



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO APROVECHAMIENTO DE RESIDUOS PARA LA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO Y ENERGÍA

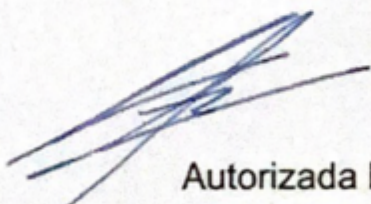
Autor: Pablo Colomina Teulón
Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid
Julio de 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título *Aprovechamiento de Residuos para la generación de hidrógeno y energía.* 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.

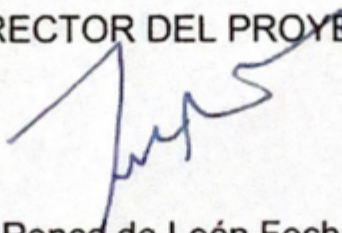
Fdo.: Pablo Colomina Teulón

Fecha: 1 / 7 / 2022



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Julio Montes Ponce de León Fecha: 4 / 7 / 2022



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO APROVECHAMIENTO DE RESIDUOS PARA LA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO Y ENERGÍA

Autor: Pablo Colomina Teulón
Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid
Julio de 2022

Agradecimientos:

A mi familia, por su apoyo y amor incondicional durante todos los años de mi vida y en especial durante estos años de carrera.

Al director de este proyecto, Julio Montes Ponce de León, por su dedicación, paciencia y ayuda prestada durante estos últimos meses.

A mis amigos, por su aliento constante y por ayudarme a seguir peleando para conseguir lo que más quiero.

Y finalmente, a Ana, por ser mi apoyo incondicional en estos últimos años y por hacerme crecer como persona.

APROVECHAMIENTO DE RESIDUOS PARA LA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO Y ENERGÍA

Autor: Colomina Teulón, Pablo.

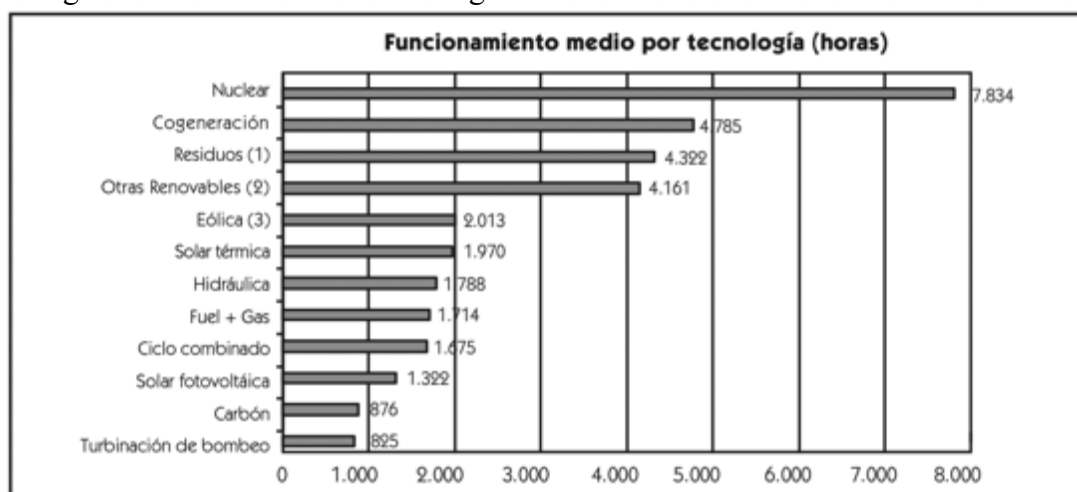
Director: Montes Ponce de León, Julio.

Entidad Colaboradora: ICAI- Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

La crisis energética está llevando a la electricidad a batir récords de precio de manera sistemática durante los últimos meses y la situación empieza a ser insostenible para la industria y a la población española. El coste del permiso de emisiones de CO₂ cada vez es más caro y la legislación cada vez es más restrictiva, lo que hace que, el precio de la electricidad generada por tecnologías que hacen uso de combustibles fósiles cada vez sea más cara.

Además, las tecnologías de generación renovables instaladas en España no son capaces de abastecer la totalidad de la demanda debido a que, son tecnologías no gestionables, es decir, no se puede disponer de ella cuando uno necesita o cuando uno quiere, si no que, se dispone de ellas cuando las condiciones meteorológicas lo permiten. Como más adelante se expone con esta gráfica, de las 8760 horas que tienen un año, la energía eólica funciona 2000 y la solar fotovoltaica 1300, lo cual resalta la no gestionabilidad de estas tecnologías.



Fuente: Foro nuclear

Si a todo esto se le suma que, en un mundo en el que el consumo va aumentando de manera vertiginosa, la gestión de los residuos generados comienza a ser un problema. La Agenda 2030 diseñada por la Unión Europea dicta que, los vertederos controlados han de desaparecer prácticamente en su totalidad para el año 2030 y, se han de reciclar un 65% de los residuos para 2035.

Este proyecto propone una solución para ambos problemas: valorización de los residuos orgánicos para la generación de hidrógeno, el cual, será empleado en pilas de combustible capaces de generar electricidad.

Para ello se propone la implantación de una microrred en la ciudad de Valladolid que, haciendo uso de las tecnologías renovables cercanas – parques eólicos, parques fotovoltaicos y centrales hidráulicas-, junto con la gasificación por plasma, sea capaz de abastecer energía renovable barata a la provincia de Valladolid.

Esta tipología de instalación ya está siendo probada en distintas localizaciones con características completamente distintas entre ellas como, por ejemplo, la prisión de Santa Rita en California, el Zoo de San Diego o la microrred de Hachinohe en Japón.

Las características que debe tener la localización del proyecto son ciertamente particulares ya que, debe contar con una población suficientemente alta como para poder generar una buena cantidad de residuos sólidos urbanos -RSU-, teniendo en cuenta que, cada persona genera 455kg de RSU al año de media, la localización debe contar con una población de al menos 100.000 habitantes. De la misma forma, es interesante que tengan una fuente alternativa de residuos cercana como, residuos forestales o residuos provenientes de actividades agrarias.

Dentro de España, una comunidad autónoma que cumplía con todos los requisitos era Castilla y León ya que cuentan con una gran actividad agrícola y ganadera, además de tener una amplia parte del terreno conformada por bosques. Dentro de la Castilla y León la ciudad seleccionada fue Valladolid, cuya población es de casi 300.000 habitantes y alberga 165.000 hectáreas de uso forestal. Además, Valladolid cuenta con un vertedero controlado, una elevada actividad agrícola y ganadera.

Una vez se ha seleccionado la localización del proyecto, se realizará un estudio de los residuos aprovechables en los alrededores de la ciudad de Valladolid. Primero se analiza la cantidad de residuos sólidos urbanos que llegan al vertedero de Valladolid de manera mensual y anual. A continuación, se ha realizado un análisis de los residuos provenientes de la actividad agrícola y de la actividad ganadera, asimismo, se discuten los residuos forestales aprovechables de los alrededores de Valladolid. La siguiente figura muestra de manera resumida la distribución de los residuos que llegarían a la planta de gasificación, no obstante, más adelante se realizará un estudio más detallado que, concluirá con mostrará una tabla mucho más elaborada de los residuos aprovechables.

RESIDUOS (Toneladas)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RSU al día	243,4	260,9	239,5	234,4	253,1	278,4	269,9	261,7	270,0	257,5	248,0	244,3
Residuos agrarios y forestales al día	329,7	297,9	331,7	335,6	314,7	277,6	291,7	297,7	291,6	304,7	324,6	324,7
TOTAL	573,1	558,8	571,2	570,0	567,8	556,1	561,5	559,3	561,6	562,1	572,7	569,0

Fuente: Elaboración propia

Tras haber realizado el análisis de los residuos valorizables en Valladolid y sus alrededores, se procederá a analizar las distintas fuentes de generación renovables que se encuentran a menos de 50 km de radio de la planta de gasificación.

Dentro de ese radio de acción se encuentran, 3 parques eólicos, conformados por 25 aerogeneradores y con una potencia instalada de 91,18 MW, de la misma forma, hay 9 instalaciones solares fotovoltaicas, con una potencia instalada de 165,3MW y, finalmente, se contará con 14 centrales hidráulicas de tipo fluyente o semifluyente, con una potencia instalada de 17,806 MW. Como se ha comentado con anterioridad, estos sistemas de generación son no gestionables, por lo que se ha de buscar una generación gestionable.

Para ello, se hará un análisis de los diferentes sistemas de valorización de residuos, eligiendo al sistema que mejor se adapte a las necesidades del proyecto. Inicialmente se analizan los vertidos controlados, pero quedan descartados por su escasa eficiencia energética y medioambiental, de la misma forma, se descarta la incineración debido a la poca eficiencia energética y al elevado volumen de emisiones de gases de efecto invernadero. La digestión anaerobia queda descartada debido a la compleja adaptación que tiene este sistema a las características del proyecto y debido a los tratamientos previos que deben realizarse sobre los residuos tratados. Por ello, quedaría como opciones potenciales la pirólisis, la gasificación y la gasificación por plasma, de estos tres el proceso que tiene un mayor rendimiento y requiere de una menor adaptación y tratamiento de los residuos empleados en el proceso es la gasificación por plasma, por lo que, será el sistema de valorización de residuos empleado para la realización del proyecto.

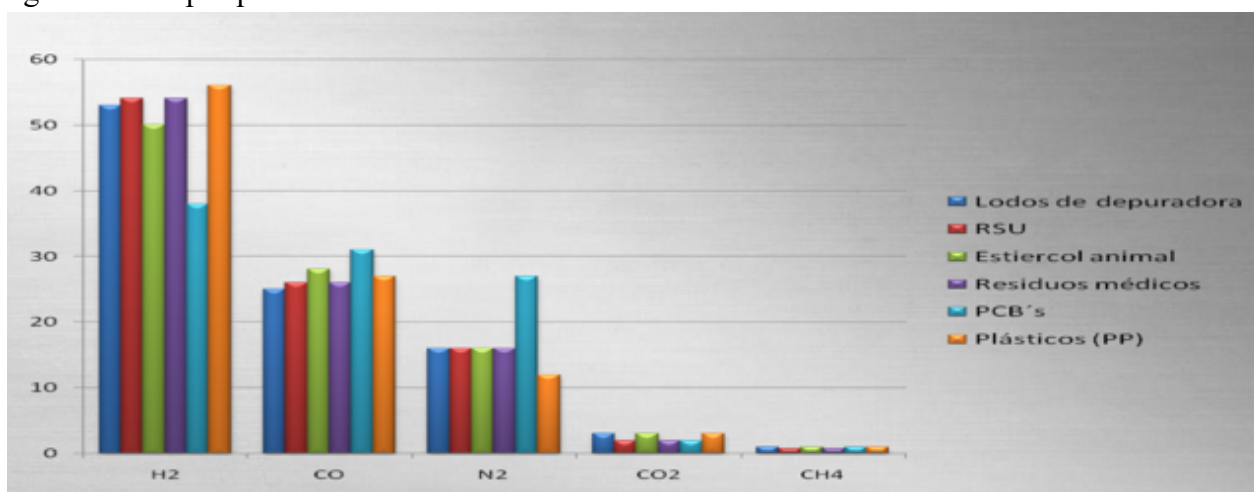
Para poder explicar el funcionamiento de la gasificación por plasma, se ha de introducir el concepto de plasma. El plasma es considerado el cuarto estado de la materia, siendo el que más abunda en el universo, el plasma de manera sintética es un gas ionizado alta temperatura.

La gasificación por plasma es un proceso térmico que, debido a las altas temperaturas alcanzadas, es capaz de disociar la materia orgánica introducida en la vasija de plasma. En este proyecto se hará uso del sistema convertidor de plasma directo que cuenta con cinco etapas. Las etapas del proceso son las siguientes y serán analizadas junto a los componentes que participan en el proceso de manera más detallada en apartados posteriores.



Fuente: Valenciano López, 2015:50.

Del proceso de gasificación por plasma se obtiene el gas síntesis, también conocido como syngas, y un material inerte vitrificado. El gas síntesis tiene una composición cuyas componentes principales son el monóxido de carbono -CO- y el hidrógeno- H_2 -, alcanzando a formar un 83% del gas síntesis, de la misma forma, se encuentran otros gases como el dióxido de carbono - CO_2 -, vapor de agua - H_2O - y nitrógeno - N_2 -. Esta composición puede variar ligeramente en función de los residuos introducidos en la vasija, pero siempre se mantiene en unos valores que se pueden considerar ciertamente estables. La siguiente tabla nos muestra la composición del syngas obtenido del proceso de gasificación por plasma en función de los residuos obtenidos.



Fuente: Aventurem.

De este gas síntesis vamos a ser capaces de obtener hidrógeno para emplearlo así en pilas de combustible para la generación de energía eléctrica. Para ello, se llevarán a cabo dos procesos con el objetivo de aumentar la proporción de hidrógeno y reducir en la medida de lo posible la máxima cantidad de dióxido de carbono- CO_2 - del gas síntesis. Estos procesos se explicarán con mayor detalle en apartados y reciben el nombre de Reacción Shift y Captura y eliminación del CO_2 .

El uso que va a hacerse en este proyecto del gas síntesis consiste en la generación de hidrógeno para introducirlo en las pilas de combustible y generar así energía eléctrica. Para conocer la cantidad de hidrógeno generada, se hará un estudio en detalle de la planta de gasificación y de sus componentes y realizando una simulación del procedimiento de gasificación y de los sistemas de recuperación energéticas, llegando a las siguientes conclusiones.

Flujo másico de residuos [kg/h]	Flujo másico de hidrógeno [kg/h]	Energía producida por el ciclo de Rankine de forma anual [MW/h]
25.000	2.478,16	14.825,77

Fuente: Elaboración propia.

Este hidrógeno va a ser empleado en pilas de combustible para la generación de electricidad y, con la finalidad de aumentar el rendimiento y optimizar los máximos recursos posibles, se realiza un estudio detallado de los distintos tipos de pilas que pueden emplearse para la generación eléctrica, eligiéndose en apartados futuros la que se adapta mejor a las necesidades del proyecto.

Una vez elegido el tipo de pila a emplear en el proyecto y, conocidas sus características de generación, se procede a realizar un estudio económico de las distintas tecnologías renovables de la microrred por separado y luego como conjunto, buscando así generar conclusiones acerca de la utilidad de la microrred.

Tras realizar un análisis muy detallado de la capacidad de generación y de los costes asociados a la inversión inicial y a los gastos de operación y mantenimiento -O&M- de las tecnologías que componen la microrred, se obtienen los siguientes resultados de energía generada -anualmente- y el precio medio de esa energía.

Tecnología de generación	Producción anual de energía [GWh]	Coste medio [€/MWh]
Eólica	183,53	54,3
Solar Fotovoltaica	218,52	125
Hidráulica	31,84	96,8
Pilas de combustible	1514,75	71,1
Ciclo de Rankine	14,83	28,5

Fuente: Elaboración propia.

Se concluye que la energía generada por las pilas de combustible tiene un precio ciertamente razonable para ser la tecnología que menor desarrollo tiene de todas las que componen la microrred y, a continuación, se procederá a calcular el precio ponderado de la energía generada por la microrred como conjunto, obteniendo un resultado de 0,0760 €/kWh.

Tal y como se comentaba anteriormente, uno de los objetivos de este proyecto era reducir el precio de la factura de la electricidad del pequeño consumidor, por lo que, el precio seleccionado para la venta de la electricidad es de 0,0985 €/kWh, casi la mitad que el precio medio de la electricidad en 2021 -0,1822 €/kWh-.

Finalmente, se procede a calcular la viabilidad económica del proyecto, así como la rentabilidad de este. Para ello se calcularán indicadores como el VAN, el TIR y el WACC, obteniendo como resultado que, la instalación si resulta rentable en sus años de explotación.

Con esto, se puede concluir que, el proyecto resulta satisfactorio en tanto en la viabilidad económica -parámetro que en este caso era secundario-, como en la faceta solución de la problemática de la gestión de residuos -valorizando unas 190.000 toneladas de media- y, de la misma forma, es

capaz de ofrecer una fuente de generación renovable gestionable que, permita disminuir la dependencia de la red de distribución debido a su gestionabilidad y, más importante aún, que sea capaz de reducir los costes de la electricidad generada.

De la misma forma, se concluye que, la gasificación por plasma es una opción para tener en consideración para lidiar con la problemática de la creciente generación de residuos. Además, es una tecnología tremendamente limpia por lo que, emite muy pocos gases de efecto invernadero, contribuyendo así también a la problemática medioambiental.

Finalmente, aunque las microrredes se encuentren en una fase de su desarrollo ciertamente prematuro, han demostrado ser una alternativa viable para disminuir la dependencia de la red de distribución, como para realizar una transición hacia puntos de generación de energías renovables, disminuyendo al máximo el uso de tecnologías que empleen combustibles fósiles.

HARNESSING OF RESIDUES FOR THE GENERATION OF HYDROGEN AND ENERGY.

Author: Colomina Teulón, Pablo.

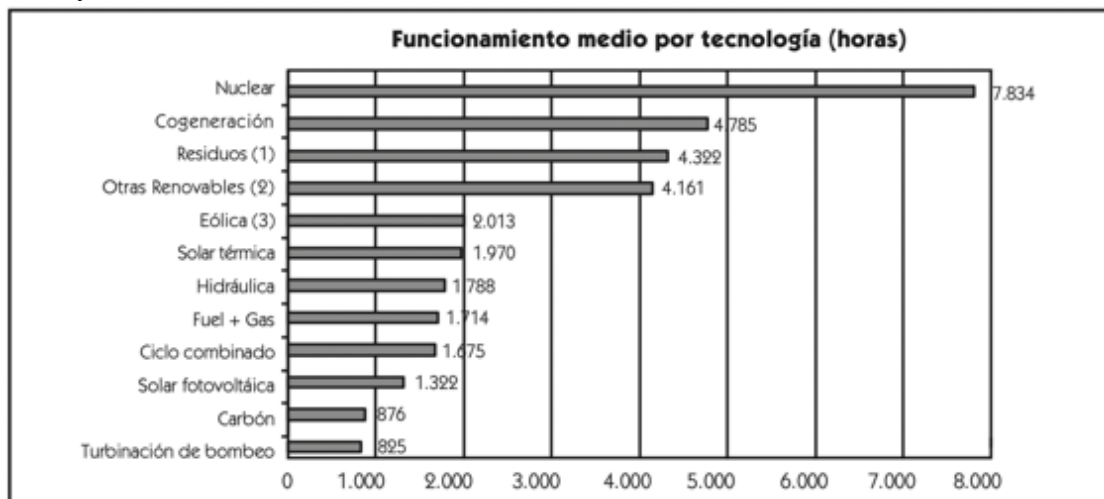
Supervisor: Montes Ponce de León, Julio.

Collaborating Entity: ICAI- Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The energetic crisis is leading the electricity prices to reach historical values systematically, this situation is compromising the economic welfare of the Spanish society and industry. Due to the hardening of the conditions for the emission of greenhouse gases, the prices of electricity produced by stations spurred by fossil are fuel rising, which is making the situation even more critical.

If we also consider that the renewable energies installed in Spain do not have enough capacity to satisfy the whole electric demand due to their lack of manageability, which means that we cannot use them when we want or when we need them, we can only use them when the weather conditions are propitious for the generation of electricity. As this graph exposes in the future, the renewable energies installed in Spain are only capable of functioning 2013 hours per year in case of the wind energy, and 1322 hours in case of the photovoltaic power. This means that they can only function less than 25% of the time and less than 15% of the time respectively, which, highlights their non manageability condition.



Source: Foro Nuclear

If we add to this situation that the consumption culture is growing among the population, the waste management is becoming a huge issue for the society. As the UN's 2030 Agenda dictates, almost all the controlled dumps must disappear for year 2030, and by 2035, at least 65% of the residues must be recycled.

This project pretends to suggest a solution to both situations by enhancing the organic residues for the generation of hydrogen, which will be used to power fuel cells that will generate electricity. The solution that this project offers is the installation of an intelligent microgrid in the city of Valladolid, which with the nearby renewable generation systems -wind power, photovoltaic power, and the hydropower plants- in combination with the plasma gasification plant, will try to supply energy to the whole province of Valladolid.

The microgrids are already being tested around the world in diverse locations with different characteristics, from the microgrid installed in Santa Rita's Jail in California or the one installed in San Diego's Zoo to the one installed in the community of Hachinoche, Japon.

To choose the location for the microgrid of this project, we must take into consideration that the location chosen must have some specific characteristics. It must have a significant amount of population in the surroundings of the facility – bearing in mind that in Spain, every individual generates an average of 455 kg of solid urban wastes every year, the population must reach at least 100.000 inhabitants-. Likewise, it must have a

secondary source of residues in a 50km radius, such as wastes generated by the agricultural activity or even generated from the forestry development.

One of the autonomous communities that fulfilled the requirements of the facility is Castilla y Leon due to their huge agricultural and livestock activity. Besides that, it counts with a huge portion of land dedicated to forestry development, which generates a lot of organic wastes. At the end, Valladolid was the city chosen among the ones inside Castilla y Leon because of its population, 300.000 inhabitants and the 165.000 hectares of forest that it has in its surroundings, it also counts with a high agricultural and livestock activity.

