Tm de residuos municipales tratados.

$$\text{Ingresos}_{\text{Tratamiento Residuos}} = 400 \frac{\text{EUR}}{\text{Tm}} * 500 \frac{\text{Tm}}{\text{día}} * 335 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 67 \frac{\text{millones de EUR}}{\text{año}}$$

1.2.2 Ingresos por venta de electricidad

Para poder calcular los beneficios cada año por la venta de la energía eléctrica inyectada a la red, se tendrá que establecer un precio medio y estimar las horas que trabajarían las celdas de combustibles.

La elección del precio de la electricidad en España de basará en los datos de la página online statista:



Figura 24: Precio medio final anual de la electricidad en España.

Debido a la subida del precio del gas natural y ciertos incidentes durante estos últimos años, el precio de la electricidad a variado significativamente, pero dichos valores no serían representativos como un precio a futuros. Se asumirá un precio de 60 EUR MWh, debido a que durante el 2011 a 2019 el valor de la electricidad varió cerca de dicho valor.

El sistema de pilas de combustibles está compuesto por tres niveles cada uno utiliza una distinta cantidad de unidades de PEMFC. Para calcular el beneficio del sistema de PEMFC se tendrá en cuenta varias cosas: se descontarán los consumos de la planta (Tabla 21), la planta estará funcionando 335 días al año (equivalente a 11 meses) y que se tarda aproximadamente un mes para poder tener suficiente cantidad de reserva para mantener el nivel 3 durante 18 horas seguidas:

	Unidades	Potencia	1 Día	1 Mes	11 Meses
Nivel 1	23	15,7 MW	24 h	720 h	7920 h
Nivel 2	50	42,7 MW	8 h	240 h	2640 h
Nivel 3	70	52,7 MW	N/A	18 h	198 h

Tabla 28: Horas de funcionamiento del sistema de PEMFC.

$$E_{\text{Nivel 1}} = 23 * 15,7 \text{ MW} * 7.920 \frac{\text{h}}{\text{año}} = 124.344 \frac{\text{h}}{\text{año}}$$

$$E_{\text{Nivel 2}} = (50 - 23) * 42,7 \text{ MW} * 2.640 \frac{\text{h}}{\text{año}} = 71.280 \frac{\text{h}}{\text{año}}$$

$$E_{\text{Nivel 3}} = (70 - 50) * 52,7 \text{ MW} * 198 \frac{\text{h}}{\text{año}} = 3.960 \frac{\text{h}}{\text{año}}$$

$$\text{Ingresos}_{\text{PEMFC}} = 60 \frac{\text{EUR}}{\text{MWh}} * (E_{\text{Nivel 1}} + E_{\text{Nivel 2}} + E_{\text{Nivel 3}}) = 11.975.040 \frac{\text{EUR}}{\text{año}}$$

1.3 Rentabilidad de la propuesta

Para calcular la rentabilidad de la propuesta de generar energía eléctrica mediante pilas de combustibles se realizarán varias suposiciones:

- La amortización del complejo (planta de gasificación por plasma, terreno y las instalaciones auxiliares) se realizará en 25 años en partes iguales cada año.
- No se tendrá en cuenta en el cálculo la TIR del proyecto ni los impuestos (de sociedades, ...) ni el tipo de interés del préstamo necesario para la financiación.
- Se asume que con los avances tecnológicos de las PEMFC los costes anuales de los recambios de stack se irán reduciendo cada año. Un 1% a partir del decimo año de explotación, del 15 año un 2% y del 20 año un 3%.
- Se asume una venta constante de la electricidad a un precio 60 EUR/MWh.
- Se tiene un incremento anual de un 1% en los costes de OPEX.
- Se tardará 4 años en alcanzar la producción de hidrógeno y energía eléctrica esperada (85% 1 año, 90% 2 año y 95% 3 año).

Ingresos Electricidad Nominal	11.975.040 EUR
Ingresos Tratamientos	33.500.000 EUR
CAPEX	416.788.703 EUR
OPEX Anual Nominal	23.401.587 EUR
Coste Recambio de Stacks	7.625.000 EUR/año
Amortización Anual	16.671.548 EUR/año
Periodo de Amortización	25 Años

Tabla 29: Resumen de los costes e ingresos del proyecto.