Once the location for the microgrid has been chosen, we will conduct a study of the usable residues in the city and its vicinities. First, we will analyze the solid urban wastes that arrive monthly and yearly to the controlled dump of Valladolid. Then we will review the wastes that stem from the agricultural and livestock activities, finally, we will discuss the wastes that come from the forestry development of the surroundings of Valladolid. The next table shows in an outlined way the monthly distribution of wastes that will arrive to the controlled dump. However, further on we will carry out a more detailed study of the usable wastes that arrive to the dump.

RESIDUOS (Tons)	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Solid urban wastes per day	243,4	260,9	239,5	234,4	253,1	278,4	269,9	261,7	270,0	257,5	248,0	244,3
Agricultural and forestal wastes	329,7	297,9	331,7	335,6	314,7	277,6	291,7	297,7	291,6	304,7	324,6	324,7
TOTAL	573,1	558,8	571,2	570,0	567,8	556,1	561,5	559,3	561,6	562,1	572,7	569,0

Source: Own elaboration

Following the waste analysis, we will proceed to discuss the renewable generation facilities that lie in a radius of 50 km of the gasification plant. Inside that radius, we can find 3 wind farms that count with 25 wind turbines and have 91,18 MW of installed power, in the same way, we find 9 photovoltaic installations that count with 165,3 MW of installed power, finally we can count with 9 flowing hydraulic installations that have 17,806 MW of installed power. As we mentioned before, these technologies have a non-manageability nature, that's why we need to find a manageable source of generation for the microgrid.

For that purpose, we will analyze a variety of residues enhancement systems, choosing the best system for this project. Initially the controlled dumps are analyzed, but they are rapidly discarded due to their low energetic and environmental efficiency, identically, the incineration process is quickly ruled out due to the poor energetic efficiency and the huge amount of greenhouse gases emission that produces. The anaerobic digestion is discarded due to the huge complexity of the process of adaptation of the facility and the number of preprocessing processes that the wastes must go through. That's why we only have as alternatives: pyrolysis, gasification, and plasma gasification, and among these three options, the one that has the best energetic performance and has the least restrictive conditions for the wastes used is the plasma gasification process so, it will be the chosen option for the project.

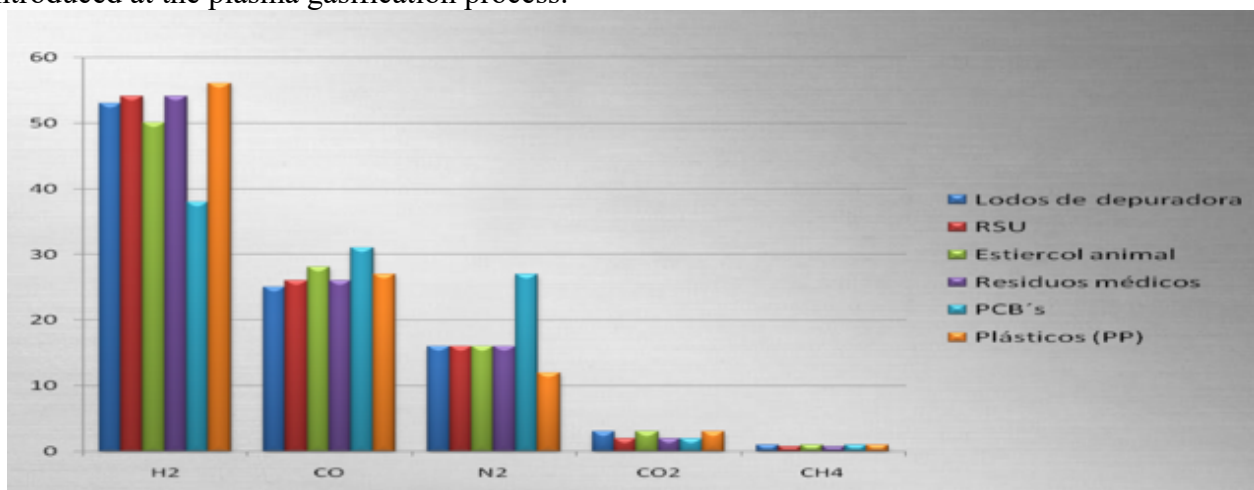
To explain how this process operates, the concept of plasma must be introduced. Plasma is considered the fourth state of matter, being the richest of all of them among the universe, in a condense way, plasma is an ionized gas at high temperature.

The plasma gasification is a thermal process in which, due to the high temperatures reached at the vessel, can dissociate the organic matter introduced in the vessel. In this project we will use a direct plasma system which counts with five stages. All the stages and the components involve in this process will be analyze in further sections.



Source: Valenciano López, 2015: 50.

From the plasma gasification process, the synthesis gas is obtained- also known as syngas-, as well as the vitrified slag. The synthesis gas is mainly composed of carbon monoxide -CO- and hydrogen – H₂ -, achieving to compose 83% of the syngas, likewise, the synthesis gas is composed by other gases such as, carbon dioxide - CO₂-, steam - H₂O- and nitrogen - N₂-. This composition can slightly vary according to the residues introduced at the vessel, but we can consider that these values are mainly stable. The next figure exhibits the composition of the synthesis gas according to the residues introduced at the plasma gasification process.



Source: Aventus.

From the synthesis gas we will be able to obtain hydrogen that will later be used in fuel cells that will generate electricity. To obtain the biggest amount of hydrogen of the gas and to reduce as much as possible the amount of carbon dioxide -CO₂, two processes will be carried out. These two processes are known by the names of Reaction shift and capture and elimination of CO₂, and they will be elaborated in future paragraphs.

The use that this project pretends to give to the synthesis gas is to obtain from it the largest amount of hydrogen in order to introduce that hydrogen in fuel cells that will produce electric energy. To estimate the amount of hydrogen generated in the project, a detailed study will be carried out about the plasma gasification process and all the components involved in the process and the, a simulation of this process will be done with the number of residues that are estimated to arrive to the plant, reaching the following conclusions.

Residues mass flow [kg/h]	Hydrogen mass flow [kg/h]	Yearly energy production of the Rankine cycle [MW/h]
25.000	2.478,16	14.825,77

Source: Own elaboration

This hydrogen will be used in fuel cells, and with the objective of increasing the efficiency and optimizing the resources, a meticulous study of the potential fuel cells for the project will be conducted, choosing the option that suits the most with the requirements of the project.

Once the type of fuel cell has been chosen, and once we know its parameters of generation, an economic analysis of the different renewable technologies will be completed. Firstly, these technologies will be analyzed individual and then, they will be analyzed as a set that conforms the microgrid, with the purpose of reaching conclusions about the utility of the microgrid.

As a conclusion of the detailed analysis realized to the generation capacity and the cost associated to the initial investment as well as the cost of operating and maintenance -O&M- of the technologies that conform the microgrid, the following conclusions about the yearly production of energy and average cost of production are reached.

Technology	Yearly production [GWh]	Average cost [€/MWh]
Wind power	183,53	54,3
Photovoltaic power	218,52	125
Hydropower	31,84	96,8
Fuel cells	1514,75	71,1
Rankine cycle	14,83	28,5

Source: Own elaboration.

It is concluded that the energy produce by the fuel cell has a reasonable price regarding being a technology that has the lowest development of all the ones that conform the microgrid. Thereafter, the weighted price of the energy produce by the microgrid will be calculated, reaching the value of 0,0760 €/kWh.

As it was discussed in the past, one of the main objectives of this project was to reduce the price of the electric bill of the small consumer, that's why the chosen selling price of the produced electricity at the microgrid will count with a small margin of benefits. Finally, the chosen price is 0.0985€/kWh, which is almost half the value of the average price of the electricity in the year 2021 in Spain -0,1822 €/kWh-.

Lastly, the financial viability will be calculated, as well as the expected return of the project. To evaluate the economic situation of the project, the chosen indicators that will be calculated will be the Net Present Value -NPV-, the Internal Rate of Return -IRR- and, finally the Weighted Average Cost of Capital -WACC-. After running all the calculations, the reached conclusion is that the project turns to be profitable during the operating years of the facility.

Therewith, we can conclude that, the project turns to be successful in the economic area – this fact was in a second level- and as well as in the task of solving the waste management – enhancing an average of 190.000 tons of wastes every year- and, in the same way, offering a new source of renewable manageably energy generation that, allows the microgrid to reduce the level of dependency of the distribution network, and even more important, its capable of reducing the cost of the electricity generated.

Similarly, we can conclude that, the plasma gasification technology is an option to take into consideration to deal with the rising issue of the massive residue generation. In addition, this

technology is remarkably clean and respectful with the environment, which is a fact to consider due to the current issue of global warming.

Finally, even if the microgrids are in an early stage of the development phase, they have proven that they are a feasible solution to reduce the dependency of the distribution network as well as an option for the transition to individual spots of generation made of renewable energies, mitigating the use of fossil fuels as much as possible.

ÍNDICE

PARTE I: MEMORIA	28
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. <i>Motivación</i>	1
1.2. <i>Objetivos</i>	8
2. ESTADO DEL ARTE	10
2.1. <i>Introducción a las microrredes</i>	11
2.2. <i>Ejemplos de microrredes en el mundo</i>	11
2.2.1. Microrred de Hachinoche, Japón	11
2.2.2. Microrred del Zoo de San Diego, Estados Unidos	12
2.2.3. Microrred de la cárcel de Santa Rita, Estados Unidos	13
3. EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO. VALLADOLID.	14
3.1. <i>Características del emplazamiento</i>	14
3.2. <i>Residuos aprovechables en la ciudad y alrededores de Valladolid</i>	17
3.2.1. Residuos sólidos urbanos	17
3.2.2. Residuos agrícolas y ganaderos.....	20
3.2.3. Residuos forestales.....	25
3.2.4. Resumen de los residuos	30
3.3. <i>Fuentes de generación en Valladolid</i>	32
3.3.1. Energía eólica.....	32
3.3.2. Energía solar fotovoltaica	35
3.3.3. Energía hidráulica	36
3.3.4. Resumen de las tecnologías de energía renovable	38
3.4. <i>Demanda energética en Valladolid</i>	39
4. PROBLEMÁTICA CON LA GESTIÓN DE RESIDUOS ORGÁNICOS. SISTEMAS DE RECUPERACIÓN ENERGÉTICA DE RESIDUOS ORGÁNICOS.	41
4.1. <i>Introducción</i>	41
4.2. <i>Sistema de valorización energética de residuos orgánicos</i>	42
4.2.1. Vertederos o vertidos controlados.....	42
4.2.2. Digestión Anaerobia	44
4.2.3. Pirólisis	45
4.2.4. Incineración.....	47
4.2.5. Gasificación	48

4.2.6.	Gasificación por plasma.....	49
4.3.	<i>Comparativa de los sistemas de valorización.....</i>	50
5.	GASIFICACIÓN POR PLASMA	51
5.1.	<i>El Plasma</i>	51
5.2.	<i>Sistema convertidor de plasma directo.....</i>	51
5.2.1.	Etapas del sistema convertidor de plasma.....	52
5.2.2.	Componentes de la planta de gasificación por plasma	58
5.2.2.1.	Vasija	58
5.2.2.2.	Antorcha de plasma	59
5.2.2.3.	Generador de corriente eléctrica.....	61
5.2.2.4.	Sistema de control del proceso.....	61
5.2.2.5.	Circuito de refrigeración de la antorcha de plasma.....	61
5.2.2.6.	Sistema de gas	61
5.2.2.7.	Sistema de descarga del material vitrificado	61
5.3.	<i>Gas síntesis.....</i>	62
5.3.1.	Características del gas síntesis	62
5.3.2.	Uso y aplicaciones del gas síntesis.....	63
5.4.	<i>Balance energético</i>	65
5.5.	<i>Sistemas de aprovechamiento térmico: Ciclo de Rankine.</i>	67
5.5.1.	Caldera de recuperación e intercambio de calor.....	68
5.5.2.	Turbina.....	69
5.5.3.	Condensador	70
5.5.4.	Bomba.....	71
5.5.5.	Potencia total y rendimiento del proceso	72
5.6.	<i>Calor cedido para el secado de residuos.....</i>	73
5.7.	<i>Producción de hidrógeno</i>	73
5.8.	<i>Resumen del funcionamiento de la planta de gasificación</i>	75
6.	ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO. PILAS DE COMBUSTIBLE	76
6.1.	<i>Principio de funcionamiento de una pila de combustible.....</i>	76
6.2.	<i>Tipos de pila de combustible</i>	78
6.3.	<i>Elección de la pila de combustible</i>	79
6.3.1.	Pilas de membrana polimérica o pilas de membrana con intercambio de protones -PEMFC-	

6.3.2.	Pilas alcalinas -AFC-	80
6.3.3.	Pilas de ácido fosfórico -PAFC-.....	81
6.3.4.	Elección del tipo de pila.....	82
6.4.	<i>Almacenamiento de Hidrogeno</i>	83
6.4.1.	Almacenamiento en estado gaseoso.....	83
6.4.2.	Almacenamiento en estado líquido	83
6.4.3.	Almacenamiento en estado sólido.....	84
6.4.4.	Elección del sistema de almacenamiento	84
6.5.	<i>Producción de energía</i>	84
7.	CONFIGURACIÓN DE LA MICRORRED	85
7.1.	<i>Introducción</i>	85
7.2.	<i>Funcionamiento de la microrred</i>	85
8.	CONCLUSIONES ENERGÉTICAS.....	86

PARTE II: ESTUDIO ECONÓMICO DE LA MICRORRED87

1.	COSTE DE LAS FUENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	88
1.1.	<i>Estudio de económico de la energía eólica</i>	88
1.1.1.	Inversión inicial.....	88
1.1.2.	Costes de explotación.....	90
1.1.3.	Resumen costes de generación.....	92
1.2.	<i>Estudio económico de la energía solar fotovoltaica</i>	92
1.2.1.	Inversión inicial.....	93
1.2.2.	Costes de explotación.....	93
1.2.3.	Resumen de costes de generación	94
1.3.	<i>Estudio económico de la energía hidráulica</i>	95
1.3.1.	Inversión inicial.....	96
1.3.2.	Costes de explotación.....	98
1.3.3.	Resumen de los costes de generación.....	99
2.	COSTE DE LA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE RESIDUOS	99
2.1.	<i>Planta de gasificación</i>	100
2.1.1.	Inversión inicial.....	100
2.1.2.	Costes de explotación.....	100
2.2.	<i>Ciclo de Rankine</i>	101
2.2.1.	Inversión inicial.....	101

2.2.2.	Costes de explotación.....	102
2.2.3.	Resumen de costes de generación	102
2.3.	<i>Pilas de combustible</i>	103
2.3.1.	Inversión inicial.....	103
2.3.2.	Costes de explotación.....	103
2.3.3.	Resumen de los costes de generación.....	104
2.4.	<i>Resumen planta de gasificación</i>	104
3.	ESTUDIO ECONÓMICO DEL CONJUNTO DE LA MICRORRED	105
3.1.	<i>Resumen de las tecnologías de generación de la microrred</i>	105
3.2.	<i>Evaluación económica del conjunto de la microrred</i>	106
3.3.	<i>Rentabilidad de la microrred</i>	109
4.	CONCLUSIONES ECONÓMICAS	113
PARTE III: ANEXOS		114
BIBLIOGRAFÍA		119
WEBGRAFÍA		123

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Precio diario mercado mayorista de la electricidad. Fuente: OMIE	1
Figura 2: Precio de los derechos de emisión de CO ₂ a lo largo de los años. ©Pacce, Sánchez y Suárez-Varela, 2021: 9.....	2
Figura 3: Índice de precio y volumen del día de gas, información de MIBGASinfo, elaboración propia.	3
Figura 4: Índice MIBGAS diario para España a lo largo de los años.	5
Figura 5: Horas de funcionamiento medio de las distintas centrales de producción eléctrica en España. Foro Nuclear.....	6
Figura 6: Comparativa de la demanda y las pérdidas en el sistema eléctrico español, fuente: REE ...	10
Figura 7:Esquema de la microrred de Hachinoche. Fuente Casos microrredes.....	12
Figura 8:Paneles solares del Zoo de San Diego, Fuente: Smartgridsinfo.....	13
Figura 9: Distribución de la microrred de la cárcel de Santa Rita. Imagen de Hermana y Menéndez Sánchez, 2020: 70.	14
Figura 10:Kilogramos de RSU generados per cápita en España y en Castilla y León. Datos obtenidos de: INE. Gráfica de elaboración propia.	15
Figura 11:Gráfica de los de residuos que llegan al CTR de Valladolid. Datos de vertedero controlado de Valladolid, Gráfica de elaboración propia.	18
Figura 12:Gráfica Composición residuos orgánicos, elaboración propia.	19
Figura 13: Mapa de las distintas formaciones arbóreas de Valladolid. Imagen de: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021: 14.....	26
Figura 14: Mapa de las formaciones arbustivas bajo la cubierta arbórea de Valladolid. Imagen de: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021: 26.	28
Figura 15: Cuota de mercado por generación en 2020 (%) en España. Imagen de: AEE	32
Figura 16: Distribución de la potencia por provincias en Castilla y León. Imagen de: Junta de Castilla y León.	33
Figura 17: Mapa con los parques eólicos cercanos a la planta de gasificación. Google Maps.....	34
Figura 18: Producción media de energía solar en España durante el día, datos de: Aleasoft, elaboración propia.....	36
Figura 19: Producción media de energía hidráulica durante el día. Elaboración propia.	38
Figura 20: Consumo mensual de Electricidad en Valladolid por sectores, Datos de: Junta Castilla y León. Gráfica de Elaboración propia.	39
Figura 21: Consumo mensual de Electricidad en Valladolid, Información de: Junta Castilla y León Gráfica de elaboración propia.	40

Figura 22 Disposición de un prototipo de vertedero controlado. Imagen de: Reciclame.....	43
Figura 23: Planta de digestión anaerobia. Imagen de: Campos Pozuelo, Palatsi Civit, Illa Alibés, Solé Mauri, Magarí Aloy y Flotats Ripoll, 2004: 40.	44
Figura 24 Proceso de pirólisis. Imagen de: Montoya Arbeláez, 2014: 68.	46
Figura 25: Productos generados a partir del proceso pirolítico. Imagen de Monografías.com.	46
Figura 26: Proceso de incineración. Imagen de: Carrasco y Menéndez Díaz, 2010: 127.	47
Figura 27: Proceso de gasificación. Imagen en: Abdul Salam, Kumar y Siriwardhana, 2010: 17.	48
Figura 28: Etapas del proceso de gasificación por plasma. Imagen en: Valenciano, 2015: 50.	52
Figura 29: Etapas del proceso de gasificación por plasma, Imagen de: Aventure: 11.	52
Figura 30: Fases producidas por el plasma en función de los rangos de temperatura. Imagen de: Acciona: 2017 19.	54
Figura 31: Funcionamiento de un ciclón Buchelli Carpio y Reinoso Sánchez, 2014: 7	56
Figura 32: Esquema del sistema de neutralización (Valenciano López, 2015: 54)	57
Figura 33: Vasija del sistema convertidor de plasma, Aventure: 13	59
Figura 34: Comparativa entre las antorchas simples: operación transferida y operación no transferida, Aventure: 15.	60
Figura 35: Composición del gas en función de los residuos utilizados en la entrada, Aventure: 19...	62
Figura 36: Partes de un Grupo Electrógeno, Imagen de: Máquinas y herramientas.	64
Figura 37: Ciclo de turbina de Gas. Imagen de: CENACE, 2018: 7.	65
Figura 38: Desarrollo numérico del procedimiento de gasificación por plasma, con información de Valenciano López, elaboración propia	66
Figura 39: Esquema de ciclo de Rankine, elaboración propia	67
Figura 40: Esquema de una pila de combustible, Imagen de: Gonzalo Lara, 2012. Motorpasión.	77
Figura 41: Pila de membrana polimérica o de membrana con intercambio de protones. Imagen en: Rodríguez Balboa, 2019: 37.	80
Figura 42: Esquema de pila alcalina. Imagen de: Apilados 2016.	81
Figura 43: Esquema del funcionamiento de la PAFC, Fernández Valecillos, 2009: 38.	82
Figura 44: Reparto porcentual de los costes de la inversión inicial, fuente BCG, 2006: 41.	89
Figura 45: Distribución de los costes de explotación. Información de: BCG, 2006: 43.	90
Figura 46: Distribución de los costes de la inversión inicial de las instalaciones hidráulicas, fuente: BCG	96
Figura 47: Comparación entre los precios de generación de energía por tecnologías, Elaboración propia	106

Figura 48:Distribución de los componentes de la factura de la luz en el año 2020. Datos de CNCM,
2021: 3. Gráfico de elaboración propia..... 107