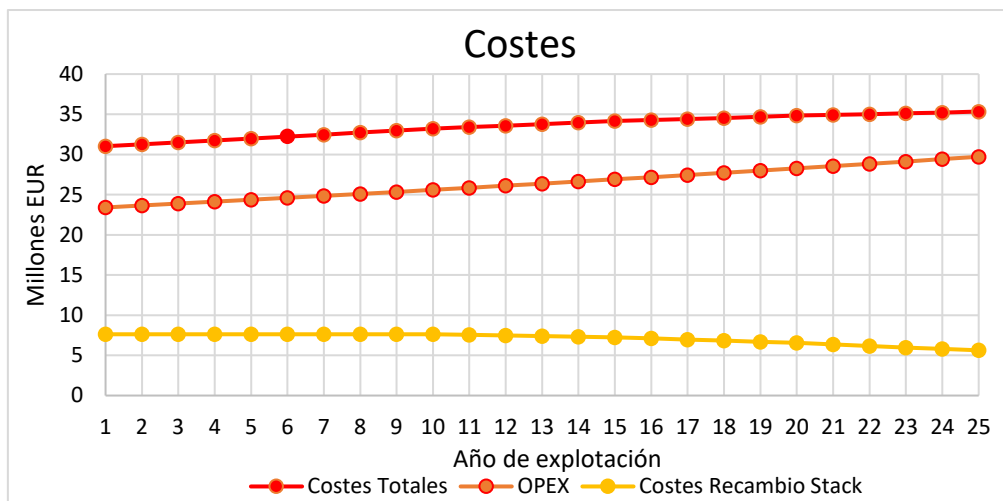


Figura 25: Evolución de los costes durante el proyecto.

Para calcular los datos con los que se va a estudiar la rentabilidad del proyecto, se utilizará estas ecuaciones:

$$EBITDA = \text{Ingresos}_{\text{Año}} - \text{Costes}_{\text{Totales Año}}$$

$$\text{Margen}_{\text{Antes de amortizar}} = \frac{EBITDA}{\text{Ingresos}_{\text{Año}}} = \frac{\text{Ingresos}_{\text{Anuales}} - \text{Costes}_{\text{Totales Año}}}{\text{Ingresos}_{\text{Año}}} (\%)$$

$$EBIT = EBITDA - \text{Amortización}_{\text{Anual}}$$

$$\text{Margen}_{\text{Después de amortizar}} = \frac{EBIT}{\text{Ingresos}_{\text{Año}}} = \frac{EBITDA - \text{Amortización}_{\text{Anual}}}{\text{Ingresos}_{\text{Año}}} (\%)$$

Inversión pendiente de amortizar indica la cantidad del dinero de la inversión inicial que faltaría por amortizar en el caso que todos los beneficios fuesen a pagar el importe inicial.

Años de explotación	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
---------------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

Ingresos (Millones EUR)

Ingresos Tratamiento	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
Ingresos Electricidad	10,179	10,778	11,376	11,975	11,975	11,975	11,975	11,975	11,975	11,975
Ingresos Totales	77,179	77,778	78,376	78,975	78,975	78,975	78,975	78,975	78,975	78,975

Costes (Millones EUR)

OPEX	23,402	23,636	23,872	24,111	24,352	24,595	24,841	25,090	25,341	25,594
Costes Recambio Stack	7,625	7,625	7,625	7,625	7,625	7,625	7,625	7,625	7,625	7,625
Costes Totales	31,027	31,261	31,497	31,736	31,977	32,220	32,466	32,715	32,966	33,219

Margen de explotación antes de amortizar (Millones EUR)

EBITDA	46,152	46,517	46,879	47,239	46,998	46,755	46,509	46,260	46,009	45,756
Margen (%)	59,80%	59,81%	59,81%	59,82%	59,51%	59,20%	58,89%	58,58%	58,26%	57,94%
Margen Acumulado	46,152	92,669	139,548	186,788	233,786	280,541	327,050	373,310	419,319	465,076
Inversión pendiente de amortizar	370,637	324,120	277,240	230,001	183,003	136,248	89,739	43,479	-	-

Margen de explotación después de amortizar (Millones EUR)