Figura 49: Objetivos de Desarrollo Sostenible, Imagen de: Ekmodo..... 117

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Tabla de cantidad de residuos de competencia municipal recogidos en España (2019). Datos obtenidos de: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019: 2.	7
Tabla 2: Tipos de residuos generados por sectores de actividad. INE, 2018: 3.....	7
Tabla 3: Kilogramos de residuos orgánicos en el vertedero de Valladolid, elaboración propia.....	17
Tabla 4: Tabla con la llegada de RSU al vertedero de Valladolid en 2020, elaboración propia	18
Tabla 5: Distribución provincial de la producción de cereales en 2019, datos de Estadísticas agrícolas, elaboración propia.	21
Tabla 6: Meses de cosecha y residuos obtenidos, elaboración propia.	22
Tabla 7: Estimación de la generación de residuos procedentes de la transformación de frutas y hortalizas en Valladolid, datos de CEOE 2020, elaboración propia.	23
Tabla 8: Tabla con las toneladas de residuos orgánicos en mataderos en Valladolid en 2019, elaboración propia con información de CEOE 2020.	24
Tabla 9: Tabla de las distintas formaciones arbóreas de Valladolid. Imagen de: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021: 15.....	27
Tabla 10: Tabla de las formaciones arbustivas bajo la cubierta arbórea de Valladolid. Imagen de: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021: 26.	28
Tabla 11: Tabla de la biomasa contenida en las formaciones forestales arboladas de Valladolid. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021: 39.	29
Tabla 12: Tabla resumen de los datos de reparto de residuos en la provincia de Valladolid. Elaboración propia.	31
Tabla 13: Distribución de la potencia eólica instalada en España, Imagen de AEE.....	33
Tabla 14: Resumen de las localizaciones de los parques eólicos incluidos en la microrred, fuente: datos de AEE, elaboración propia.....	34
Tabla 15: Resumen de las localizaciones de las instalaciones fotovoltaicas incluidas en la microrred. Elaboración propia.	35
Tabla 16: Resumen de las localizaciones de las instalaciones hidráulicas incluidas en la microrred, con datos de Esios-REE, elaboración propia.	37
Tabla 17: Resumen de las tecnologías disponibles en el entorno de Valladolid, elaboración propia ..	38
Tabla 18: Resumen del consumo de energía en el año 2019 en Castilla y León. Imagen de: Junta de Castilla y León.	40
Tabla 19: Resumen del consumo de energía en el año 2020 en Castilla y León. Imagen de: Junta de Castilla y León.	41

Tabla 20: Composición del gas síntesis limpio (Valenciano, López, 2015: 54).....	57
Tabla 21: Descripción de las condiciones de trabajo de los puntos entrada y salida de la caldera, elaboración propia.....	68
Tabla 22: Descripción de las condiciones de trabajo de los puntos entrada y salida de la turbina, elaboración propia.....	70
Tabla 23: Descripción de las condiciones de trabajo de los puntos entrada y salida del condensador, elaboración propia.....	70
Tabla 24: Descripción de las condiciones de trabajo de los puntos entrada y salida de la bomba, elaboración propia.....	71
Tabla 25: Resumen de la composición del gas síntesis limpio. Valenciano, López, 2015: 54.....	74
Tabla 26: Resumen de las entradas y salidas de la planta de gasificación y energía generada por el ciclo de Rankine, elaboración propia.....	75
Tabla 27: Resumen de los tipos de pilas consideradas para el proyecto. Información de Almudena Valenciano, 2015: 74. Tabla de elaboración propia.	78
Tabla 28: Resumen de potencias instaladas y producción anual de los agentes de la microrred, elaboración propia.....	86
Tabla 29: Resumen de las localizaciones de los parques eólicos incluidos en la microrred, con datos de AEE, elaboración propia.	88
Tabla 30: Coste de inversión de la energía eólica, elaboración propia.....	89
Tabla 31: Costes de explotación del parque eólico en el primer año de funcionamiento, elaboración propia.	91
Tabla 32: Costes de explotación a lo largo de los años de vida útil de la instalación eólica, elaboración propia.....	91
Tabla 33: Resumen de los precios de generación a lo largo de la vida útil de la instalación eólica, elaboración propia.....	92
Tabla 34: Resumen de las localizaciones de las instalaciones fotovoltaicas incluidas en la microrred, elaboración propia.....	92
Tabla 35: Resumen costes de inversión inicial de los parques fotovoltaicos, elaboración propia	93
Tabla 36: Costes de explotación de los parques fotovoltaicos en el primer año de funcionamiento, elaboración propia.....	94
Tabla 37: Costes de explotación a lo largo de los años de vida útil de la instalación fotovoltaica, elaboración propia.....	94
Tabla 38: Resumen de los precios de generación a lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica, elaboración propia.....	94

Tabla 39 Resumen de todas las localizaciones de las instalaciones hidráulicas incluidas en la microrred, con datos de Esios-REE, elaboración propia.	95
Tabla 40: Resumen costes de inversión inicial de las instalaciones hidráulicas, datos de : BCG, elaboración propia.....	97
Tabla 41:Costes de explotación de las centrales hidráulicas en el primer año de funcionamiento, elaboración propia.....	98
Tabla 42: Resumen de los costes de explotación lo largo de la vida útil de las instalaciones hidráulicas, elaboración propia.	99
Tabla 43:Resumen de los precios de generación a lo largo de la vida útil de las instalaciones hidráulicas, elaboración propia	99
Tabla 44: Costes de Operación y Mantenimiento de la planta de gasificación. Información de Valenciano, 2015: 107. Tabla de elaboración propia.	101
Tabla 45: Costes de personal de la planta de gasificación. Información de Valenciano, 2015: 107. Tabla de elaboración propia.....	101
Tabla 46: Resumen de los costes de explotación lo largo de la vida útil de la planta de gasificación, elaboración propia.....	101
Tabla 47: Resumen de los costes de explotación lo largo de la vida útil del ciclo de Rankine, elaboración propia.....	102
Tabla 48: Resumen costes de generación a lo largo de la vida útil del ciclo de Rankine, elaboración propia	102
Tabla 49:Resumen de los costes de explotación lo largo de la vida útil de las pilas de combustible, elaboración propia.....	103
Tabla 50: Resumen de los precios de generación a lo largo de la vida útil del ciclo de las pilas de combustible, elaboración propia	104
Tabla 51: Resumen de los componentes de la planta de gasificación, elaboración propia.....	104
Tabla 52. Resumen de los precios de generación de la central de gasificación a lo largo de la vida útil, Elaboración propia.....	105
Tabla 53: comparativa entre las tecnologías que conforman la microrred, elaboración propia	105
Tabla 54: Precios de la electricidad en el año 2021, fuente: OCU, elaboración propia	108
Tabla 55:Precios de la electricidad generada por la microrred, elaboración propia	108
Tabla 56: Resumen de los precios de generación de la microrred a lo largo de la vida útil, elaboración propia	110
Tabla 57: Balance de gastos e ingresos a lo largo de la vida útil de la microrred, elaboración propia	111

Parte I:

Memoria

1. Introducción

1.1. Motivación

Actualmente España sufre su peor crisis energética, una situación de dificultad que está afectando al precio del mercado mayorista de la electricidad, el cual está alcanzando precios sin precedentes diariamente. Esto, sumando a la grave crisis económica en la que nos vemos sumergidos tras la pandemia COVID 19, está poniendo en jaque a una buena parte de la sociedad e industria nacional. Un año en el que la factura media de la luz ha aumentado un 41% con respecto al año anterior, hace que la situación empiece a ser insostenible, por lo tanto, se debe buscar una solución para este problema.

Teniendo en cuenta que en la actualidad vivimos una situación ecológica compleja, en la que se busca una transición hacia la sostenibilidad, uno de los sectores más afectados es el de los combustibles fósiles. Cada vez vemos más cerca el final de estos combustibles, tanto por su disponibilidad como por las altas emisiones producidas por su combustión, precisamente por ello se está buscando una transición hacia combustibles verdes.

Como se ha comentado con anterioridad, España sufre la peor crisis energética que se recuerda, por ello, a continuación, se ha realizado una breve contextualización de la problemática, en donde se expone funcionamiento del sistema eléctrico español.

En el año 2021 la población y la industria española han sufrido una constante subida de precios en la factura mensual de la electricidad. Si nos centramos en el mercado de mayoristas (Figura 1, mercado que está regulado por el OMIE), el precio de la electricidad fue acumulando valores máximos históricos durante el año 2021, alcanzando el pasado 8 de marzo de 2022 un valor récord de 515,03 euros/MWh. La constante subida de precios ha hecho que el mercado mayorista cierre en 2021 con un precio medio de la electricidad de 111,85 euros/MWh, lo cual es un 229,35% superior al precio medio de la electricidad del año 2020.



Figura 1: Precio diario mercado mayorista de la electricidad. Fuente: OMIE

Como se puede observar en la Figura 1, el precio de la electricidad en el año 2022 se ha establecido en torno a los 150-200 euros/MWh, por lo que, si no cambia la situación de manera radical, va camino de batir con creces el récord del precio medio de la electricidad del año 2021. Si se analiza el mercado mayorista eléctrico español, se puede observar que, aplica un sistema en el cual la demanda de electricidad se satisface con los métodos de producción que ofertan los precios más bajos. Estos

métodos se corresponden con las energías renovables y la energía nuclear, que producen energía no almacenable con costes bajos.

Si la oferta es insuficiente para satisfacer la demanda, la siguiente parte de la demanda es cubierta por el siguiente método de producción que ofrezca el precio más bajo, y así sucesivamente hasta satisfacer la totalidad de la demanda. El precio fijado para la electricidad se corresponde al último método de producción que completa la última porción de demanda.

Una vez presentado el mercado mayorista y el problema de la subida de precios de la factura de la luz, debemos analizar sus causas. El Banco de España apunta a que dos de los factores más determinantes en la subida del precio de la luz son el aumento de precio del gas natural, junto con el incremento de precio de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂)¹

Se denomina derechos de emisión de dióxido de carbono, al permiso que han de pagar las empresas y productores de energía por sus emisiones contaminantes. Por tanto, las centrales que hagan uso de combustibles fósiles han de añadir del coste del permiso a los costes de producción de la energía.

Diversas políticas han fomentado que el precio de dicho permiso haya aumentado en los últimos meses, lo cual ha provocado que el precio de producción de la energía de las centrales que emiten gases de efecto invernadero, aumente. Algunas de esas políticas implican la reducción de los gases de efecto invernadero en un 40%, uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible principales de la Unión Europea para el año 2030 (recogido en la denominada *Agenda 2030*), así como un aumento del ritmo anual del límite máximo de emisiones permitido (de un 1,74% a un 2,2% en 2021).

En la siguiente gráfica se puede ver la evolución del precio del permiso de emisión de CO₂ a lo largo de los años:



Figura 2: Precio de los derechos de emisión de CO₂ a lo largo de los años. ©Pacce, Sánchez y Suárez-Varela, 2021: 9.

¹ Pacce, Sánchez y Suárez-Varela, 2021

Como se puede apreciar en la Figura 2, tras la incertidumbre y la disminución de demanda eléctrica producida por la pandemia COVID-19, el precio de las emisiones ha aumentado de manera drástica, superando por primera vez los 50 euros por tonelada de CO₂ en 2021. Esto ha provocado que la electricidad producida por las empresas y centrales a las que les afecta dicho permiso haya aumentado significativamente.

Otro factor que ha afectado de manera significativa al precio de la electricidad es el aumento de precio del gas natural. Esto influye en el precio de la generación de electricidad de las centrales que usan el gas como materia prima (ciclos combinados). Con las actuales tensiones bélicas y políticas, la invasión de Ucrania por parte de Rusia y la complejísima situación política entre Marruecos y Argelia con España de por medio, hace que, el suministro de gas natural a España y a Europa se dificulte y se encarezca.

A continuación, se puede ver en la Figura 3 se nos muestra el índice de precio y volumen de gas diario en España, los datos se han obtenido del Mercado Ibérico del Gas -MIBGAS-.²

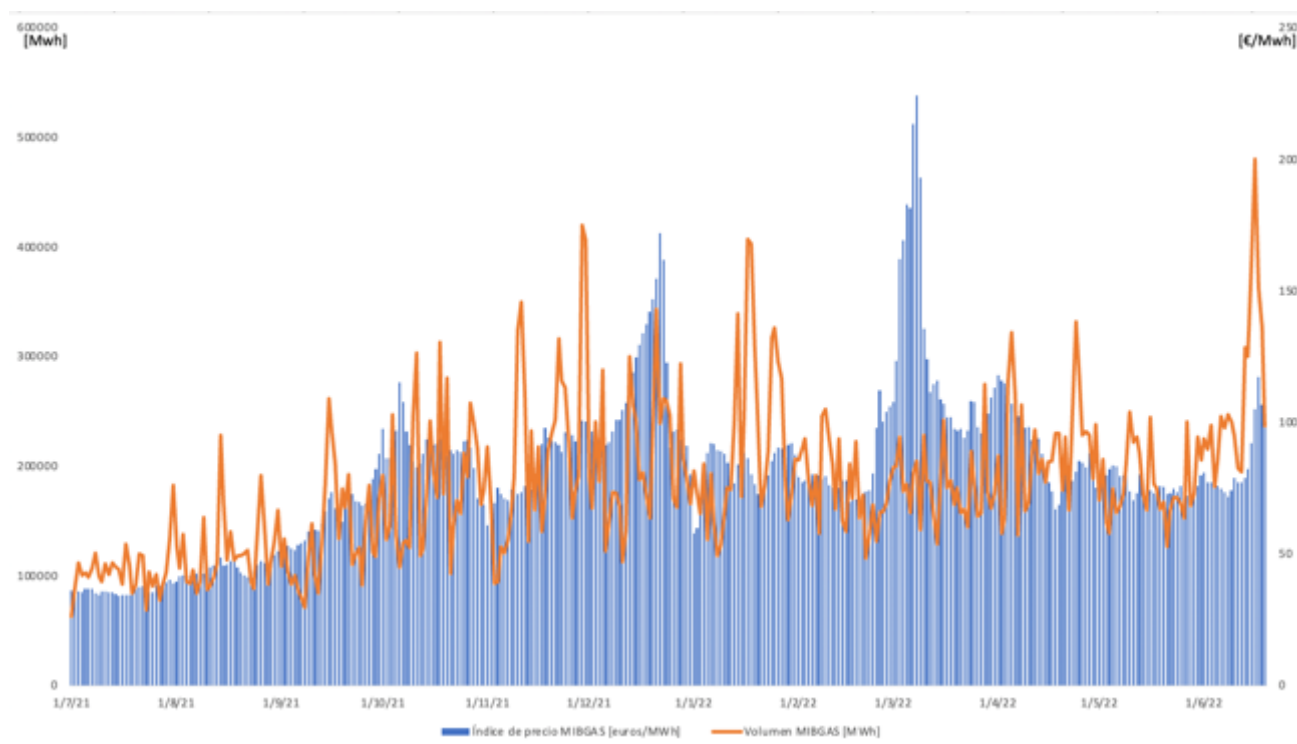


Figura 3: Índice de precio y volumen del día de gas, información de MIBGASinfo, elaboración propia.

Durante el año 2022 el precio diario del gas está siendo considerablemente superior al precio del año 2021, lo cual hace que la problemática de los elevados precios de la electricidad sea aún más grave. Esto se debe a dos situaciones geopolíticas que afectan al suministro de gas natural.

El 24 de febrero de 2022, el presidente ruso, Putin, ordenó la primera operación militar en tierras ucranianas y, momento tras el cual el suministro de gas natural se vio tremendamente afectado. Esto se debe a que, el operador de gas ucraniano redujo, e incluso detuvo –11 de mayo de 2022– el flujo de gas a Europa, alegando que, no podían garantizar la seguridad en el tránsito del hidrocarburo.

²MIBGASinfo S.A. <https://www.mibgas.es/es>

Todo ello, sumado a la incertidumbre de la situación bélica entre Ucrania y Rusia, provocó que el precio de gas se disparase.

De la misma forma, España se veía afectada por una compleja situación política con Argelia, nuestro principal suministrador de gas natural. El 31 de octubre de 2021 el conducto de gas natural que suministraba a España y a Portugal, pasando por territorio marroquí, cerró tras la finalización del contrato. Dicho documento no se renovó a causa de las tensiones políticas entre Argelia y Marruecos. Tal y como afirma F. Peregil:

La presidencia argelina emitió su comunicado pocas horas antes de la medianoche del domingo al lunes, cuando vencía el contrato que permite el transporte por el gasoducto. El escrito señala: “En vista de las prácticas de carácter hostil del reino de Marruecos, que atentan a la unidad nacional de Argelia, y después de consultar al primer ministro, al ministro de Finanzas, al ministro de Energía y de Minas, el presidente de la República [Abdelmayid Tebún] ha dado instrucciones a la sociedad nacional Sonatrach para que cese toda relación comercial con la sociedad marroquí y no renueve el contrato”.³

El cierre de este gasoducto afectó a España de manera directa. El pasado año dicho conducto suministró 6.000 millones de metros cúbicos de gas a España. La alternativa propuesta por el gobierno argelino se basó entonces en aumentar la capacidad –alcanzando los 10.000 millones de metros cúbicos– del gasoducto de Medgaz, gasoducto que no pasa por territorio marroquí y que une Argelia directamente con Almería.

Aunque el gasoducto de Medgaz ya suministraba a España anteriormente, 8.000 millones de metros cúbicos de gas natural y, aún con esta ampliación de capacidad a 10.000 millones de metros cúbicos, seguía siendo insuficiente para el nivel de consumo del estado español. Es por esto por lo que, se han de fletar barcos metaneros que sean capaz de transportar 4.000 millones de metros cúbicos de gas. Todo ello hace que el precio del gas aumente debido al aumento en los costes de transporte y a la inversión realizada para aumentar la capacidad. Citando de nuevo a F. Peregil:

Se necesitan 48 barcos metaneros para transportar esa cantidad en forma de gas natural licuado (GNL). El precio de estos fletes está sujeto a los vaivenes de un mercado que se ha vuelto muy competitivo desde el año pasado debido a la alta demanda procedente de Asia.⁴

Si juntamos ambas situaciones y, tal y como se presenta en la Figura 4, el mercado del gas natural se ve sujeto a muchas incógnitas y dificultades que hacen que el precio de éste suba. Tal y como se observa en la Figura 3, el pasado 8 de marzo de 2022 se alcanzó un máximo en el precio del gas, alcanzando los 224,38 euros/MWh. De la misma forma, se observa que el precio del gas se ha establecido en torno a los 100 euros/MWh, normalmente por debajo, pero con varios picos que superan el valor previamente comentado.

Si comparamos estos precios actuales con los precios previos a los conflictos geopolíticos, se puede detectar una diferencia considerable. La siguiente gráfica nos muestra el índice MIBGAS diario para España desde el año 2017 hasta mediados del año 2021:

³ Peregil, 2021.

⁴ *Ibidem*.

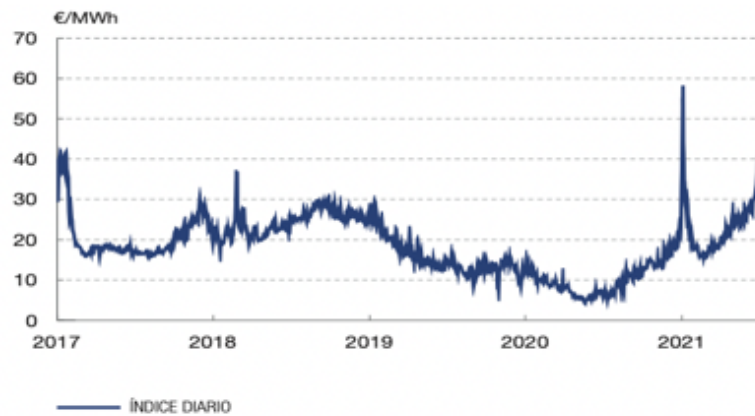


Figura 4: Índice MIBGAS diario para España a lo largo de los años.

Como se puede apreciar en la Figura 4 el precio máximo alcanzado en los pasados años no llegaba a los 60 euros/MWh –ocurrió a comienzos de 2021–. Si se compara ese valor con el máximo alcanzado el 8 de marzo de 2022, 224,38 euros/MWh, supone el incremento de un 270% en apenas 15 meses. Esto hace que la situación empiece a ser ruinosa e insostenible para la industria y la población española.

Como se ha comentado anteriormente, el mercado mayorista de la electricidad asigna al precio diario a la última tecnología que sea capaz de suplir la última porción de demanda. Dado que, las tecnologías que generan energía renovable y las centrales nucleares no son capaces de suplir la totalidad de la demanda, se debería hacer uso de las tecnologías que emplean combustibles fósiles, tecnologías entre las que se encuentran los ciclos combinados caracterizados por hacer uso del gas natural y las centrales térmicas de carbón.

Una vez se ha expuesto la problemática del gas natural, se debe considerar que el carbón extraído en España tiene un alto porcentaje de azufre –un 4% el carbón asturiano y un 8% el carbón aragonés–. Por ello, la combustión de este carbón es poco rentable debido a la inversión que hay que realizar para mitigar el efecto y la concentración de sustancias perjudiciales en las emisiones para así cumplir la normativa. Con todo ello, nos vemos abocados a pensar que, la solución a todos estos problemas se encuentra en ampliar nuestra capacidad de generar energía renovable.

Así mismo, se debe añadir que, debido al alto nivel de consumo de la sociedad actual, la problemática del tratamiento de los residuos producidos necesita una solución sostenible alineada con la transición mencionada anteriormente. Por tanto, parece lógico apuntar en la dirección de las energías renovables para la solución de ambas problemáticas.

Si se analiza la situación actual de la generación de energía en la península, podemos observar que las energías renovables instaladas en España no son capaces de abastecer la totalidad de la demanda actual. Además, se debe tener en cuenta que, tanto la energía solar como la energía eólica son energías no controlables, es decir, el ser humano no es capaz de regular la generación de este tipo de energía a su antojo. La siguiente figura nos muestra de manera desglosada, las horas de funcionamiento medio de las centrales de producción de electricidad en España, los datos se han obtenido del informe ENERGÍA 2021, realizado por el Foro de la Industria Nuclear Española.⁵

⁵ Foro Nuclear, Foro de la Industria Nuclear Española, 2021: 51.

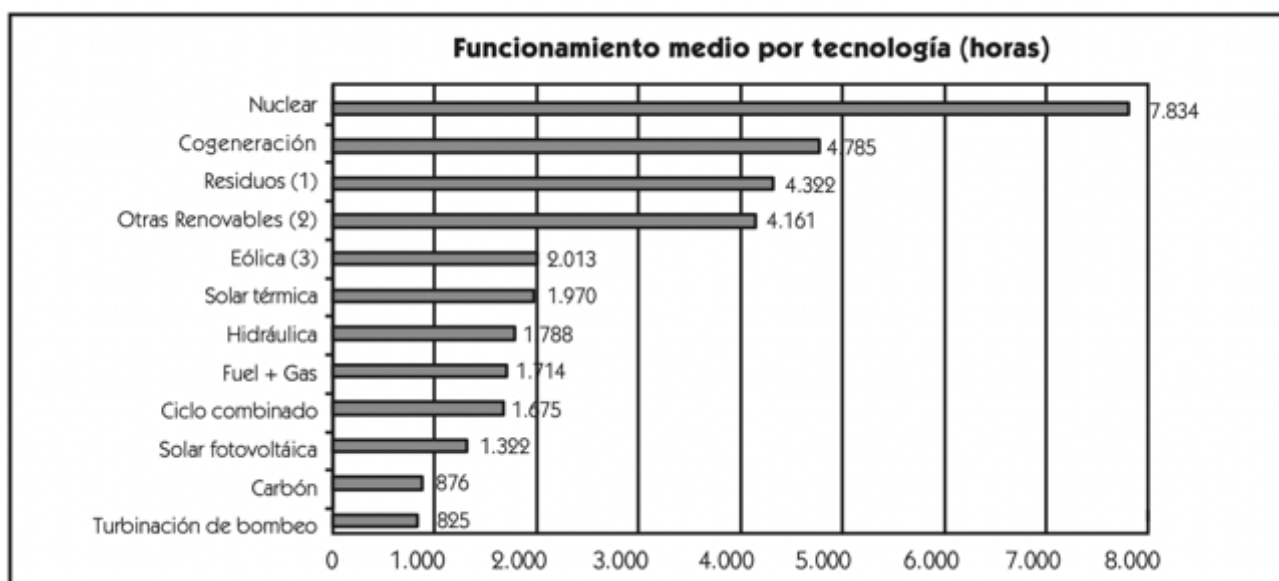


Figura 5: Horas de funcionamiento medio de las distintas centrales de producción eléctrica en España. Foro Nuclear.

Como se observa en la Figura 5, de las 8760 horas que tiene un año, la energía eólica funciona 2013 horas, mientras que, la energía fotovoltaica trabaja un total de 3292 horas; es decir, dichas tecnologías están un 75% y un 62,5% del tiempo sin generar energía. Esto evidencia que las tecnologías empleadas no son capaces de ofrecer la energía suficiente para abastecer la demanda de energética peninsular y que, por tanto, se debe buscar una fuente de generación de energía renovable gestionable.

En cuanto a la gestión de los residuos, en el año 2019 en España se recogieron 22,26 millones de toneladas de residuos, de los cuales, 11,36 millones de toneladas –un 51,1%– fueron enviados a un vertedero. Teniendo en cuenta que, siguiendo los objetivos de la *Agenda 2030*, en los cuales el uso de vertederos controlados ha de disminuir de manera drástica⁶, se podrían aprovechar los residuos orgánicos de las ciudades y de la misma forma, los residuos forestales y agrícolas para generar energía renovable.

La siguiente tabla nos muestra de manera detallada la cantidad de residuos recogidos en 2018 así como su destino⁷.

⁶ Un máximo del 10% de los residuos podrán acabar en vertederos, así como un 65% de los residuos municipales deberán reciclarse para el año 2035

⁷ Ministerio para la Transición Ecológica, 2019: 2.

Fuente	Código LER - RESIDUO	Generación	Reciclado	Compostaje	Vertido	Incineración
MITECO	20 03 01 Mezclas de residuos municipales	17.034.229	742.119	3.349.719	10.677.702	2.264.689
	20 01 01 Papel y cartón	1.287.418	1.287.418	0	0	0
	20 01 02 Vidrio	15.910	15.910	0	0	0
	20 01 08 Residuos biodegradables de cocinas y restaurantes	879.693	0	557.776	234.819	87.098
	20 02 01 Residuos biodegradables de parques y jardines	288.966	0	164.802	111.092	13.072
	15 01 06 Envases mezclados	827.965	526.606	0	249.984	51.375
	15 01 07 Envases de vidrio	889.076	889.076	0	0	0
INE	20 01 40 Residuos metálicos	21.887	21.855	0	32	0
	20 01 39 Residuos de plástico	39.506	30.803	0	6.286	2.417
	20 01 38 Residuos de madera	139.473	125.809	0	4.138	9.526
	20 01 10 Residuos textiles	47.258	29.781	0	14.590	2.886
	20 01 21 Equipos desechados					
	20 01 23 Equipos desechados	57.710	52.861	0	4.849	0
	20 01 35 Equipos desechados					
	20 01 36 Equipos desechados					
	20 01 33 Residuos de pilas y acumuladores	2.047	2.047	0	0	0
	20 01 34 Residuos de pilas y acumuladores					
	20 03 02 Residuos de mercados	730.551	654.539	0	61.471	14.541
	20 03 07 Residuos voluminosos	0	0	0	0	0
	20 02 02 Tierras y piedras de parques y jardines					
TOTAL		22.261.690	4.378.825	4.072.296	11.364.964	2.445.604
%			19,7	18,3	51,1	11,0

Tabla 1: Tabla de cantidad de residuos de competencia municipal recogidos en España (2019).
Datos obtenidos de: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019: 2.

Según el Informe realizado por el Instituto Nacional de Estadística (INE)⁸, en 2018 en España se generaron 137,8 millones de toneladas de residuos, de los cuales, un 6,7% de los residuos totales son residuos animales y vegetales y un 0,8% se corresponde con residuos provenientes de las maderas. La siguiente tabla presenta en detalle la distribución por tipología de los residuos generados en España en 2018.

Unidad: miles de toneladas						
	Total	%	Sectores de actividad	%	Hogares	%
Residuos generados	137.822,9	100,0	115.123,7	100,0	22.699,2	100
Minerales	72.341,3	52,5	71.868,8	62,4	472,5	2,1
Residuos mezclados	37.849,2	27,5	18.833,0	16,4	19.016,2	83,8
Animales y vegetales	9.291,7	6,7	8.281,7	7,2	1.010,0	4,4
Metálicos	5.977,3	4,3	5.949,4	5,2	27,9	0,1
Papel y Cartón	3.379,3	2,5	2.311,9	2,0	1.067,4	4,7
Químicos	2.325,0	1,7	2.315,7	2,0	9,3	0,0
Lodos comunes	1.603,3	1,2	1.603,3	1,4	..	..
Equipos desechados	1.483,0	1,1	1.422,4	1,2	60,6	0,3
Vidrio	1.170,4	0,8	335,7	0,3	834,7	3,7
Madera	1.115,9	0,8	979,7	0,8	136,2	0,6
Plásticos	815,3	0,6	791,2	0,7	24,1	0,1
Otros	471,2	0,3	430,9	0,4	40,3	0,2

Tabla 2: Tipos de residuos generados por sectores de actividad. INE, 2018: 3.

⁸ Instituto Nacional de Estadística, 2020: 3.

Es por ello por lo que este proyecto propone como solución, la implantación de una generación distribuida controlable basada en el aprovechamiento de los residuos orgánicos, también denominados biomasa, para la generación de energía. De esta manera se soluciona tanto la problemática de la gestión de los residuos como la problemática de la generación de energía renovable controlable.

Para ello, se propone la utilización de la tecnología de gasificación por plasma. Esta tecnología es capaz, mediante temperaturas muy elevadas, de alcanzar la disociación completa de la materia orgánica sin apenas generar residuos. Al finalizar el proceso, se obtiene un gas –denominado gas síntesis o syngas– con una alta composición en hidrógeno; así mismo se obtiene una materia inerte vitrificada.

El hidrógeno resultante del proceso puede incluirse de manera directa en la generación de energía, bien utilizándolo como combustible en un ciclo combinado, o bien puede almacenarse para ser utilizado en el futuro para la generación de electricidad, como en pilas de combustible o utilizarse en motores de combustión.

Finalmente, se puede considerar que la finalidad de este proyecto consiste en buscar y desarrollar un sistema de valorización de residuos orgánicos que, sea capaz de resolver tanto la problemática de la gestión de residuos, como la de la generación de energía renovable controlable. Para ello, se realizará un análisis de la localización óptima para el proyecto, así como, un análisis de las distintas tecnologías de valorización de residuos orgánicos para elegir así, la opción que más se acondicione a las necesidades del proyecto.

1.2. Objetivos

El objetivo principal del proyecto es realizar un estudio acerca de la implantación de una microrred en la ciudad de Valladolid. Para ello, se realizará un análisis de las tecnologías de generación de energía renovables, así como de los sistemas de valorización de residuos eligiendo aquella que, sea capaz de generar tanto un impacto en la reducción en los vertidos de residuos, como en la generación de energía renovable. Encontrando así una fuente de generación renovable gestionable que, pueda ayudar a la microrred a disminuir su dependencia de la red de distribución.

Para este proyecto, se ha decidido ubicar la instalación en la ciudad de Valladolid, ciudad que genera una buena cantidad de residuos sólidos urbanos (RSU) debido a la dimensión de su población –300.000 habitantes–, así como los residuos agrícolas, ganaderos y forestales de los alrededores de la ciudad. De la misma forma, Valladolid cuenta con una gran cantidad de energías renovables de las que se puede disponer para la creación de la microrred.

Para alcanzar el cumplimiento de este objetivo principal, primero se han de satisfacer los siguientes objetivos:

- Estudio y comparación de las distintas tecnologías de valorización de residuos – incineración, pirólisis, digestión anaerobia, gasificación y gasificación por plasma–. Una vez realizado el estudio, se procederá a elegir el sistema de valorización más adecuado para el proyecto, en este caso, la tecnología seleccionada será la gasificación por plasma.

- Análisis y estudio de los distintos sistemas de generación de energía renovable que se encuentren en un radio inferior a 50km de la planta de gasificación para conformar así la microrred.
- Recopilación de los datos y realización de un análisis de la cantidad de residuos sólidos urbanos que terminan en el vertedero controlado de la ciudad de Valladolid. De la misma forma, se recogerá la información de los residuos agrarios y forestales generados en la ciudad y alrededores de Valladolid.
- Estudio del funcionamiento y los distintos elementos que conforman una planta de gasificación por plasma, así como los productos obtenidos a lo largo del proceso.
- Análisis de las distintas alternativas de generación de energía, introducción del syngas en los canales de distribución de gas natural, generación de electricidad mediante procesos de combustión interna y finalmente, el sistema elegido para este proyecto, el almacenamiento de la energía en pilas de combustible.
- Análisis y estudio de la viabilidad económica, técnica y logística de las fuentes de generación por separado. Incluyendo de la misma forma, un estudio de la viabilidad técnica y económica de las generaciones operando como conjunto -microrred-.

2. Estado del arte

En primer lugar, se debe señalar que el sistema eléctrico español sigue un modelo de generación centralizada, es decir, el sistema se basa en satisfacer la demanda gracias a grandes fuentes de generación, por lo general, localizadas lejos de consumidor. Además, está diseñada para tener un flujo unidireccional que va desde las centrales de generación hacia los consumos.

Esto hace que, al transportar la energía desde la generación hasta los consumos mediante un recorrido de larga distancias, se producen pérdidas en el transporte y distribución de la energía. La siguiente figura nos muestra las pérdidas que contabiliza el sistema eléctrico peninsular en el último año, los datos se han obtenido de los datos publicados por Red Eléctrica Española⁹.

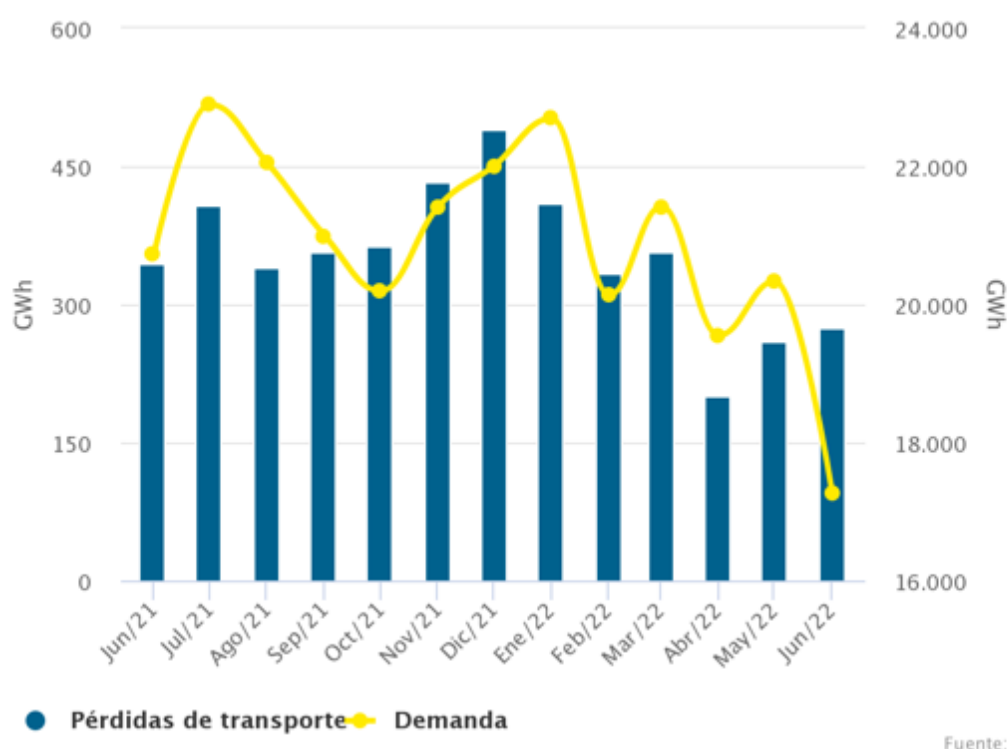


Figura 6: Comparativa de la demanda y las pérdidas en el sistema eléctrico español, fuente: REE

Como se puede observar en la Figura 6, el pico más alto de pérdidas por transporte se produjo en diciembre del año 2021, alcanzando un valor de 490 GWh. Teniendo en cuenta que, la demanda de energía ese mes fue de 22.007 GWh, lo que supone un 2,22% de pérdidas por transporte. Dado el grave problema energético que actualmente se está viviendo en España, se debería considerar reducir las pérdidas por transporte lo máximo posible.

Es por esto por lo que, el sistema eléctrico español está pasando actualmente por una reconfiguración que, le lleva a descentralizar la generación de energía, acercando así las centrales de generación a los consumos, mitigando con ello las pérdidas por transporte. Este tipo de generaciones se denominan “generaciones distribuidas” y, se centran en la generación de energía renovable.

⁹ Red Eléctrica Española, <https://www.ree.es/es>

2.1. Introducción a las microrredes

A continuación, este capítulo se centrará en realizar una introducción al sistema de generación distribuida inteligente, también conocido como *microrred*. Este sistema hace uso de fuentes de generación renovables que, normalmente, se localizan relativamente cerca de los lugares de consumo.

Como se ha comentado con anterioridad, las microrredes se presentan como una alternativa a las generaciones centralizadas que, además, al estar conformadas por sistemas de generación renovable, disminuyen las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) producidas y mejoran la eficiencia general del sistema. Además, las microrredes ofrecen una calidad de suministro superior y a un precio inferior ya que hace uso de energía renovable. De la misma forma, ofrece una independencia de la red de distribución superior que la que nos ofrece el sistema centralizado de generación. Así mismo, permite que los consumidores sean capaces de generar electricidad, cambiando así el flujo unidireccional por un flujo bidireccional.

Sin embargo, estas microrredes presentan un problema y es que, las tecnologías renovables más empleadas en España, la generación eólica y la generación fotovoltaica, son energías no gestionables. Esto hace que estas microrredes no vayan a ser capaces de abastecer la demanda energética debido a la aleatoriedad de las condiciones climatológicas de las que dependen tanto la energía solar como la energía eólica. Es por ello por lo que, en este trabajo se presenta una microrred que va a contar con una energía renovable gestionable. En este caso, el proyecto propone emplear tecnologías de producción y almacenamiento de hidrógeno mediante pilas de combustible, pilas que, serán empleadas como baterías para abastecer así, la demanda eléctrica.

Una vez resuelto el problema de la gestionabilidad de las tecnologías de energía renovables, al estar las microrredes conformadas por generadores distribuidos, tecnologías gestionable y equipos de almacenamiento, ofrecen la alternativa de autoabastecerse y funcionar en modo “isla”. De la misma forma, también ofrecen la posibilidad de operar estando conectado a la red de distribución principal, permitiendo así intercambios de energía entre ellos.

2.2. Ejemplos de microrredes en el mundo

En este capítulo se procederá a presentar diferentes ejemplos de microrredes existentes en diversas localidades geográficas.

2.2.1. Microrred de Hachinoche, Japón

Este tipo de instalación se origina en Japón en el año 2005 y ha sido definida en el artículo de Hermana y Menéndez Sánchez de la siguiente forma:

La microrred de Hachinohe, en la prefectura de Aomori, fue uno de los proyectos lanzados por el NEDO para el desarrollo de las redes eléctricas y las renovables. Fue una colaboración entre la ciudad de Hachinohe, el Instituto de Investigación de Mitsubishi⁹⁰ y la empresa Mitsubishi. La

microrred estuvo en funcionamiento entre octubre de 2005 y marzo de 2008, descontinuándose su operación por falta de fondos.¹⁰

En este caso, microrred estaba conformada por los siguientes componentes: generación eólica de 20kW, paneles fotovoltaicos que generaban 130kW –contaba con 3 paneles de 10kW y dos paneles de 50kW– y un banco de 100kW de baterías de plomo-ácido. De la misma forma, era parte esencial una depuradora que generaba biogás a partir de subproductos industriales; este biogás alimentaba tres turbinas, que en conjunto generaban 510 kW y también contaban con dos calderas para la generación de calor para la depuradora. La extensión de la microrred era en total de alrededor de 5km y estaba conectada a la red de distribución por un único punto.

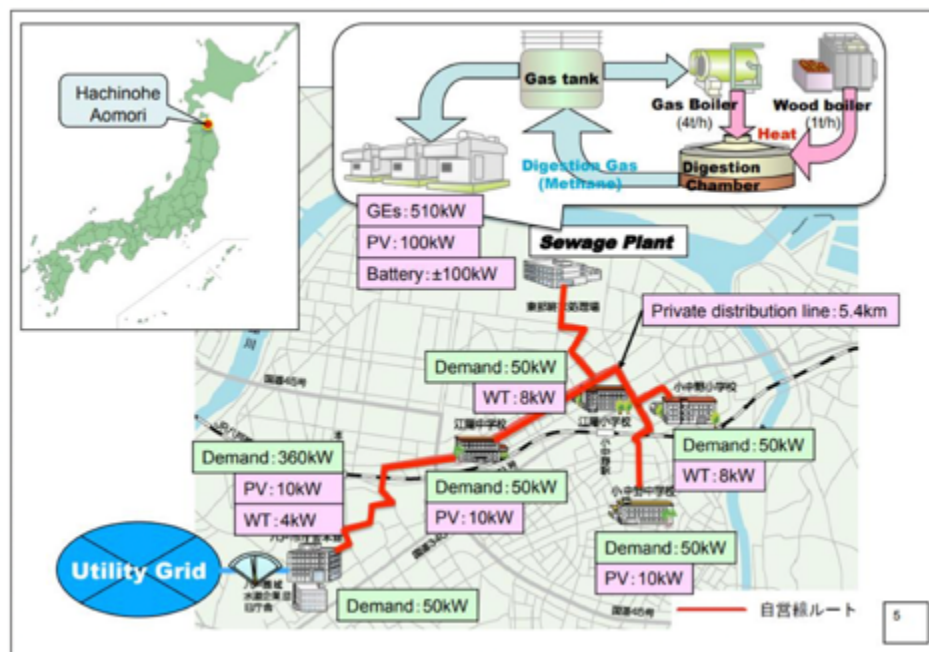


Figura 7: Esquema de la microrred de Hachinohe. Fuente Casos microrredes

2.2.2. Microrred del Zoo de San Diego, Estados Unidos

Esta microrred se localiza en Estados Unidos, más concretamente en San Diego. Fue una iniciativa llevada a cabo en 2012 entre el Zoo y la Ciudad Inteligente de San Diego. Este último es un proyecto público-privado llevado a cabo por la ciudad de San Diego y una variedad de empresas tecnológicas entre las que se pueden destacar General Electric y CleanTECH San Diego. El objetivo de este proyecto es situar a San Diego en la cima de las ciudades inteligentes del mundo.