Amortización	16,672	16,672	16,672	16,672	16,672	16,672	16,672	16,672	16,672	16,672
EBIT	29,481	29,845	30,208	30,568	30,327	30,083	29,837	29,589	29,338	29,085
Margen (%)	38,20%	38,37%	38,54%	38,71%	38,40%	38,09%	37,78%	37,47%	37,15%	36,83%

Años de explotación	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
---------------------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Ingresos (Millones EUR)

Ingresos Tratamiento	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
Ingresos Electricidad	11,975	11,975	11,975	11,975	11,975	11,975	11,975	11,975	11,975	11,975
Ingresos Totales	78,975	78,975	78,975	78,975	78,975	78,975	78,975	78,975	78,975	78,975

Costes (Millones EUR)

OPEX	25,850	26,108	26,369	26,633	26,900	27,169	27,440	27,715	27,992	28,272
Costes Recambio Stack	7,549	7,473	7,399	7,325	7,251	7,106	6,964	6,825	6,688	6,555
Costes Totales	33,399	33,582	33,768	33,958	34,151	34,275	34,404	34,539	34,680	34,826

Margen de explotación antes de amortizar (Millones EUR)

EBITDA	45,576	45,393	45,207	45,017	44,824	44,700	44,571	44,436	44,295	44,149
Margen (%)	57,71%	57,48%	57,24%	57,00%	56,76%	56,60%	56,44%	56,27%	56,09%	55,90%
Margen Acumulado	510,652	556,045	601,252	646,270	691,094	735,794	780,365	824,800	869,095	913,244
Inversión pendiente de amortizar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Margen de explotación después de amortizar (Millones EUR)

Amortización	16,672	16,672	16,672	16,672	16,672	16,672	16,672	16,672	16,672	16,672
EBIT	28,905	28,722	28,535	28,346	28,153	28,029	27,899	27,764	27,623	27,477
Margen (%)	36,60%	36,37%	36,13%	35,89%	35,65%	35,49%	35,33%	35,16%	34,98%	34,79%

Años de explotación	20	21	22	23	24	25
---------------------	----	----	----	----	----	----

Ingresos (Millones EUR)

Ingresos Tratamiento	67	67	67	67	67	67
Ingresos Electricidad	11,975	11,975	11,975	11,975	11,975	11,975
Ingresos Totales	78,975	78,975	78,975	78,975	78,975	78,975

Costes (Millones EUR)

OPEX	28,272	28,554	28,840	29,128	29,420	29,714
Costes Recambio Stack	6,555	6,358	6,167	5,982	5,803	5,629
Costes Totales	34,826	34,912	35,007	35,111	35,222	35,342

Margen de explotación antes de amortizar (Millones EUR)

EBITDA	44,149	44,063	43,968	43,865	43,753	43,633
Margen (%)	55,90%	55,79%	55,67%	55,54%	55,40%	55,25%
Margen Acumulado	957,393	1.001,5	1.045,4	1.089,3	1.133,0	1.176,7
Inversión pendiente de amortizar	-	-	-	-	-	-

Margen de explotación después de amortizar (Millones EUR)

Amortización	16,672	16,672	16,672	16,672	16,672	16,672
EBIT	27,477	27,391	27,296	27,193	27,081	26,961
Margen (%)	34,79%	34,68%	34,56%	34,43%	34,29%	34,14%

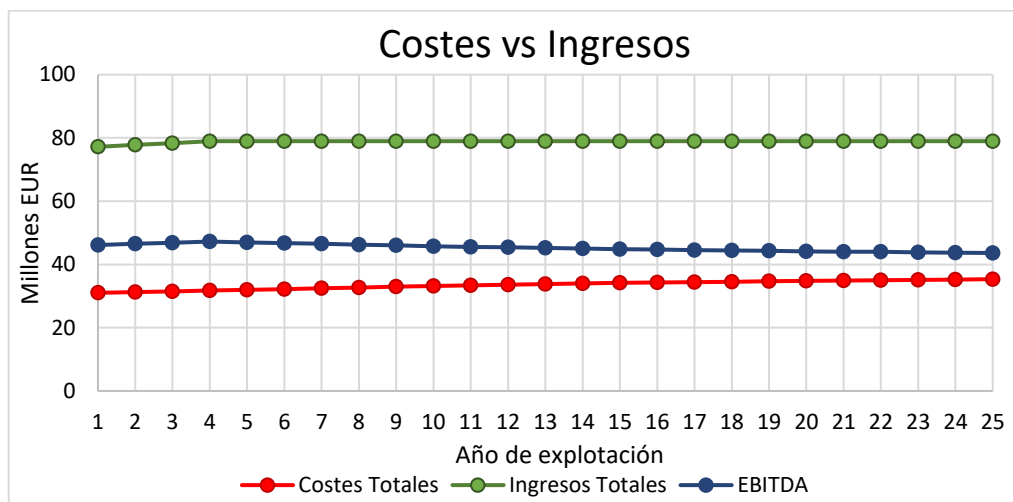


Figura 26: Comparación de la variación anual de los coste e ingresos totales.