La finalidad de la microrred de este proyecto es mejorar la eficiencia y la independencia energética, así como fomentar el uso del coche eléctrico. Está conformada por los siguientes elementos: diez módulos fotovoltaicos de 9kW cada uno y se encuentran localizados en el aparcamiento; con dos bancos de baterías de litio con un total de 100 kW/100 kWh y, finalmente, cinco puntos de recarga para vehículos eléctricos, los puntos de recarga son de 7kW.

¹⁰ Hermana, y Menéndez Sánchez, 2020: 78.

En cuanto al funcionamiento de los elementos que conforman esta microrred, Hermana, R.A. y Menéndez Sánchez, J.:

Los cinco cargadores dan servicio a diez plazas de aparcamiento y pueden ser alimentados por la batería durante las horas en las que no hay generación fotovoltaica suficiente. En general, la microrred funciona con un consumo de energía nulo de la red, ya que las baterías se ocupan de realizar el seguimiento de la demanda, además de capacitar a la microrred para el funcionamiento en isla. En el caso de que la generación exceda la demanda y las baterías estén completamente cargadas, la microrred inyecta energía a la red principal.¹¹



Figura 8: Paneles solares del Zoo de San Diego, Fuente: Smartgridsinfo

2.2.3. Microrred de la cárcel de Santa Rita, Estados Unidos

Este proyecto fue creado en California, Estados Unidos, a cargo del U.S DOE –Departamento de Energía de Estados Unidos– bajo el programa de *Smart Grid Program*. El proyecto tiene como peculiaridad que la microrred se encuentra en una cárcel en California. Inaugurada en 1989 y ahora es considerada como una de las cárceles con mayor eficiencia energética de los Estados Unidos: consta con unos 4500 presos y su pico de demanda es de unos 3MW.

Esta microrred está formada por los siguientes elementos: un sistema de paneles fotovoltaicos con una capacidad de generación de 1,5 MW, pilas de carbonato fundido con una capacidad de 1MW, además, estas pilas cuentan con un sistema que se encarga de la recuperación del calor desprendido y se emplea para calentar del agua de la cárcel, también cuentan con 2,3 kW de generación eólica. De la misma forma, la cárcel tiene un sistema de almacenamiento, en este caso baterías con capacidades de 2MW /4MWh, este sistema es el que permite a la prisión trabajar de manera autosuficiente. Al estar la

¹¹ Hermana, y Menéndez Sánchez, 2020: 78.

microrred en un lugar tan sensible y conflictivo como una prisión, el gobierno americano no puede arriesgarse a no satisfacer la demanda de la prisión en ningún momento, por lo que, cuentan con dos generadores diésel de emergencia de 1, 2 MW cada uno.

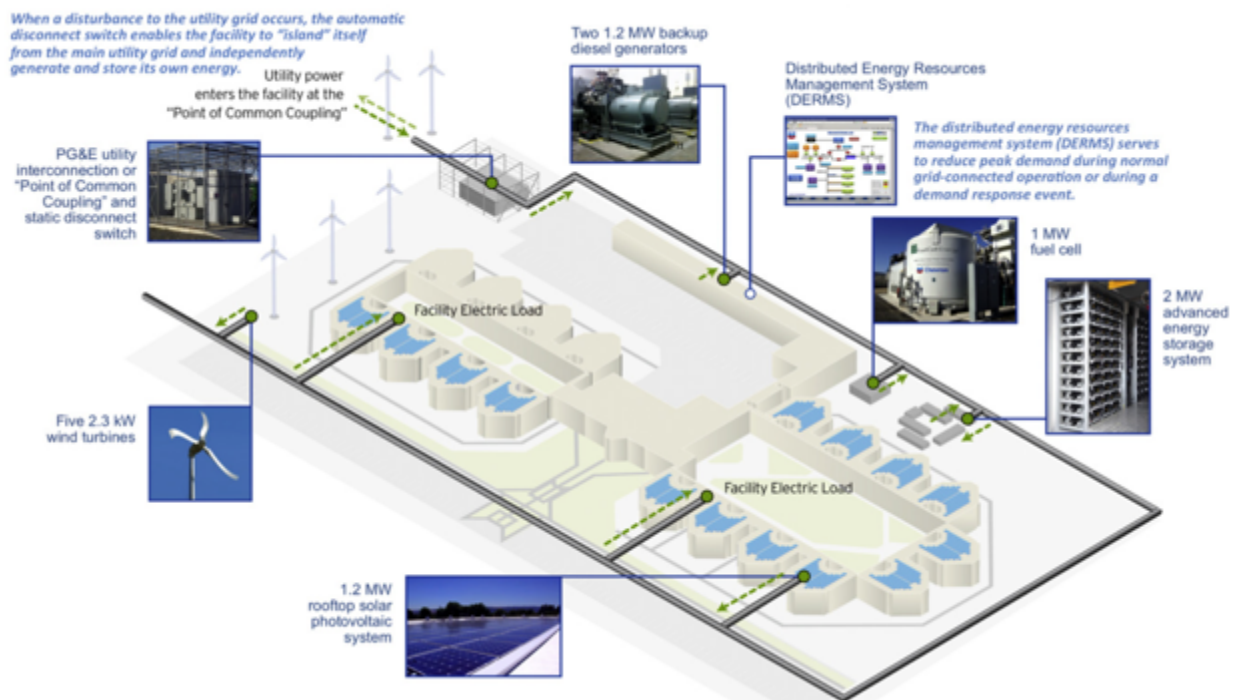


Figura 9: Distribución de la microrred de la cárcel de Santa Rita. Imagen de Hermana y Menéndez Sánchez, 2020: 70.

3. Emplazamiento del proyecto. Valladolid.

3.1. Características del emplazamiento

El proyecto que se desarrolla en las siguientes páginas, tiene como objetivo principal diseñar un sistema de generación distribuida. Para ello, se ha de buscar un emplazamiento que disponga de unas características determinadas para maximizar el impacto del proyecto. En primer lugar, la localización seleccionada ha de tener una fuente de generación considerable de Residuos Sólidos Urbanos (RSU). En 2020, el ciudadano español generó de media 455 kilogramos de RSU al año, es por ello por lo que para obtener una buena cantidad de ellos y reducir los costes de transporte, es recomendable tener una población de al menos unos 100.000 habitantes, en un radio de unos 50 kilómetros a la redonda de la instalación. Así mismo, se debe considerar si en los alrededores hay una buena cantidad de residuos agrícolas y/o forestales que carezcan de valorización en la actualidad.

Una opción de emplazamiento para el proyecto es la comunidad autónoma de Castilla León ya que se corresponde con las características anteriormente descritas: en cuanto a producción de residuos sólidos urbanos, están más o menos en la media de producción de residuos del habitante español.

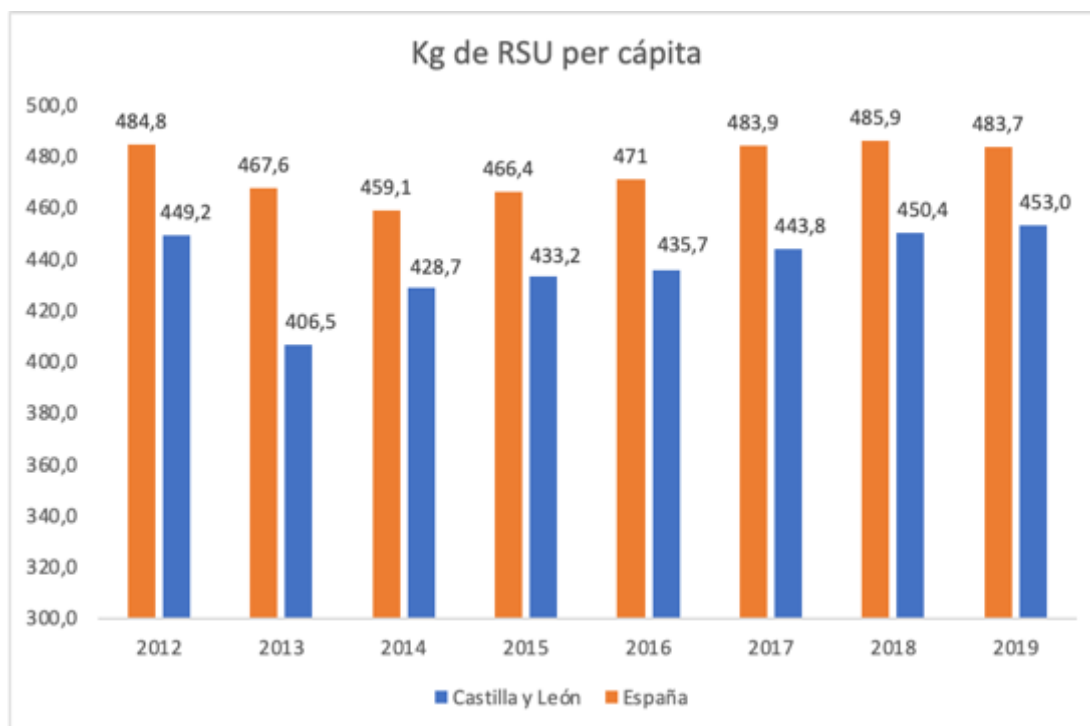


Figura 10: Kilogramos de RSU generados per cápita en España y en Castilla y León. Datos obtenidos de: INE. Gráfica de elaboración propia.

De la misma forma, ocho de las nueve provincias que hay en Castilla y León tienen más de 100.000 habitantes –siendo Soria la única provincia con menos de ese número, 94.646 habitantes– lo cual, como ya se ha comentado con anterioridad, es un requisito importante para el desarrollo del proyecto.

En cuanto a las actividades ganaderas y agrícolas, según el estudio realizado por la Confederación Española de Organizaciones Empresariales:

En Castilla y León, la producción agrícola representa el 46,3% de la Producción Final Agraria, frente al 47,4% que corresponde a la producción ganadera. En las provincias de Burgos, Soria y León el peso de la agricultura es superior al de la ganadería, mientras que en las provincias de Salamanca, Zamora, Segovia y Ávila predomina el sector ganadero; en el caso de Valladolid y Palencia, existe un equilibrio entre ambas actividades. La superficie de las tierras de cultivo asciende a 3.575.958 ha (un 38% de la superficie total de la Comunidad).¹²

Como se puede ver, estas actividades generan una gran cantidad de residuos orgánicos que pueden ser aprovechados para la generación de hidrógeno en el proceso de gasificación por plasma.

¹² Confederación Española de Organizaciones Empresariales, 2020.

Otra característica importante que debe tener el emplazamiento es que, en los alrededores de la instalación se disponga de diversas tecnologías de generación de energía renovable para poder incluirlas en la microrred. En la nota de prensa de la Red Eléctrica de España¹³, se comenta lo siguiente:

Castilla y León cerró 2020 siendo la comunidad autónoma donde más energía renovable se genera de nuestro país: De los 25.424 GWh producidos en Castilla y León durante este año, el 87 % tuvieron su origen en fuentes de energía basados en recursos naturales e inagotables como el viento, el agua o el sol, siendo la eólica la tecnología líder al aportar el 49,5 % del total, según los datos recogidos en el Avance del informe del sistema eléctrico español 2020 (...)

Como se puede ver, Castilla y León es un lugar idóneo para la localización de una microrred debido a su gran potencial de generación de energía renovable, siendo líder en la producción nacional de este tipo de energía.

Finalmente, la ubicación elegida para el proyecto es la ciudad de Valladolid debido a que cumple de manera más que suficiente los criterios descritos con anterioridad. La población de la ciudad de Valladolid es de 298.866 habitantes, tiene actividad agrícola y ganadera, de los cuales se pueden obtener residuos orgánicos y en cuanto a la posibilidad de obtener residuos forestales, según los datos proporcionados en el *Cuarto Inventario Forestal Nacional*:

En Valladolid el 20% de la superficie corresponde al uso forestal, cifra inferior en 35 puntos a la media del territorio español. Porcentaje superior corresponde al uso agrícola que ocupa, en cambio, una proporción del territorio 33 puntos superior a la media, con cerca del 75%. El uso artificial es superior al valor de la media nacional, suponiendo casi el 5% del territorio.

*De las casi 165.000 hectáreas que ocupa el uso forestal, el 81% son monte arbolado, compuesto en su gran mayoría por bosques con más del 20% de fracción de cabida cubierta (...).*¹⁴

En cuanto a las fuentes de energía renovables, Valladolid cuenta con un elevado número de potencia instalada, en cuanto a la energía eólica, Energía de Castilla y León¹⁵ comenta lo siguiente:

Curiosamente, es la provincia de Valladolid la que cuenta con parques eólicos de mayor capacidad, con una media por parque de 36,7 Mw seguida de Segovia con 31 Mw por parque. Soria con 29,4 Mw por parque, Burgos con 263 Mw, Salamanca con 26,2 Mw, León con 24,4 Mw, Palencia con 19,1 Mw, Zamora con 189 Mw y por último Ávila con 16,25 Mw por parque.

Es por todo esto por lo que, Valladolid es una provincia idónea para la localización del proyecto.

¹³ Red Eléctrica de España, 2021:1.

¹⁴ Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021: 7.

¹⁵ Energía de Castilla y León, 2019: 1.

3.2. Residuos aprovechables en la ciudad y alrededores de Valladolid

A continuación, se va a llevar a cabo un análisis de los distintos tipos de residuos que se pueden obtener en Valladolid y en sus alrededores, para utilizarlos como combustible en el proceso de gasificación por plasma. Dichos residuos al provenir de actividades distintas han de ser gestionados y tratados de formas específicas, es por esto por lo que es importante diferenciar los tipos de residuos. En el caso de Valladolid y de este proyecto, distinguiremos entre los residuos sólidos urbanos (RSU), los residuos agrícolas y ganaderos, y los residuos forestales.

3.2.1. Residuos sólidos urbanos

Los residuos sólidos urbanos son aquellos generados en las zonas de influencia o en los núcleos urbanos. Este grupo está compuesto por: los residuos orgánicos –aquellos que son biodegradables como los alimentos o residuos de plantas–, así como el papel, cartón, madera y materiales inorgánicos –como vidrio, plástico, envases y metales–. De la misma forma, se incluyen los residuos recogidos a domicilio y los recogidos en zonas de punto limpio –aparatos electrónicos, aceites, pilas y ropa–.

En el caso de Valladolid, los residuos son enviados al vertedero controlado de la ciudad. Según los datos proporcionados por el vertedero de Valladolid, en 2020 llegaron 189.959 toneladas de residuos y en 2019 189.387 toneladas. Teniendo en cuenta las poblaciones del municipio de Valladolid, en 2020 –520.549 habitantes– y 2019 –519.546 habitantes–, obtenemos una media de 364,9kg de RSU per cápita y 364,5kg de RSU per cápita respectivamente, lo cual es algo inferior a la media española que ronda en torno a los 455 kg de RSU per cápita.

Como para la realización de este proyecto nos son de especial interés los residuos orgánicos que llegan al vertedero, en la siguiente tabla se ha hecho una distinción entre la cantidad de residuos orgánicos y las podas que llegaron de manera mensual al vertedero durante los años 2019¹⁶ y 2020¹⁷. La materia orgánica tiene un poder calorífico interno de 3000kcal/kg.

	2019			2020		
	Orgánico 2019	Podas 2019	TOTAL 2019	Orgánico 2020	Podas 2020	TOTAL 2020
Enero	3.315.700	100.300	3.416.000	3.309.460	64.940	3.374.400
Febrero	2.927.020	80.560	3.007.580	3.116.460	86.840	3.203.300
Marzo	3.164.160	66.960	3.231.120	3.195.720	35.100	3.230.820
Abril	3.073.600	42.340	3.115.940	2.929.500	32.240	2.961.740
Mayo	3.353.540	61.880	3.415.420	3.165.500	51.140	3.216.640
Junio	3.148.040	79.000	3.227.040	3.112.280	94.920	3.207.200
Julio	3.232.180	163.960	3.396.140	2.966.780	88.980	3.055.760
Agosto	2.910.510	74.860	2.985.370	2.826.600	90.460	2.917.060
Septiembre	3.185.240	128.880	3.314.120	3.056.100	105.220	3.161.320
Octubre	3.486.030	90.060	3.576.090	3.060.500	154.940	3.215.440
Noviembre	3.138.660	47.600	3.186.260	2.922.080	104.980	3.027.060
Diciembre	3.287.020	34.960	3.321.980	3.091.980	78.920	3.170.900
TOTAL	38.221.700	971.360	39.193.060	36.752.960	988.680	37.741.640

Tabla 3: Kilogramos de residuos orgánicos en el vertedero de Valladolid, elaboración propia

¹⁶ Ayuntamiento de Valladolid, 2021: 180.

¹⁷ Ayuntamiento de Valladolid, 2021: 194.

Aunque la materia orgánica sea de especial interés, para la realización de este proyecto de gasificación, será aprovechados la totalidad de residuos que se consideren no reciclables. En la siguiente Gráfica podemos ver la cantidad de residuos que llegan al vertedero controlado de Valladolid.



Figura 11: Gráfica de los de residuos que llegan al CTR de Valladolid. Datos de vertedero controlado de Valladolid, Gráfica de elaboración propia.

En la siguiente tabla se presenta de manera más desglosada la entrada de RSU en el año 2020 en el vertedero controlado de Valladolid. Para la realización de la tabla se ha hecho uso de los datos proporcionados en el Informe¹⁸.

Vertedero CTR Valladolid 2020	RSU (kg)
Enero	15.401.180
Febrero	14.907.220
Marzo	15.154.340
Abril	14.348.720
Mayo	16.012.740
Junio	17.047.340
Julio	17.073.020
Agosto	16.553.500
Septiembre	16.529.100
Octubre	16.290.340
Noviembre	15.184.340
Diciembre	15.457.960
TOTAL	189.959.800

Tabla 4: Tabla con la llegada de RSU al vertedero de Valladolid en 2020, elaboración propia

¹⁸ Ayuntamiento de Valladolid, 2021: 194

Sin embargo, debemos considerar que de todos de los residuos que llegan al vertedero, no es valorizable la totalidad de su composición. Por ello, debemos utilizar tan solo la fracción orgánica de los RSU.

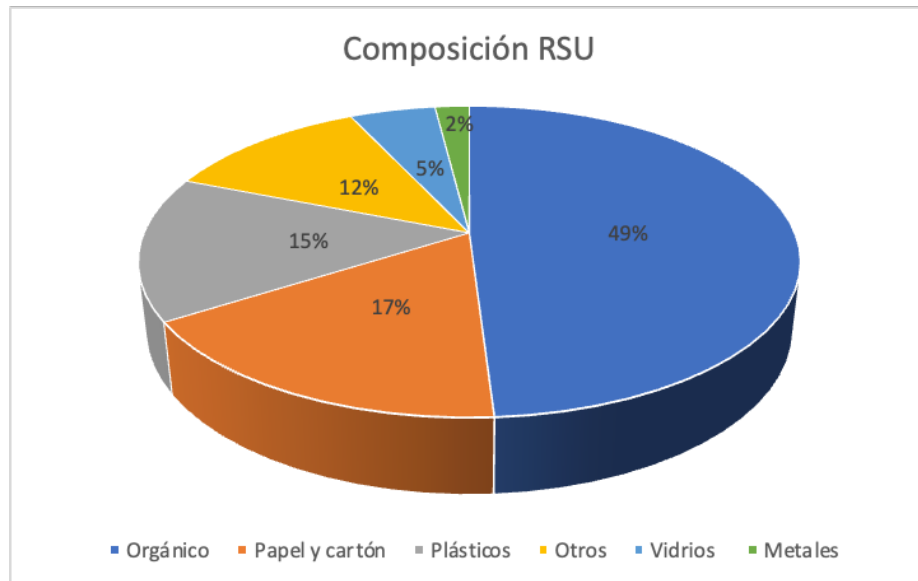


Figura 12: Gráfica Composición residuos orgánicos, elaboración propia.

J.M Soria Tonda considera respecto al poder calorífico interno de los RSU lo siguiente:

(...) el PCI puede oscilar entre las 1200 y las 1800 Kcal/kg de los residuos urbanos brutos, entre 1800 y 3500 Kcal/Kg para los rechazos de tratamientos alternativos (...).¹⁹

Para el cálculo de la energía que se puede obtener de dichos residuos, utilizaremos como valor medio 3000 Kcal/kg. Asumiendo que en 2022 se producirán cantidades similares de residuos sólidos urbanos orgánicos que en los años 2019 y 2020 - en torno a 190.000 toneladas- y sin considerar ningún tipo de pérdida y de rendimientos en los procesos, la energía que se podría obtener al año sería:

$$190.000 \frac{Tn}{año} * \frac{49kg}{100kg} * 1000 \frac{kg}{Tn} * 3000 \frac{Kcal}{kg} = 279.300 \frac{Gcal}{año}$$

Teniendo en cuenta que la planta trabajaría los 365 días del año- un año tiene 8760 horas- y que 1.000.000 Kcal/h son 1,163 MW

$$279.300 \frac{Gcal}{año} * \frac{1 año}{8760h} = 31,88 \frac{Gcal}{h}$$

$$31.880.000 \frac{kcal}{h} * \frac{1,163 MW}{1.000.000 \frac{kcal}{h}} = 37,07 MW$$

Se podrían generar 37,07 MW a partir de los residuos sólidos urbanos.

¹⁹ Soria Tonda, 2003: 181.

3.2.2. Residuos agrícolas y ganaderos

Como se ha comentado con anterioridad, la actividad ganadera y agrícola tienen un peso muy importante en Castilla y León y los residuos de dichas actividades tienen un potencial de valorización muy elevado, es por ello por lo que el aprovechamiento de estos residuos puede resultar crítico para el éxito del proyecto:

La superficie de las tierras de cultivo asciende a 3.575.958 ha (un 38% de la superficie total de la Comunidad). Un 80% de esta superficie se dedica a los cultivos herbáceos, un 2,7% a los cultivos leñosos y el resto a barbechos y tierras no ocupadas. El regadío supone aproximadamente un 16 % de la superficie cultivable (579.000 ha).

*De la superficie dedicada a los cultivos herbáceos los cereales para grano ocupan el 71,9% (más de 2 millones de ha). Destacan el trigo blando y la cebada. Castilla y León es la región con más superficie de cultivo de cereales de España. (...).*²⁰

*La posición que ocupa la ganadería de Castilla y León en el conjunto del país se puede inferir de las siguientes cifras: es la primera productora de ganado bovino, con 1,46 millones de cabezas (22 % del censo español), ocupa el segundo lugar en el censo de cabaña porcina, con 4,2 millones de cabezas (14 % del censo nacional) y se sitúa en el tercer puesto en el censo nacional de producción ovina, con 2,7 millones de cabezas (17% del censo).*²¹

El peso del cultivo de cereales en Castilla y León es muy importante, del 89,75% de superficie utilizada para cultivo herbáceo, se emplea en cultivo de cereales, en especial trigo y cebada. En cuanto al cultivo de cereales hay que tener en cuenta la estacionalidad de cada cereal, ya que se cultiva y se recoge en épocas distintas dependiendo de sus características. Esto implica que la disponibilidad de los residuos provenientes de estos cultivos dependerá de la época de recolecta. Los residuos asociados a dichos cultivos son principalmente paja, hojas y tallos.

Cada cultivo tiene una tasa de generación de residuos distinta debido a la variedad de cereal utilizado y debido al sistema de cultivo empleado- secano o regadío-. El trigo y la cebada generan entre 0,6 y 1,3 kg de residuos por kg de producto obtenido, para la realización de este proyecto consideraremos que por cada kg de cereal obtenido se generan 0,8 kg de residuos, esto implica que en torno al 40% del producto obtenidos tras la recolecta son residuos. Debido a que, los cultivos en su mayoría son de trigo y de cebada, asemejaremos la cantidad de residuos generados por kilo de producto obtenido del resto de cereales al valor del éstos.

A continuación, se presentará una tabla con la distribución de hectáreas y cantidad de cultivo en la provincia de Valladolid en el año 2019.

²⁰ Confederación Española de Organizaciones Empresariales 2020: 9.

²¹ Confederación Española de Organizaciones Empresariales 2020: 11.

Distribución de producción provincial 2019 (ha) y (Tn)	Valladolid(ha)	Valladolid (Tn)	Valladolid (kg/ha)
CEREALES DE INVIERNO			
Trigo duro	1.243	4.356	3.504
Trigo semiduro y blando	99.141	206.203	2.080
TRIGO TOTAL	100.384	210.559	2.098
Cebada de 6 carreras	1.850	4.707	2.545
Cebada de 2 carreras	184.161	473.750	2.572
CEBADA TOTAL	186.011	478.458	2.572
Avena	3.755	4.138	1.102
Centeno	7.886	8.722	1.106
Triticale	2.506	5.984	2.388
CEREALES DE PRIMAVERA			
Maíz	5.297	66.032	12.466
Sorgo	90	272	3.022
OTROS CEREALES	330	907	2.748
TOTAL CEREALES	306.259	775.071	2.531

Tabla 5: Distribución provincial de la producción de cereales en 2019, datos de Estadísticas agrícolas, elaboración propia.

Tal y como se comentado con anterioridad, el 40% de la recolecta acabará siendo residuo orgánico, obteniendo en torno a 300.000 toneladas de residuos. De la misma forma, esos residuos en la actualidad son valorizados de diversas maneras. Uno de los residuos más obtenidos es la paja que, con frecuencia es utilizada como alimento para la ganadería; aunque también otro uso notable que se le da a este residuo es como combustible. Por ello parece razonable considerar que, de las 300.000 toneladas de residuos obtenidas, podríamos contar con en torno al 10 -15% para nuestro proyecto, es decir, unas 45.000 toneladas.

Teniendo en cuenta que, la paja uno de los residuos más abundantes, utilizaremos el PCI de la paja de cereal, cuyo PCI es de 3100 Kcal/kg, la energía que se podría obtener al año de dichos residuos es:

$$45.000 \frac{Tn}{año} * 1000 \frac{kg}{Tn} * 3100 \frac{Kcal}{kg} = 139.500 \frac{Gcal}{año}$$

Si consideramos que la planta trabajaría los 365 días del año- un año tiene 8760 horas- y que 1.000.000 Kcal/h son 1,163 MW.

$$139.500 \frac{Gcal}{año} * \frac{1 año}{8760h} = 15,92 \frac{Gcal}{h}$$

$$15.924.657,5 \frac{kcal}{h} * \frac{1,163 MW}{1.000.000 \frac{kcal}{h}} = 18,54 MW$$

Por tanto, se podrían generar 18,54 MW a partir de los residuos agrícolas.

No obstante, el cultivo de estos cereales no es constante, sino que es estacional. Cada cereal tiene unos meses en concretos en los que se siembran y otros en los que se realiza la recolecta. Esto hace que, durante unos meses determinados del año, no haya residuos procedentes del cultivo de cereales, así como que durante unos pocos meses se obtengan una gran cantidad de residuos.

La forma más sencilla de lidiar con este problema es almacenar esos residuos y repartirlos de manera equitativa a lo largo de los meses, para que la capacidad de la planta no se vea afectada por grandes variaciones en las cantidades de los residuos. En la siguiente tabla se representan los distintos tipos de cereal y los meses de cosecha que les corresponden. De la misma forma, aparece la cantidad de residuos que obtendríamos al mes teniendo en cuenta que, de la totalidad del cereal cosechado el 40% es residuo y que, de esos residuos obtendremos aproximadamente el 15% como se ha comentado con anterioridad.

Cereales	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOTAL
Trigo duro							100%						1
Trigo semiduro							100%						1
Cebada de 6 carreras						100%							1
Cebada de 2 carreras					50%		50%						1
Avena							100%						1
Centeno							100%						1
Triticale							100%						1
Maiz	20%										10%	70%	1
Sorgo									100%				1
Toneladas de Residuos	792	0	0	0	14.213	282	27.977	0	16	0	396	2.773	46.450

Tabla 6: Meses de cosecha y residuos obtenidos, elaboración propia.

Como se puede observar, de la cosecha de cereales obtendríamos 46.450 toneladas de residuos orgánicos repartidos de forma irregular a lo largo de los meses, siendo julio el mes en el que más residuos son recolectados. Por ello, la idea que se propone es repartir los residuos de manera en que se ajuste la cantidad de residuos mensuales de manera equitativa entre los 12 meses, es decir, incluir más o menos residuos de cereales en función del resto de residuos que lleguen a la planta de gasificación, de esta forma, se consigue normalizar y facilitar el proceso de dimensionamiento de la planta.

En cuanto al cultivo de hortalizas y frutales, cada producto tiene un porcentaje de aprovechamiento de la materia prima, dependiendo de la composición del producto y de las partes utilizadas en los procesos de transformación y adecuación de la materia prima en alimento apto para el consumo. En la siguiente tabla se hace un desglose de las toneladas cultivadas de hortalizas y de frutales y los residuos generados por cada producto cultivado en Valladolid en la campaña de cultivo de 2019.

Campaña de cultivos 2018/2019	Toneladas cultivadas en Valladolid	% Residuos totales	Toneladas de residuos totales
Repollo	810,00	12%	97,20
Espárrago	340,00	12%	40,80
Lechuga total	540,00	12%	64,80
Sandía	61,00	12%	7,32
Melón	207,00	12%	24,84
Tomate verano	266,00	15%	39,90
Pimiento total	161,00	53%	85,33
Alcachofa	1,00	60%	0,60
Coliflor	100,00	12%	12,00
Ajo	11.520,00	17%	1.958,40
Cebolla grano y medio	25.850,00	28%	7.238,00
Judías verdes	2.040,00	28%	571,20
Guisantes verdes	9.100,00	12%	1.092,00
Endivias	2.750,00	12%	330,00
Espinacas	6.798,00	13%	883,74
Calabaza	5.825,00	12%	699,00
Calabacín	23,00	12%	2,76
Zanahoria	94.500,00	12%	11.340,00
Nabo	90,00	12%	10,80
Puerro	7.200,00	47%	3.384,00
Manzanas de mesa	204,00	50%	102,00
Pera total	2,00	43%	0,86
Albaricoque	1,00	25%	0,25
Cereza y guinda	1,00	50%	0,50
Nuez	400,00	50%	200,00
Almendra	221,00	50%	110,50
Uva de mesa	13,00	50%	6,50
TOTAL	169.024,00	27%	28.303,30

Tabla 7: Estimación de la generación de residuos procedentes de la transformación de frutas y hortalizas en Valladolid, datos de CEOE 2020, elaboración propia.

Como se puede observar, se estimó que se podrían generar 28.303,3 toneladas de residuos orgánicos debido a la transformación de frutas y hortalizas. Aunque estos cultivos también tengan cierta estacionalidad ²², al tener una mayor variedad de productos, por simplificar el cálculo, se considerará que se obtienen la misma cantidad de residuos cada mes.

Al ser la totalidad del residuo materia orgánica, consideraremos que el PCI de los residuos es de 3000 Kcal/kg.

$$28.300 \frac{Tn}{año} * 1000 \frac{kg}{Tn} * 3000 \frac{Kcal}{kg} = 84.900 \frac{Gcal}{año}$$

Teniendo en cuenta que la planta trabajaría los 365 días del año- un año tiene 8760 horas- y que 1.000.000 Kcal/h son 1,163 MW

$$84.900 \frac{Gcal}{año} * \frac{1 año}{8760h} = 9,7 \frac{Gcal}{h}$$

$$9.700.000 \frac{kcal}{h} * \frac{1,163 MW}{1.000.000 \frac{kcal}{h}} = 11,27 MW$$

Se podrían obtener 11, 27 MW a partir de los cultivos de hortalizas y frutales.

El sector de la ganadería juega un papel importante en la comunidad autónoma de Castilla y León. En la siguiente tabla se presentan los datos de los distintos animales sacrificados en mataderos en Valladolid en 2019. En la tabla se habla de toneladas de canal, esto según R. Robaina refiere a: (...) *el cuerpo del animal sacrificado, sangrado, desollado, eviscerado, sin cabeza ni extremidades. La canal es el producto primario; es un paso intermedio en la producción de carne, que es el producto terminado.*²³

Ganadería 2019	Toneladas de canal Valladolid	Residuos Valladolid
Bovino	29.626	2.370
Ovino	7.798	1.037
Caprino	105	14
Porcino	1.690	110
Equino	0	0
Aves	0	0
Conejos	0	0
TOTAL	39.219	3.531

Tabla 8: Tabla con las toneladas de residuos orgánicos en mataderos en Valladolid en 2019, elaboración propia con información de CEOE 2020.

²² La estacionalidad de las hortalizas y frutales suele ser de varios meses y alguna variedad se produce durante todo el año.

²³ Robaina, R. 2012: 2.

Con estos residuos se realizará la misma suposición que con los residuos provenientes de los cultivos de hortaliza y de frutales, es decir, la producción total de residuos se dividirá de manera equitativa entre todos los meses. En este caso serían 294,25 toneladas de residuos al mes.

Al ser la totalidad del residuo materia orgánica, consideraremos que el PCI de los residuos es de 3000 Kcal/kg.

$$3.531 \frac{Tn}{año} * 1000 \frac{kg}{Tn} * 3000 \frac{Kcal}{kg} = 10.593 \frac{Gcal}{año}$$

Teniendo en cuenta que la planta trabajaría los 365 días del año- un año tiene 8760 horas- y que 1.000.000 Kcal/h son 1,163 MW

$$10.593 \frac{Gcal}{año} * \frac{1 año}{8760h} = 1,209 \frac{Gcal}{h}$$

$$1.209.000 \frac{kcal}{h} * \frac{1,163 MW}{1.000.000 \frac{kcal}{h}} = 1,406 MW$$

Se obtendrían 1,406 MW a partir de los residuos ganaderos.

3.2.3. Residuos forestales

Para el análisis de los residuos forestales, se hará principalmente uso de la información facilitada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Según los datos presentados el, el 20% del suelo vallisoletano –en torno a 165.000 hectáreas– se corresponde a uso forestal, eso es ciertamente inferior a la media nacional ya que, el 55% de la superficie nacional se corresponde con terreno forestal. De esas 165.000 hectáreas, el 81% se corresponde con superficie arbolada y el 19% restante se considera monte desarbolado:

(...) se considera que una superficie es arbolada cuando las especies arbóreas existentes en la misma se presentan al menos con una fracción de cabida cubierta (F.c.c.) del 10%. ²⁴

Si nos centramos en la titularidad de dicha superficie, en torno al 72% de la superficie es propiedad privada y el 28% restante es propiedad pública. Dentro de la propiedad pública, casi el 26% se corresponden con territorios de carácter demanial, es decir, terrenos de uso público sometidos al uso general o público y para el disfrute colectivo. Finalmente, el 2% restante se trata de patrimonio perteneciente al Estado.

²⁴ Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021: 9.

En cuanto a la composición del espacio forestal de Valladolid, podemos hacer una distinción entre las formaciones arbóreas y las formaciones arbustivas –más comúnmente conocidas como matorrales–. Estas últimas, se encontrarán tanto en la superficie arbolada como en la considerada monte desarbolado. Según el informe presentado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, las distintas especies arboleas en las 133.000 hectáreas de superficie arbolada de Valladolid se encuentran distribuidas de la siguiente manera.

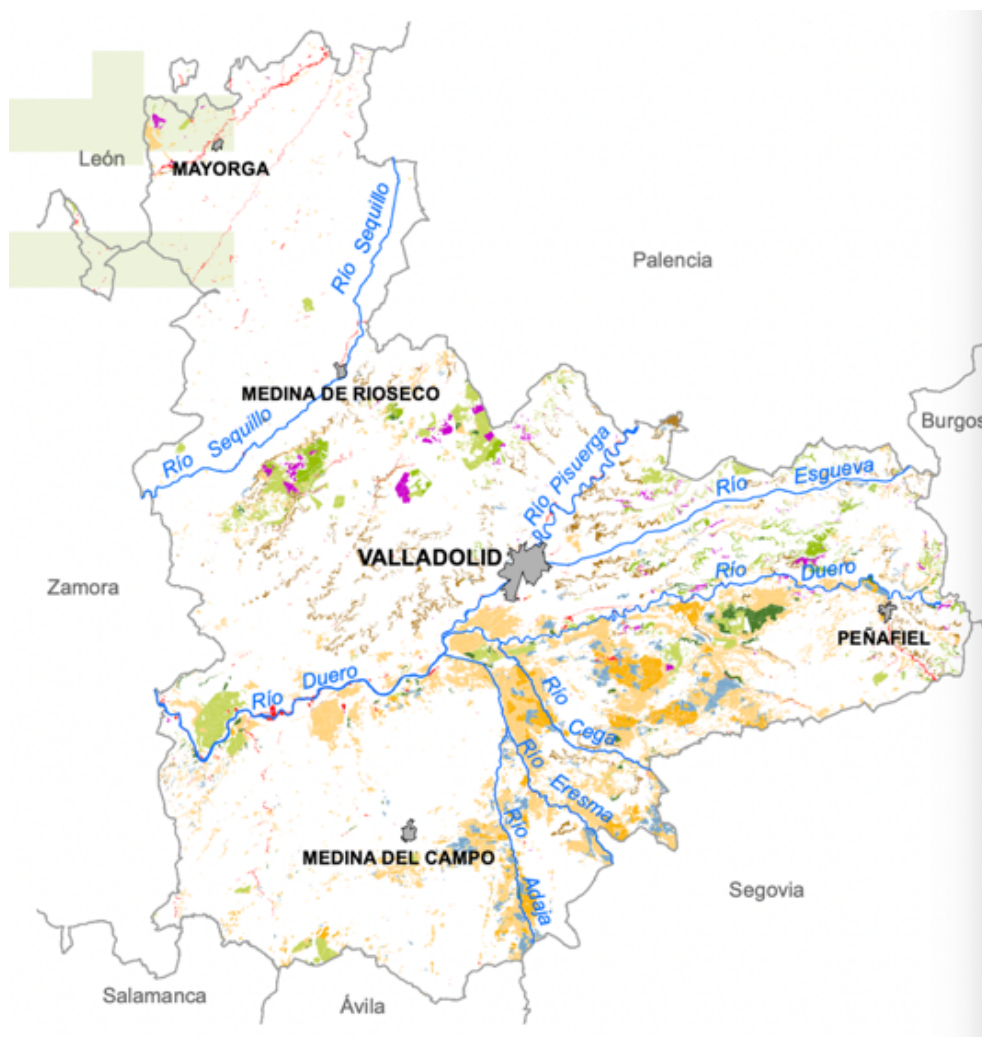


Figura 13: Mapa de las distintas formaciones arbóreas de Valladolid. Imagen de: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021: 14.

FORMACIONES FORESTALES ARBOLADAS	SUPERFICIE		Nº DE PARCELAS DE CAMPO
	(ha)	(%)	
● Pinares de pino piñonero (<i>Pinus pinea</i>)	60.834,24	45,63	256
● Pinares de <i>Pinus pinaster</i>	12.881,86	9,66	97
● Pinares de pino carrasco (<i>Pinus halepensis</i>)	10.575,32	7,93	49
Masas dominadas por coníferas autóctonas	84.291,42	63,22	402
● Encinares (<i>Quercus ilex</i>)	18.154,85	13,62	85
● Quejigares de <i>Quercus faginea</i>	6.479,40	4,86	47
Masas dominadas por frondosas autóctonas	24.634,25	18,48	132
● Mezcla de <i>Pinus pinea</i> y otras coníferas autóctonas	10.620,35	7,97	35
Mezclas de coníferas autóctonas	10.620,35	7,97	35
● Mezcla de <i>Pinus pinea</i> y <i>Quercus ilex</i>	4.296,68	3,22	29
Mezclas de coníferas y frondosas autóctonas	4.296,68	3,22	29
● Mezcla de <i>Quercus ilex</i> y <i>Quercus faginea</i>	3.639,38	2,73	27
Mezclas de frondosas autóctonas	3.639,38	2,73	27
● Bosques ribereños y choperas	5.852,53	4,38	40
Riberas	5.852,53	4,38	40
Total*	133.334,61	100,00	665

Tabla 9: Tabla de las distintas formaciones arbóreas de Valladolid. Imagen de: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021: 15.

Como se puede observar en la Tabla 9, predominan las formaciones de coníferas, abarcando en torno al 75% de la superficie arbórea vallisoletana –teniendo en cuenta que, un 63% se corresponde a las masas dominadas por las coníferas autóctonas y el 12% restante se corresponde con mezcla de coníferas–. De la misma forma cabe destacar que, las masas frondosas son la siguiente formación más común con un 21%–un 18,5% está compuesto por Encinares y Quejigares y el 4% restante por una mezcla de frondosas autóctonas– y el 4% restante se corresponde con bosques ribereños y choperas.

Lo que respecta a las formaciones forestales arbustivas, debemos diferenciar entre las que se encuentran bajo cubierta arbórea y las que se encuentran en la superficie desarbolada. En la superficie con formaciones arbóreas cabe destacar que en torno al 70% está compuesto por matorrales de labiadas, tomillares y matorrales de leguminosas. En cuanto a la superficie desarbolada, el 60% está compuesto por herbazal o pastizal mientras que, los matorrales de labiadas y tomillares solo componen el 27% de dicha superficie.