En la Figura 26 se puede observar que se llegaría al máximo beneficio en el cuatro año de funcionamiento de la planta con un EBITDA de 47,239 millones de euros y luego se reduciría progresivamente el beneficio hasta un valor de EBITDA de 43,633 millones de euros. De los datos se calcula que se tardaría aproximadamente 8 años en recuperar la inversión inicial del proyecto, esto sería si todos los beneficios durante esos años fuesen a pagar el importe inicial y no se tiene en cuenta un tipo de interés.

Para calcular la TIR del proyecto se usará un flujo de caja que emplea los valores del EBITDA y con una devolución del préstamo sin interés a parte iguales todos los años (16.672.000 EUR/año). El VAN del proyecto se calcula para dos valores de descuento (2% y 3%).

	TIR Proyecto	VAN (2%)	VAN (3%)
Proyecto	4,8%	145.154.374 EUR	85.703,943 EUR

Tabla 30: Valores del TIR y VAN del proyecto.

A la vista de los resultados (Tabla 30) el proyecto tiene un VAN positivo y una TIR de 4,8%, entonces es viable.

PARTE IV: ANEXOS

Anexo A: Gestión de residuos de la provincia de Sevilla en 2016

Datos obtenidos de la Tabla 19. del Plan de Residuos no Peligrosos de la Provincia de Sevilla [14].

MANCOMUNIDAD CAMPIÑA 2000 Y RESTO (Con Envases Ligeros de COMARCA de ÉCIJA y RESTO ALCALÁ DE GUADAIRA)					
Fracciones y sub-fracciones	Recogida (Tn/año)	Prep. Reutil. y/o reutil.	Valorización material	Valorización Energética	Eliminación
Resto (Tn/año) (RSU y voluminosos)	47.273	0	4.731	0	42.542
<i>Mat. Secos recuperados TMB</i>			2.591		
<i>Biogás TMB</i>					
<i>Bioestabilizado TMB</i>			1.391		
<i>Rechazo TMB</i>					24.292
<i>Vertido directo</i>					9.111
<i>Pérdida de masa TMB</i>			749		9.139
Recogidas selectivamente (Tn/año)	10.805	93	8.762	0	1.949
Papel-cartón	703		703		
Vidrio	1.338		1.338		
Envases ligeros	4.052		2.103		1.949
<i>Valorizados Planta Envases</i>	2.103		2.103		
<i>Rechazo Planta Envases</i>	1.949				1.949
<i>Pérdida de masa Planta Envases</i>	0				
RCD's obra menor	2.788		2.788		
Biorresiduo	1.274		1.274		
<i>Residuos de poda</i>	1.274		1.274		
Otros RNP (madera)	516		516		
Reutilización (textil)	93	93			
Aceite usado	41		41		
TOTAL (Tn/año)	58.078	93	13.493	0	44.491
	100,00%	0,16%	23,23%	0,00%	76,61%