Así mismo, las distintas especies arbustivas se encuentran distribuidas de la siguiente manera en el territorio vallisoletano.

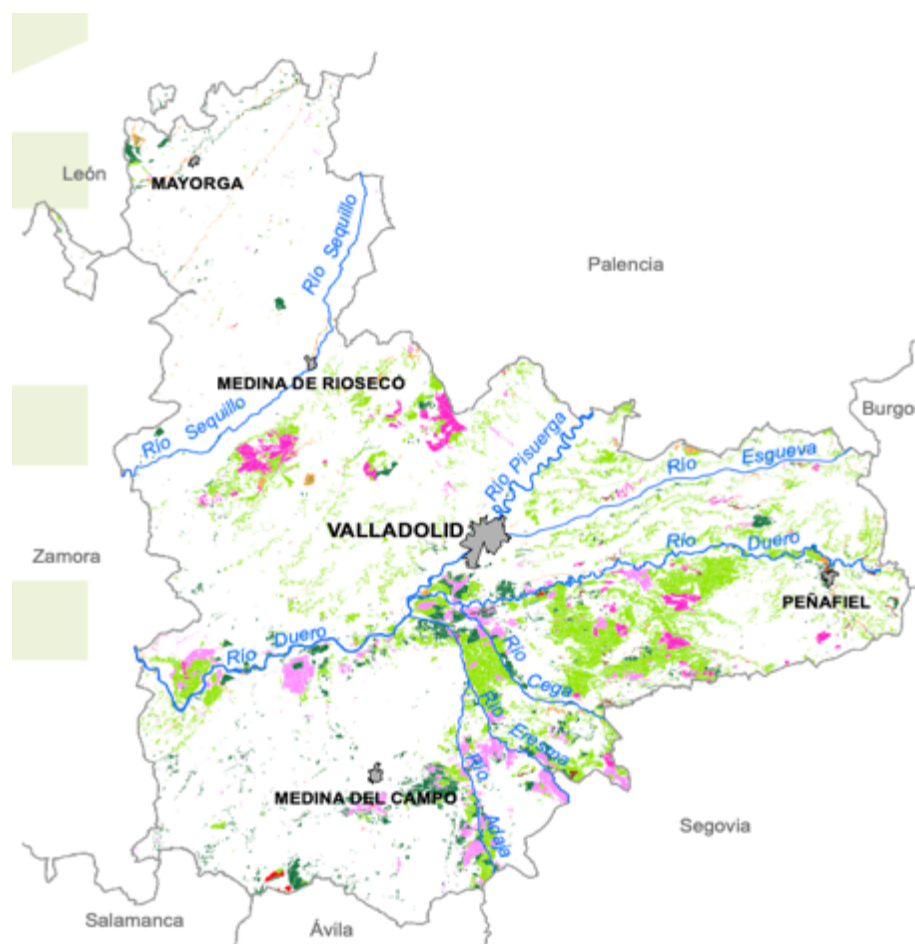


Figura 14: Mapa de las formaciones arbustivas bajo la cubierta arbórea de Valladolid. Imagen de: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021: 26.

FORMACIONES FORESTALES ARBUSTIVAS BAJO CUBIERTA ARBÓREA	SUPERFICIE	
	(ha)	(%)
● Mezcla de matorrales de labiadas y "tomillares" (incluyendo estepas leñosas, pastizales leñosos y afines)	76.081,61	56,98
● Mezcla de matorrales de leguminosas retamoideas	16.111,48	12,07
● Jarales y matorrales de Cistáceas	10.168,68	7,62
● Setos, orlas, bardas, salcedas, galerías arbustivas etc., en disposición frecuentemente lineal	5.860,27	4,39
● Otras formaciones arbustivas	1.095,93	0,82
● Herbazal y/o pastizal	23.697,58	17,75
● Superficie con escasa o nula vegetación	500,45	0,37
Total forestal arbolado	133.516,00	100,00

Tabla 10: Tabla de las formaciones arbustivas bajo la cubierta arbórea de Valladolid. Imagen de: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021:26.

Según las estimaciones realizadas en el Cuarto Inventario Forestal Nacional de Valladolid, la superficie forestal vallisoletana cuenta con casi 8,4 millones de toneladas de biomasa. En la tabla que se muestra a continuación se desglosa de manera más detallada el origen de dicha biomasa:

FORMACIONES FORESTALES ARBOLADAS	BIOMASA ARBÓREA (t)			FIJACIÓN DE CARBONO (t)		
	Radical	Aérea	Total	Radical	Aérea	Total
Pinares de pino piñonero (<i>Pinus pinea</i>)	1.033.681	3.169.564	4.203.244	516.839	1.584.783	2.101.623
Encinares (<i>Quercus ilex</i>)	357.547	569.788	927.335	178.774	284.894	463.668
Pinares de <i>Pinus pinaster</i>	190.788	621.698	812.486	95.394	310.849	406.243
Mezcla de <i>Pinus pinea</i> y otras coníferas autóctonas	166.232	544.279	710.511	83.116	272.139	355.255
Bosques ribereños y choperas	190.253	468.336	658.589	95.126	234.168	329.294
Pinares de pino carrasco (<i>Pinus halepensis</i>)	97.904	231.972	329.877	48.952	115.986	164.938
Quejigares de <i>Quercus faginea</i>	79.793	178.063	257.856	39.897	89.032	128.928
Mezcla de <i>Pinus pinea</i> y <i>Quercus ilex</i>	73.175	179.661	252.836	36.588	89.830	126.418
Mezcla de <i>Quercus ilex</i> y <i>Q. faginea</i>	83.981	140.387	224.368	41.991	70.193	112.184
Total	2.273.354	6.103.748	8.377.102	1.136.677	3.051.874	4.188.551

Tabla 11: Tabla de la biomasa contenida en las formaciones forestales arboladas de Valladolid. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021: 39.

En cuanto a la cantidad de residuos forestales que podríamos obtener para nuestra planta de gasificación, se ha realizado la estimación de que podríamos obtener en torno a 35.000 toneladas de residuos al año. Estos residuos serían obtenidos en las superficies de titularidad pública, debido, a la dificultad logística de coordinar con los distintos propietarios privados, la recogida de los residuos provenientes de sus territorios y al posible sobrecoste que esto podría producir en la obtención de dichos residuos.

Se realizará la suposición de que los residuos obtenidos serán biomasa de origen forestal, es por esto por lo que consideraremos que el PCI de los residuos es de 3.500 Kcal/kg.

$$35.000 \frac{Tn}{año} * 1.000 \frac{kg}{Tn} * 3.500 \frac{Kcal}{kg} = 122.500 \frac{Gcal}{año}$$

Teniendo en cuenta que la planta trabajaría los 365 días del año- un año tiene 8760 horas- y que 1.000.000 Kcal/h son 1,163 MW

$$122.500 \frac{Gcal}{año} * \frac{1 año}{8.760h} = 13,98 \frac{Gcal}{h}$$

$$13.90.000 \frac{kcal}{h} * \frac{1,163 MW}{1.000.000 \frac{kcal}{h}} = 16,25 MW$$

Se podrían obtener 16,25 MW a partir de los residuos forestales.

3.2.4. Resumen de los residuos

Si se hace una recapitulación de todos los residuos que podemos obtener para la valorización en la planta de gasificación, tal y como hemos visto, se deben de tener en cuenta los RSU, los residuos agrícolas, los residuos ganaderos y finalmente, los residuos forestales.

La estimación anual de la cantidad de residuos que se podrían obtener de forma más o menos regular, asciende a 219.000 toneladas. El problema de ello es que no todos los residuos se obtienen de manera equitativa, por lo que, habría que almacenar residuos durante cierta parte del año para distribuirlos de forma regular y equitativa durante todo el año y poder así realizar el dimensionamiento de la planta de gasificación.

Para un correcto dimensionamiento de la planta nos apoyaremos en la tabla que se encuentra a continuación. Para su realización se han empleado distintas suposiciones. La primera es que tanto los residuos procedentes de los cultivos de hortalizas y frutales, los residuos ganaderos como los residuos forestales, se obtienen de manera constante durante el año –y por ello, se ha dividido la cantidad de residuos totales obtenidos al año entre los 12 meses y repartiéndolos de manera equitativa–. Para los RSU, se ha estimado que entrarán las mismas cantidades de residuos que en 2020. Finalmente, para división de los residuos de forma diaria se ha considerado que, la planta funcionará de manera ininterrumpida durante todo el año–por lo que a enero, marzo, mayo, julio, agosto, octubre y diciembre se le han contabilizado 31 días, mientras que, a abril, junio, septiembre y noviembre se le han contabilizado 30 días y finalmente, a febrero 28 días.

RESIDUOS (Toneladas)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
RSU	7.546,6	7.304,5	7.425,6	7.030,9	7.846,2	8.353,2	8.365,8	8.111,2	8.099,3	7.982,3	7.440,3	7.574,4
RSU al día	243,4	260,9	239,5	234,4	253,1	278,4	269,9	261,7	270,0	257,5	248,0	244,3
Agrícolas Cereales	792,0	0,0	0,0	0,0	14.213,0	282,0	27.977,0	0,0	16,0	0,0	396,0	2.773,0
Agrícolas Cereales al día	150,0	99,0	152,0	150,0	135,0	92,0	112,0	118,0	106,0	125,0	139,0	145,0
Agrícolas Frutales y Hortalizas	2.358,3	2.358,3	2.358,3	2.358,3	2.358,3	2.358,3	2.358,3	2.358,3	2.358,3	2.358,3	2.358,3	2.358,3
Agrícolas frutales y Hortalizas al día	76,1	84,2	76,1	78,6	76,1	78,6	76,1	76,1	78,6	76,1	78,6	76,1
Ganadería	294,3	294,3	294,3	294,3	294,3	294,3	294,3	294,3	294,3	294,3	294,3	294,3
Ganadería al día	9,5	10,5	9,5	9,8	9,5	9,8	9,5	9,5	9,8	9,5	9,8	9,5
Forestales	2.916,7	2.916,7	2.916,7	2.916,7	2.916,7	2.916,7	2.916,7	2.916,7	2.916,7	2.916,7	2.916,7	2.916,7
Forestales al día	94,1	104,2	94,1	97,2	94,1	97,2	94,1	94,1	97,2	94,1	97,2	94,1
TOTAL residuos al día	573,1	558,8	571,2	570,0	567,8	556,1	561,5	559,3	561,6	562,1	572,7	569,0
Máxima capacidad diaria de la planta	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Nivel de funcionamiento	95,52%	93,13%	95,20%	95,00%	94,63%	92,68%	93,59%	93,22%	93,60%	93,69%	95,44%	94,83%

Tabla 12: Tabla resumen de los datos de reparto de residuos en la provincia de Valladolid. Elaboración propia.

Como se puede observar en la Tabla 12, de manera mensual llegarían en torno a 560-570 toneladas diarias de residuos para valorizar en la planta de gasificación. Con esos datos se ha decidido dimensionar la planta de tal forma que trabaje como máximo con 600 toneladas diarias, se ha dejado un margen de error por si acaso los residuos aumentasen en cantidad de manera repentina un mes. Con ese margen de error, la planta estaría trabajando en torno al 95% de su capacidad todos los meses, lo cual es bastante razonable.

3.3. Fuentes de generación en Valladolid

Tal y como se ha comentado en el capítulo 2.1., las microrredes hacen uso de las fuentes de generación renovables, es por esto por lo que procede realizar un estudio acerca de las fuentes de generación renovables que pueden ser integradas en la microrred, teniendo siempre en cuenta que, para evitar pérdidas en el transporte, la distancia máxima debe ser de 50 km.

Las energías solar, eólica e hidráulica son energías no gestionables, por lo que, a esta microrred se le ha de añadir una fuente de generación gestionable para que pueda autoabastecerse y trabajar en modo “*isla*”, sin tener que depender de la aleatoriedad de las condiciones climatológicas. La fuente gestionable que se va a añadir a la microrred es la producción de hidrógeno para la generación de pilas de combustible, pilas que podrán conectarse a la red si fuese necesario. En capítulos posteriores se realizará una explicación más detallada de esta fuente de generación controlable.

3.3.1. Energía eólica

En el año 2020, España contaba con 27.446 MW de potencia eólica instalada y fue capaz de generar 53.645 GWh a lo largo del año, cubriendo así, el 21,9% de la energía consumida en España en 2020, situándose, así como la segunda tecnología que más energía genera en el sistema eléctrico español. Los siguientes datos se han obtenido de la Asociación Empresarial Eólica²⁵-AAE- y muestra la distribución de la generación de energía en España en el año 2020.

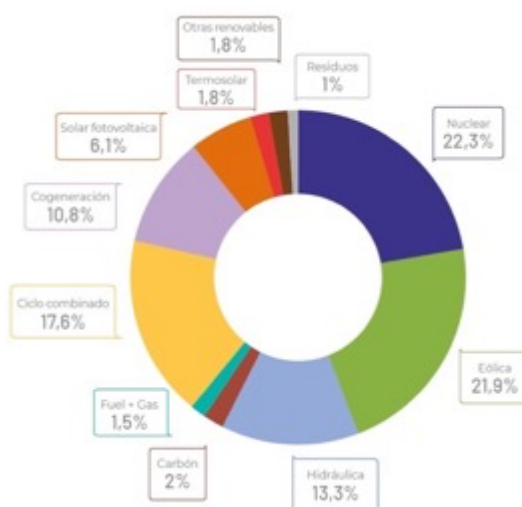


Figura 15: Cuota de mercado por generación en 2020 (%) en España. Imagen de: AEE

²⁵ Asociación Empresarial Eólica, 2021:19.

En cuanto a la distribución de la energía eólica por comunidades autónomas, Castilla y León está al frente en España, con un 23% de cuota de mercado y un total de 267 parques eólicos repartidos por la comunidad autónoma. La siguiente tabla nos muestra la distribución de la energía eólica por el territorio español²⁶

CCAA	Potencia eólica instalada en 2020 (MW)	Potencia Acumulada a Cierre de 2020 (MW)	Cuota de Mercado Sobre el Acumulado (%)	Nº de Parques Eólicos
Castilla y León	216	6.300	23,0%	267
Castilla La Mancha	65	3.886	14,2%	148
Galicia	24	3.829	14,0%	179
Andalucía	24	3.478	12,7%	162
Aragón	1.051	4.159	15,2%	168
Cataluña	0	1.271	4,6%	47
Comunidad Valenciana	50	1.239	4,5%	39
Navarra	262	1.303	4,7%	58
Asturias	0	590	2,1%	23
La Rioja	0	447	1,6%	14
Islas Canarias	29	450	1,6%	89
Murcia	0	262	1,0%	14
País Vasco	0	153	0,6%	7
Extremadura	0	39	0,1%	1
Cantabria	0	35	0,1%	3
Baleares	0	4	0,0%	46
TOTAL	1.720	27.446		1.265

Tabla 13: Distribución de la potencia eólica instalada en España, Imagen de AEE.

Si nos centramos en la comunidad autónoma de Castilla y León, el reparto por provincias es el siguiente:

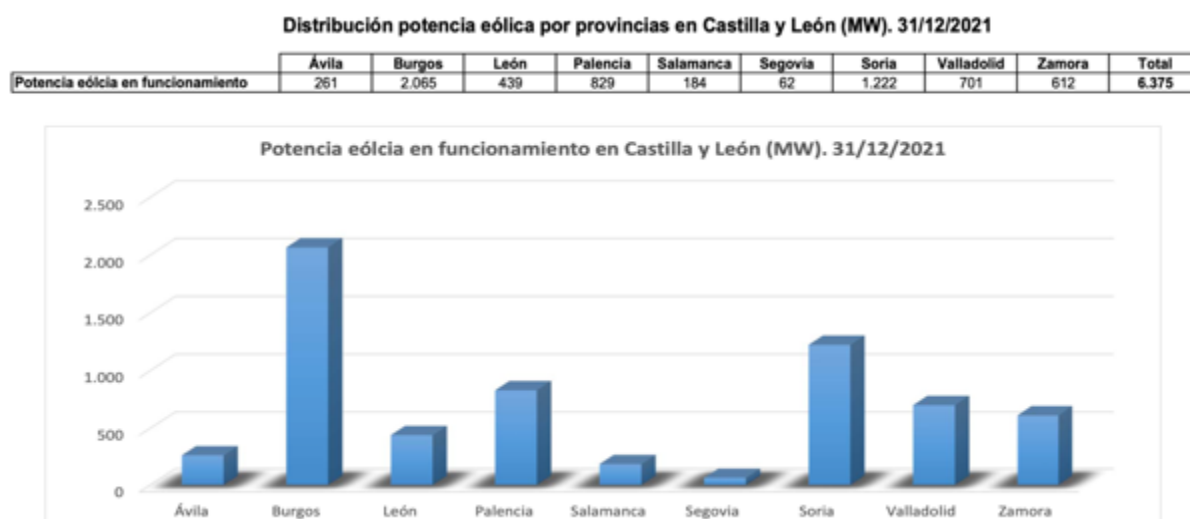


Figura 16: Distribución de la potencia por provincias en Castilla y León. Imagen de: Junta de Castilla y León.

²⁶ Asociación Empresarial Eólica, 2021:11.

Haciendo uso de los datos presentados por la Asociación Empresarial Eólica se ha llegado a la conclusión de que hay 3 parques eólicos dentro del radio límite de 50km a la redonda. La siguiente figura nos muestra la localización de dichos parques eólicos.

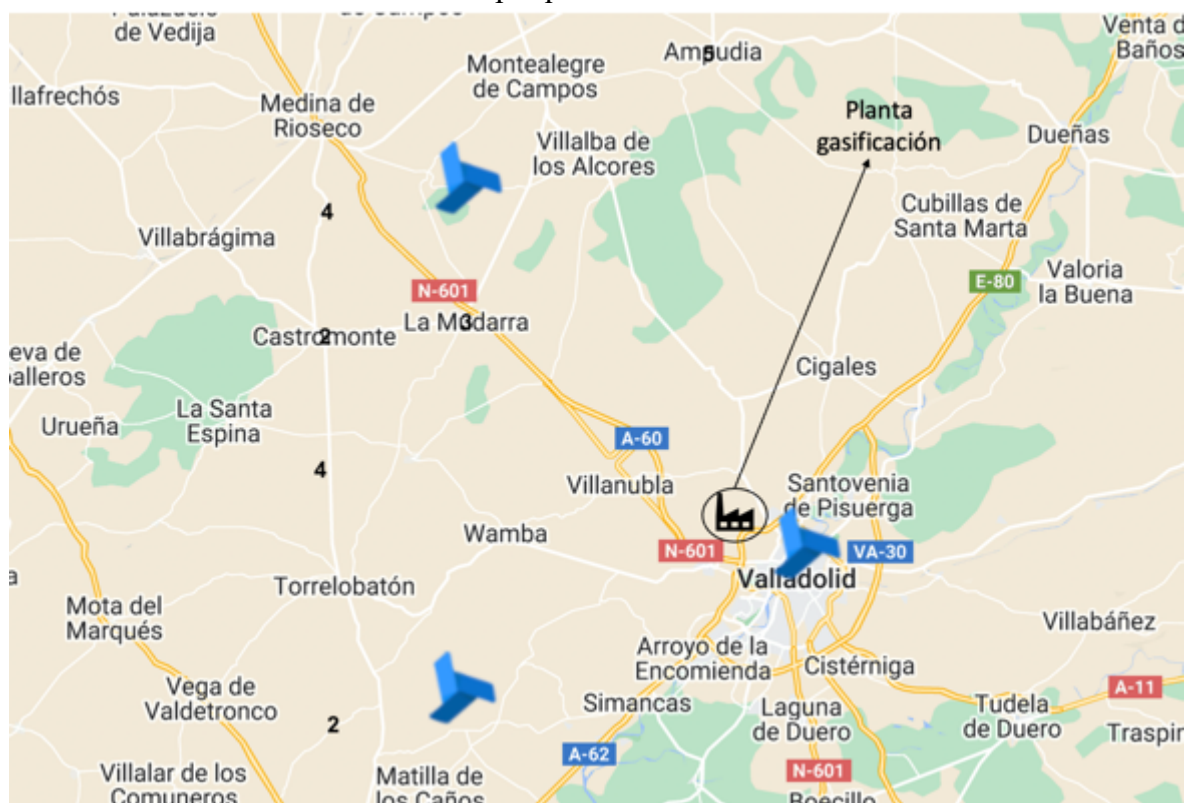


Figura 17: Mapa con los parques eólicos cercanos a la planta de gasificación. Google Maps.

Los parques eólicos que cumplen las condiciones son los presentados en la tabla continuación y tienen las siguientes características.

Nombre del parque	Municipio	Potencia instalada [MW]	Número de aerogeneradores	Potencia unitaria [kW]
Carratorres	Valdenebro de los Valles	39,60	11	3.600
Carrecaastro	Tordesillas y Velliza	10	4	2.500
Corralnuevo (Toro II)	Villalba de los Alcores, Valdenebro de los Valles y Valladolid	41,58	12	3.470
TOTAL		91,18	25	

Tabla 14: Resumen de las localizaciones de los parques eólicos incluidos en la microrred, fuente: datos de AEE, elaboración propia.