MANCOMUNIDADES DE LOS ALCORES, GUADALQUIVIR Y RESTO (Sin Envases Ligeros de RESTO ALCALÁ DE GUADAIRA)					
Fracciones y sub-fracciones	Recogida (Tn/año)	Prep. Reutil. y/o reutil.	Valorización material	Valorización Energética	Eliminación
Resto (Tn/año) (RSU y voluminosos)	629.126	0	32.359	68.749	528.018
<i>Mat. Secos recuperados TMB</i>			10.467		
<i>Biogás TMB</i>				68.749	
<i>Bioestabilizado TMB</i>			14.230		
<i>Rechazo TMB</i>					377.400
<i>Vertido directo</i>					43.344
<i>Pérdida de masa TMB</i>			7.662		107.274
Recogidas selectivamente (Tn/año)	86.980	1.910	82.107	0	2.964
Papel-cartón	13.345		13.345		
Vidrio	15.052		15.052		
Envases ligeros	9.878		6.914		2.964
<i>Valorizados Planta Envases</i>	6.914		6.914		
<i>Rechazo Planta Envases</i>	2.964				2.964
<i>Pérdida de masa Planta Envases</i>	0				
RCD's obra menor	34.855		34.855		
Biorresiduo	6.193		6.193		
<i>Residuos de poda</i>	6.193		6.193		
Otros RNP (madera)	5.136		5.136		
Reutilización (textil)	1.910	1.910			
Aceite usado	611		611		
TOTAL (Tn/año)	716.107	1.910	114.466	68.749	530.981
	100,00%	0,27%	15,98%	9,60%	74,15%

MANCOMUNIDAD LA VEGA, SIERRA NORTE Y RESTO					
Fraciones y sub-fracciones	Recogida (Tn/año)	Prep. Reutil. y/o reutil.	Valorización material	Valorización Energética	Eliminación
Resto (Tn/año) (RSU y voluminosos)	157.774	0	5.980	0	151.795
<i>Mat. Secos recuperados TMB</i>			3.303		
<i>Biogás TMB</i>					
<i>Bioestabilizado TMB</i>			1.740		
<i>Rechazo TMB</i>					90.256
<i>Vertido directo</i>					33.489
<i>Pérdida de masa TMB</i>			937		28.049
Recogidas selectivamente (Tn/año)	7.741	0	6.884	0	857
Papel-cartón	1.770		1.770		
Vidrio	3.091		3.091		
Envases ligeros	2.791		1.933		857
<i>Valorizados Planta Envases</i>	1.933		1.933		
<i>Rechazo Planta Envases</i>	857				857
<i>Pérdida de masa Planta Envases</i>	0				
RCD's obra menor	0		0		
Biorresiduo	0		0		
<i>Residuos de poda</i>	0		0		
Otros RNP (madera)	90		90		
Reutilización (textil)	0	0			
Aceite usado	0		0		
TOTAL (Tn/año)	165.515	0	12.863	0	152.652
	100,00%	0,00%	7,77%	0,00%	92,23%

CONSORCIO ESTEPA - SIERRA SUR Y MANCOMUNIDAD COMARCA DE ÉCIJA (Sin Envases Ligeros de COMARCA de ÉCIJA)					
Fracciones y sub-fracciones	Recogida (Tn/año)	Prep. Reutil. y/o reutil.	Valorización material	Valorización Energética	Eliminación
Resto (Tn/año) (RSU y voluminosos)	52.945	0	3.399	0	49.546
<i>Mat. Secos recuperados TMB</i>			1.929		
<i>Biogás TMB</i>					
<i>Bioestabilizado TMB</i>			956		
<i>Rechazo TMB</i>					41.546
<i>Vertido directo</i>					57
<i>Pérdida de masa TMB</i>			515		7.943
Recogidas selectivamente (Tn/año)	4.283	0	4.226	0	57
Papel-cartón	1.083		1.083		
Vidrio	1.256		1.256		
Envases ligeros	443		386		57
<i>Valorizados Planta Envases</i>	386		386		
<i>Rechazo Planta Envases</i>	57				57
<i>Pérdida de masa Planta Envases</i>	0				
RCD's obra menor	1.457		1.457		
Biorresiduo	31		31		
<i>Residuos de poda</i>	31		31		
Otros RNP (madera)	6		6		
Reutilización (textil)	0	0			
Aceite usado	8		8		
TOTAL (Tn/año)	57.229	0	7.625	0	49.603
	100,00%	0,00%	13,32%	0,00%	86,68%

Anexo B: Ciclón Modelo MGXG Grupo BUEHLER

Excellent dust separation.
High operating reliability.

Application.

Centrifugal separators (cyclones) have proven to be particularly efficient for separating dust from gas streams. The MGXG cyclone is a centrifugal separator satisfying the most stringent industrial requirements.

Mode of operation.

The untreated gas laden with dust particles flows tangentially through the inlet into the cylindrical section of the cyclone. The stream of untreated gas is deflected into a rotating stream, causing the dust particles to be carried outward against the cyclone wall by the resulting centrifugal forces. The gas flowing in from behind creates a vortex. The dust particles flow as a downward spiral toward the coarse material outlet and are discharged through an airlock. The vortex in the core of the cyclone reverses its direction above the coarse material outlet, exiting from the cyclone through the top central immersed spout as clean gas that is essentially free from dust.

Design versions.

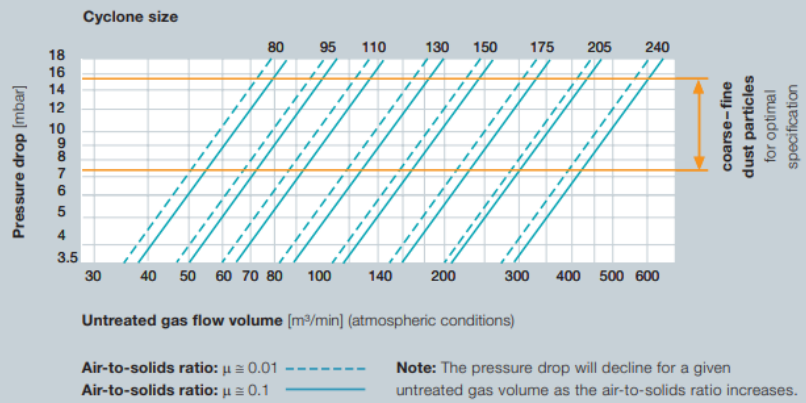
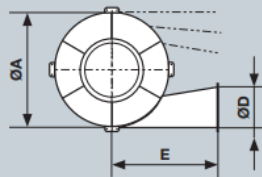
The cyclone wall of the MGXG standard version consists of steel and is made up of a cylindrical upper section and a cone-shaped bottom section. For heavy-duty applications and in the presence of particularly abrasive dust particles, the inlet spout and the walls of the upper section are reinforced with chromium steel.

Benefits.

- High separating efficiency
- High operating reliability
- Top sanitation
- No maintenance



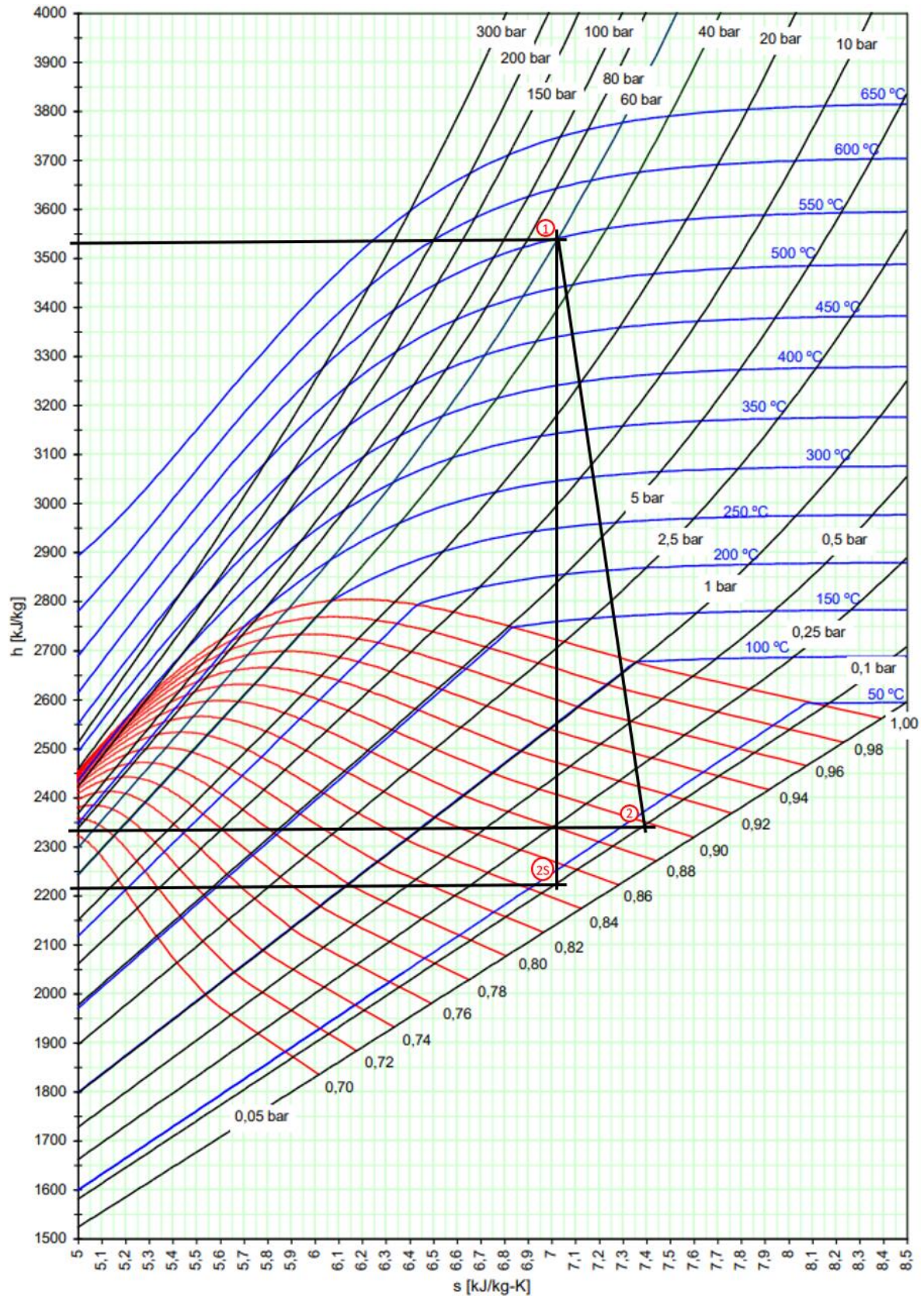
MGXG cyclone separator.
For separating dust from gas streams.



Technical data.

Model MGXG	Dimensions in mm					Approx. weights in kg		Volume sea packing m ³
	ØA	B	ØC	ØD	E	Standard version	Reinforced version	
80	800	2565	400	300	670	155	240	2,75
95	950	2985	500	350	800	185	335	4,50
110	1100	3506	550	400	1000	325	485	7,15
130	1300	4026	600	450	1200	425	646	10,00
150	1500	4746	700	550	1400	575	880	17,30
175	1750	5516	750	600	1600	755	-	22,00
205	2050	6449	900	700	1870	970	-	24,00
240	2400	7480	1200	800	2200	1730	-	37,00

Anexo C: Diagrama de Mollier de Agua



Anexo D: PemGEN CHP-FCPS-1000. NEDSTACK



Nedstack

PEM FUEL CELLS

PemGen[®]

CHP-FCPS-1000

Nedstack fuel cell technology B.V.
Stationary Power Systems
www.Nedstack.com

Westervoortsedijk 73 VB
6827 AV ARNHEM
The Netherlands





PemGen[®]

CHP-FCPS-1000



The CHP-FCP-1000 is a PEM Fuel Cell Power System intended for industrial applications, Power-2-Power purposes for solar fields and wind farms and for co-generation applications in the built environment. The CHP-FCP-1000 is optimized for seamless integration in local or collective electricity grids by being able to use all sorts of commercial off-the-shelf power electronics. The PemGen Fuel Cell Power System portfolio is available on a configure-to-order basis. Get in touch to tune this system for your specific application.



GENERAL	Fuel Cell Type	Low Temperature Proton Exchange Membrane (LT-PEM)
	Fuel Cell Model	120 x Nedstack FCS 13-XXL
ELECTRICAL	Nominal power	1000 kW _e
	Peak power (BoL)	1252 kW _e
	Voltage range	500 - 1000 VDC
	Current range	0 - 2400 A
ENCLOSURE	Weight	29000 kg
	Built Level	40 ft ISO Container (High Cube)
	Length	12.19 m
	Width	2.44 m
	Height	2.90 m
	IP-rating	IP 54
HYDROGEN FEED	Quality	Grade ≥ 2.5 (CO < 0.2 ppm)
	Supply pressure	0.3 - 6 barg
	Nominal consumption (BoL)	59 kg/ MWh _e
	Max consumption	80 kg/h
COOLANT	Medium	DI water or BASF FC G20
	Outlet Temperature	Max 65 °C
	Required Cooling Capacity	1800 kW _{th}
	Recoverable heat	>800 kW _{th}
AMBIENT CONDITIONS	Operating Temperature	-5 - 40°C
	Storage Temperature	5 - 60°C (optional -20°C - 60°C)
APPLICATION	Intended use	Residential blocks Commercial and insitutional facilities Chemical sites
	Placement	To be placed on flat concrete surface or steelframe
LIFESPAN	Balance of Plant	20 years
	Stack Refurbishment	24k - 30k running hours
COMPLIANCY	Standards	IEC-62282-2 IEC-62282-3 2006/95/EC 2006/42/EC 2004/108/EC

Referencias

- [1] Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de noviembre de 2008, sobre los residuos y por la que se derogan determinadas Directivas. (DOUE-L-2008-82319)
- [2] PyroGenesis
- [3] Mapa de recurso e instalaciones de biomasa en Andalucía, agencia andaluza de la energía, consejería de economía, innovación y ciencia.
- [4] Informe de Medio Ambiente en Andalucía 2020.
- [5] Visor de Estadísticas Medioambientales de Andalucía (Consejería de Agricultura, Ganadería, Pesca y Desarrollo Sostenible. Red de Información Ambiental de Andalucía.).
- [6] Plan de Residuos no Peligrosos de la Provincia de Sevilla, abril 2020, IDOM, Diputación de Sevilla
- [7] Jorge m. Soria Tonda “La valorización energética de los Residuos Urbanos y Asimilables”.
- [8] Plan integral de residuos de Andalucía. Hacia una Economía Circular en el Horizonte 2030. (PIREC 2030)
- [9] Evaluación de la producción y usos de los subproductos de las agroindustrias del olivar en Andalucía (mayo 2015 - Versión 1).
- [10] Aforo de producción de olivar en Andalucía, Junta de Andalucía 2021-2022.
- [11] Potencial energético de los subproductos de la industria olivarera en Andalucía.
- [12] Aventurem.
- [13] GEA GROUP. Gas Scrubbing Plants Process and flue gas scrubbing, particle separation, gas cooling.
- [14] Juniper Consultancy. The Alter NRG / Westinghouse Plasma gasification process.
- [15] Nicolás alonso guerra rosales. generación eléctrica mediante gasificación por plasma de residuos sólidos municipales.
- [16] Alter NRG / Westinghouse Plasma Corporation.
- [17] Caroline Ducharme. Technical and economic analysis of Plasma-assisted Waste-to-Energy Advisor: Prof. Nickolas J. Themelis, Columbia University Co-advisor: Prof. Marco J. Castaldi, Columbia University processes
- [18] Yaws, Carl L., ed. 1999. *Chemical Properties Handbook*. 1st ed. New York: McGraw-Hill Education.
- [19] J.P.Morgan Cazenove EMEA Hydrogen 2021

- [20] Lutz Decker. Latest global trend in liquid hydrogen production. Linde
- [21] TwE 2014. Gasification Technologies Review – Technology, Resources, and Implementation Scenarios. Final Revised Report. Prepared by Talent with Energy for the City of Sydney’s Advanced Waste Treatment Master Plan, August 2014
- [22] David García Gaitán. Estudio y diseño de las instalaciones de una planta de biomasa.
- [23] PATH & CHAI. Oxygen Generation and Storage: Air Separation Unit
- [24] U.S Department of Energy. Current Status of Hydrogen Liquefaction Costs.
- [25] FCH JU . Advancing Europe’s energy systems: Stationary fuel cells in distributed generation. 2015. doi:10.2843/088142.
- [26] Hydrogen cost and sales prices. Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking

Bibliografía

Oliveira, M.; Ramos, A.; Ismail, T.M.; Monteiro, E.; Rouboa, A. A Review on Plasma Gasification of Solid Residues: Recent Advances and Developments. *Energies* 2022, 15, 1475.

Ingeniería de detalle y construcción de un sistema de gasificación en tres etapas Sandra Díaz Trujillo

Acciona. El proceso de gasificación y vitrificación de residuos por plasma con optimización de la producción eléctrica “transformando los residuos en energía”

Rafael Bailón Moreno. Tema 1: Productos básicos de la síntesis industrial. *Procesos Químicos Industriales* [Universidad de Granada]

Bracha, M.; Lorenz, G.; Patzelt, A.; Wanner, M. Large-scale hydrogen liquefaction in Germany. *Int. J. Hydrogen Energy* 1994, 19, 53–59

U.S Department of Energy. *Energy Efficiency & Renewable Energy*