Como se observa en la Tabla 14, la potencia instalada de esta tecnología es muy alta, por lo que será capaz en condiciones favorables de abastecer una gran parte de la demanda. Sin embargo,

como se ha comentado anteriormente, la aleatoriedad de las condiciones meteorológicas, en este caso, el siendo el factor determinante el viento, provoca que se necesite una fuente de generación que sea capaz de suplir los picos en la generación de esta tecnología. De la misma forma, al depender tanto de un factor tan aleatorio como el viento, la realización de una estimación de la generación eólica para la microrred es realmente compleja.

3.3.2. Energía solar fotovoltaica

Según los datos publicados por Material Eléctrico²⁷, España contaba en 2021 con 62.406 instalaciones fotovoltaicas registradas. Las comunidades con mayor número de instalaciones son: Castilla La Mancha con 11.695 instalaciones, seguida por Navarra y Andalucía con 9.070 y 8.087 instalaciones respectivamente; Castilla León se encuentra en cuarto lugar con 5.644 instalaciones.

En cuanto a las instalaciones fotovoltaicas instaladas en el municipio de Valladolid, contamos con 166 instalaciones cuya capacidad en total es de 17.902 MW. En los alrededores, destacan los municipios de Medina del Campo con 32 instalaciones con capacidad de 53.684 MW, Tordesillas con 50 instalaciones y 145.691 MW de capacidad y Renedo de Esgueva con 5 instalaciones con una capacidad de 26.079 MW.

A continuación, se procederá a detallar las instalaciones que se encuentran en la zona elegida para el emplazamiento del proyecto.

Municipio	Número de Instalaciones	Potencia instalada [MW]
Aldeamayor de San Martín	1	15
Renedo de Esgueva	1	26
Geria	2	16
Tordesillas	5	108,3
TOTAL	9	165,3

*Tabla 15: Resumen de las localizaciones de las instalaciones fotovoltaicas incluidas en la microrred.
Elaboración propia.*

²⁷ Material Eléctrico, 2022: 1.

En cuanto a la generación de energía, se debe tener en cuenta que la tecnología fotovoltaica no es gestionable y, además, al necesitar luz solar, no puede funcionar las 24 horas del día. A continuación, se muestra la curva de funcionamiento de la tecnología fotovoltaica:

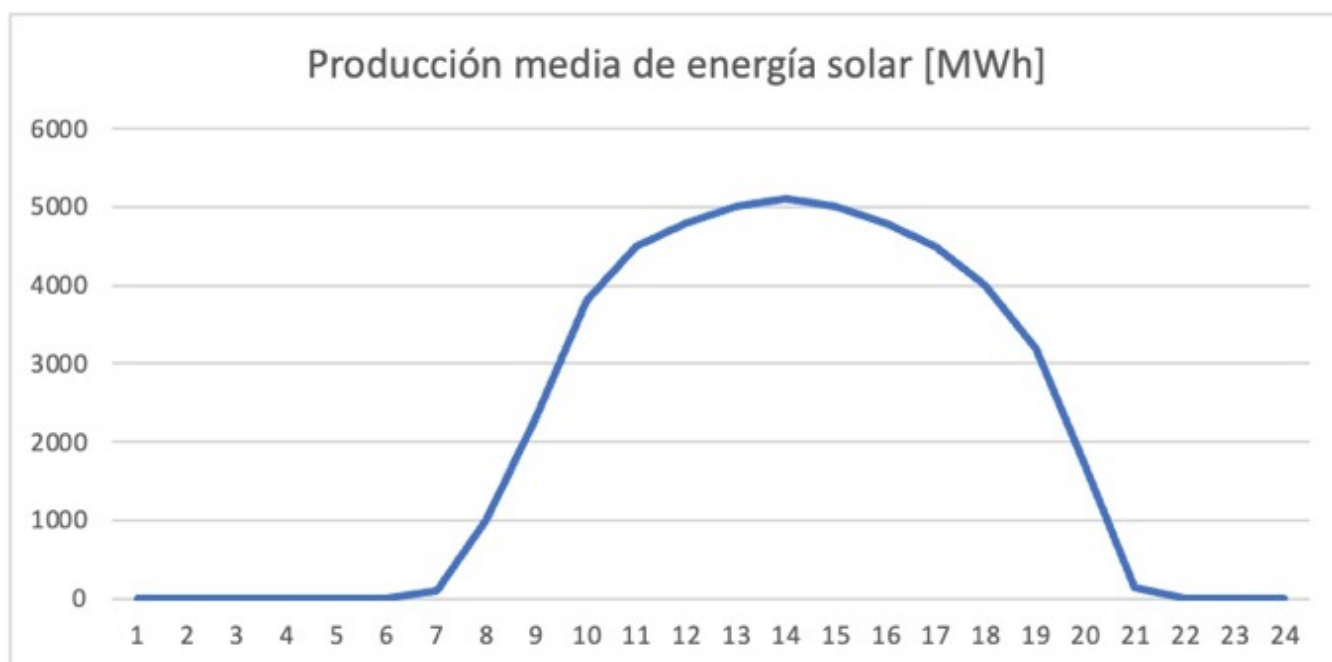


Figura 18: Producción media de energía solar en España durante el día, datos de: Aleasoft, elaboración propia

Como se puede ver en la Figura 18 la curva de producción fotovoltaica media en España durante el año 2020, los datos tienen en cuenta el horario de invierno CET. Tal y como se muestra, aproximadamente el 40% de las horas la tecnología fotovoltaica no genera energía, los datos han sido tomados de Aleasoft²⁸.

3.3.3. Energía hidráulica

Históricamente, la energía hidráulica ha sido la fuente de generación renovable más empleada en España. Esta situación cambió en el año 2009, cuando por primera vez la energía hidráulica fue superada por la energía eólica como la fuente de generación renovable más empleada. En los alrededores de Valladolid hay varias instalaciones hidráulicas. En la siguiente tabla hemos recogido todas aquellas instalaciones hidráulicas que cumplen con el requisito de encontrarse a menos de 50km de la planta de gasificación:

²⁸ Aleasoft, 2020: 1.

Nombre Instalación	Municipio	Potencia instalada [MW]
Sardon Bajo	Villabáñez	1,4
Villabáñez	Villabáñez	1,224
Tudela	Tudela de Duero	1,2
La Conchita	Tudela de Duero	0,876
El Cardiel	Pedraja de Portillo	0,324
Valdestillas	Valdestillas	0,825
Las Luisas	Corcos	0,085
CH Aguilarejo	Corcos	1,88
La Isla	Santovenia de Pisuerga	1,884
El Cabildo I	Valladolid	1,23
La Flecha	Arroyo de la Encomienda	2,2
Pesqueruela I	Simancas	1,5
San Miguel del Pino	Villanueva de Duero	1,568
Herreros	Pollos	1,61
TOTAL		17,806

Tabla 16: Resumen de las localizaciones de las instalaciones hidráulicas incluidas en la microrred, con datos de Esios-REE, elaboración propia.

Respecto al funcionamiento de las instalaciones hidráulicas, la producción de energía se basa en el aprovechamiento del cauce del río para la generación de electricidad. Al contrario que con las tecnologías eólicas y solares, la central hidráulica puede trabajar las 24 horas del día sin parar debido a que el cauce del río es más o menos constante. Esto hace que, en condiciones normales, pueda suministrar energía de manera constante.

Las centrales mencionadas en la Tabla 16 se ubican en lugares con un caudal que puede ser considerado constante, lo que hace que, al ser estas centrales de tipo fluyente o semifluyente y al tener un caudal constante, la generación de electricidad será constante. *Enel Green Power* describe el funcionamiento de estas instalaciones de la siguiente forma:

*En las centrales de agua fluyente se utiliza la velocidad del caudal natural de un río situado en dos niveles diferentes. El agua se transporta a través de un túnel de derivación sin la ayuda de tuberías forzadas y llega hasta las turbinas. Así pues, la potencia de la central depende principalmente de la velocidad del agua que pasa de un nivel a otro, el llamado salto, y del caudal del río.*²⁹

²⁹ Definición de la web de *Enel Green Power*. <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-hidroelectrica/central-hidroelectrica>

Sin embargo, el rendimiento de esta tecnología es muy bajo, de manera aproximada se puede producir un 30% de la potencia instalada. En este caso, la siguiente figura muestra la generación de energía diaria que podrían producir las centrales hidráulicas incluidas en la microrred.

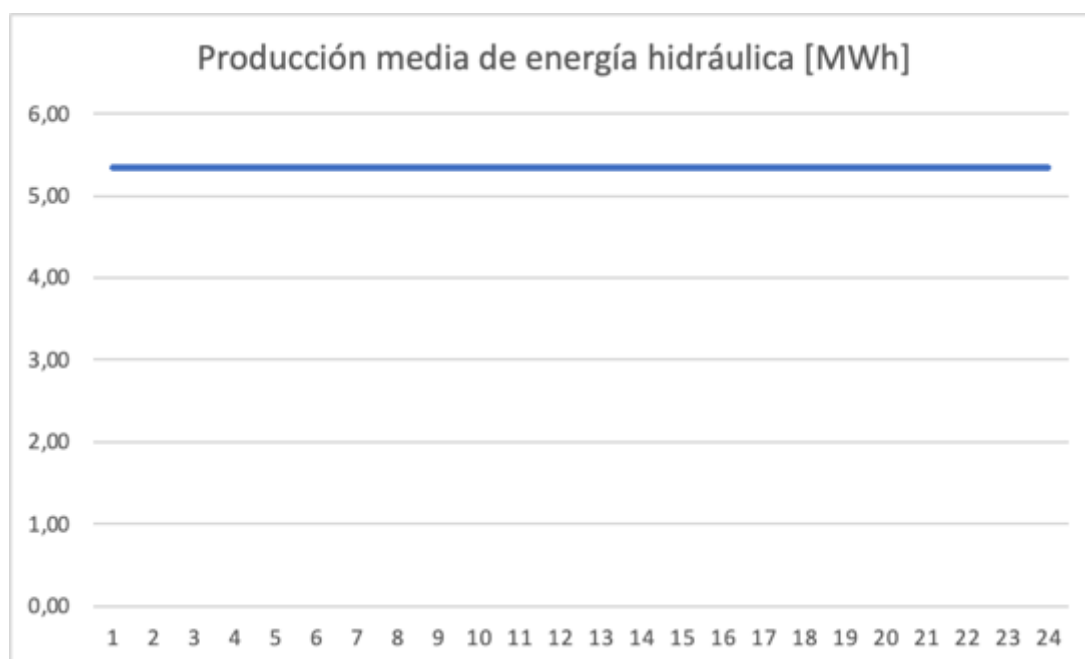


Figura 19: Producción media de energía hidráulica durante el día. Elaboración propia.

Como se puede observar en la Figura 19, la producción de energía que podrían suministrar las centrales hidráulicas para nuestra microrred es de 5,34MWh.

3.3.4. Resumen de las tecnologías de energía renovable

Una vez se han desarrollado las tecnologías de generación de energía renovable en los apartados anteriores, se va a realizar un resumen de las instalaciones disponibles para nuestra microrred.

Tecnología	Número de Centrales	Potencia instalada [MW]
Eólica	3	91,18
Fotovoltaica	9	165,3
Hidráulica	14	17,806
TOTAL	26	274,286

Tabla 17: Resumen de las tecnologías disponibles en el entorno de Valladolid, elaboración propia

Como se puede observar en la Tabla 17, las tecnologías con mayor potencia instalada son la fotovoltaica y la eólica con, aproximadamente, 165 MW y 91 MW respectivamente. Esto hace que, ambas tecnologías sean las que tengan mayor capacidad de generación de energía. Sin embargo, se

debe tener en cuenta la aleatoriedad de las condiciones medioambientales para la generación de estas tecnologías.

En cuanto a la tecnología hidráulica, es cierto que tiene una potencia instalada muy pequeña en comparación con las otras tecnologías, pero al ser capaz de generar energía de manera constante, es capaz de abastecer los picos de demanda.

En capítulos posteriores se realizará un estudio sobre posibles combinaciones de estas tecnologías junto a una generación de energía controlable para garantizar así, el abastecimiento de la demanda de energía y el correcto funcionamiento de la microrred.

3.4. Demanda energética en Valladolid

En cuanto a la demanda energética de la provincia de Valladolid, la junta de Castilla y León³⁰ publica los datos de consumo mensual de electricidad por provincia. Las siguientes figuras nos muestran el consumo mensual de electricidad en el año 2021 en Valladolid, nos muestran los consumos por sectores, así como el consumo mensual total.

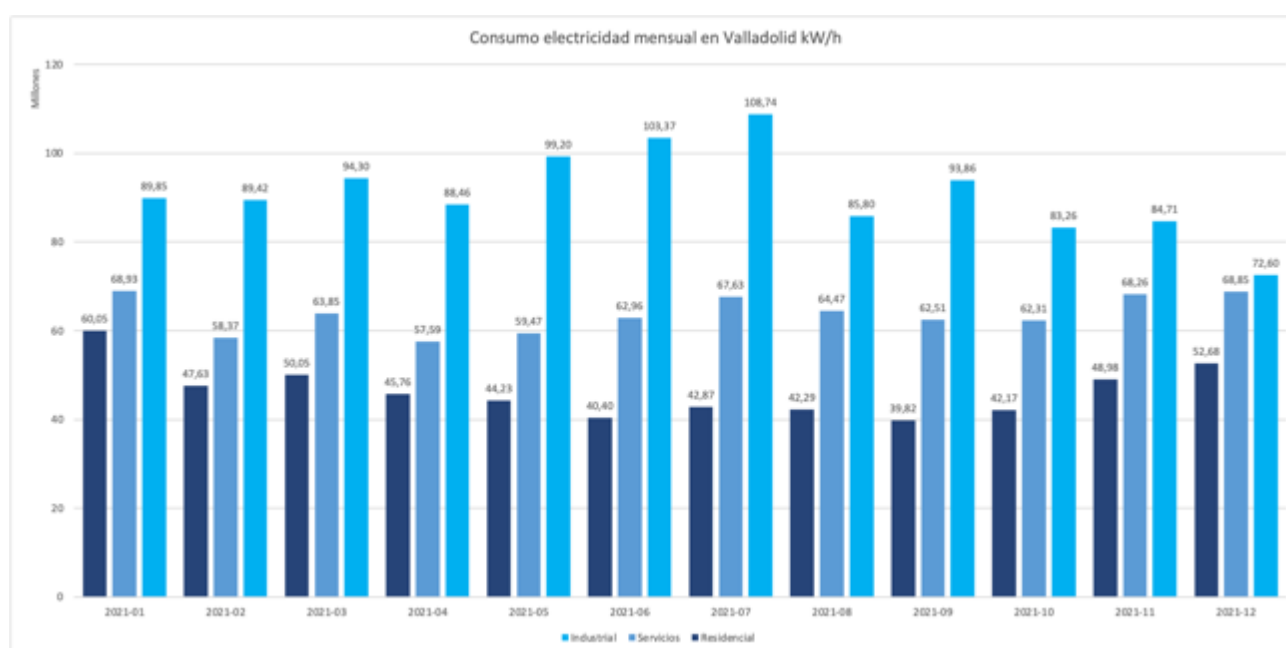


Figura 20: Consumo mensual de Electricidad en Valladolid por sectores, Datos de: Junta Castilla y León. Gráfica de Elaboración propia.

³⁰ Junta de Castilla y León, <https://analisis.datosabiertos.jcyl.es/explore/?sort=modified>

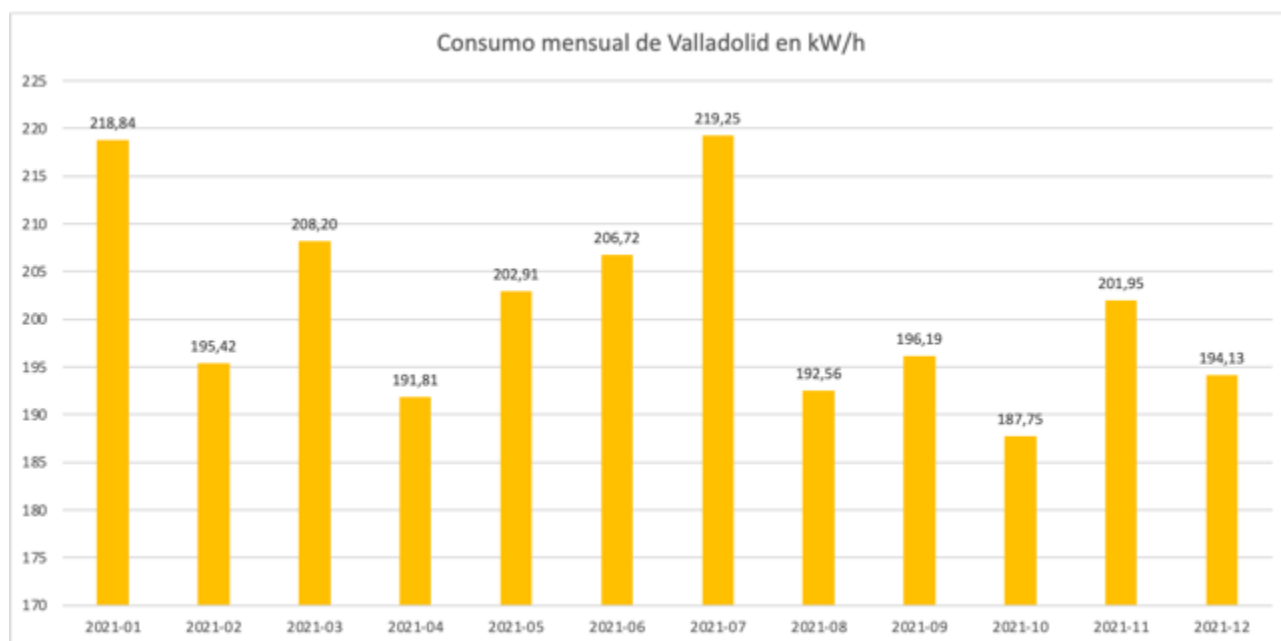


Figura 21: Consumo mensual de Electricidad en Valladolid, Información de: Junta Castilla y León
Gráfica de elaboración propia.

Del reparto de esta energía se encarga *I-DE*, empresa distribuidora de energía de Iberdrola. Debido a la dificultad de la recopilación de datos de la demanda diaria en Valladolid, a la hora de estudiar el pico máximo de demanda de energía, se ha optado por realizar una estimación en función de la demanda de electricidad máxima registrada en Castilla y León, atribuyéndole a Valladolid el porcentaje de consumo que supone sobre la comunidad autónoma.

La Junta de Castilla y León publica anualmente unos datos que resumen el consumo anual de energía eléctrica por provincia. Como se puede ver en las siguientes figuras, Valladolid supuso un 21,22% del consumo total en el año 2019 y un 20,76% del consumo total en el año 2020.

CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MWh)						
Resumen Anual 2019						
PROVINCIA	USO DOMÉSTICO	USO INDUSTRIAL Y SERVICIOS	OTROS USOS	TOTAL	% RESPECTO DEL TOTAL REGIONAL	% RESPECTO AÑO ANTERIOR
ÁVILA	219.938	395.695	3.616	619.249	4,96%	-0,64%
BURGOS	413.262	2.008.832	742	2.422.836	19,41%	-2,71%
LEÓN	547.293	1.380.160	54.034	1.981.487	15,88%	-1,99%
PALENCIA	181.558	870.173	838	1.052.569	8,43%	1,42%
SALAMANCA	438.700	974.130	1.259	1.414.089	11,33%	-0,85%
SEGOVIA	209.642	611.615	44.866	866.123	6,94%	-4,02%
SORIA	137.567	649.615	1.593	788.775	6,32%	5,83%
VALLADOLID	569.797	2.076.702	1.464	2.647.963	21,22%	0,29%
ZAMORA	228.358	451.335	7.485	687.178	5,51%	0,02%
Total regional	2.946.115	9.418.257	115.895	12.480.267	100,00%	-0,75%
Total nacional	****	****	****	248.821.000	****	-1,97%
% Castilla y León	****	****	****	5,02%	****	****

Tabla 18: Resumen del consumo de energía en el año 2019 en Castilla y León. Imagen de: Junta de Castilla y León.

CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MWh)						
Resumen Anual 2020						
PROVINCIA	USO DOMÉSTICO	USO INDUSTRIAL Y SERVICIOS	OTROS USOS	TOTAL	% RESPECTO DEL TOTAL REGIONAL	% RESPECTO AÑO ANTERIOR
ÁVILA	225.399	355.313	3.564	584.276	4,97%	-5,65%
BURGOS	422.676	1.846.797	822	2.270.295	19,32%	-6,30%
LEÓN	575.944	1.286.612	55.761	1.918.318	16,32%	-3,19%
PALENCIA	186.081	804.669	793	991.543	8,44%	-5,80%
SALAMANCA	443.773	906.666	1.309	1.351.748	11,50%	-4,41%
SEGOVIA	229.201	563.843	45.324	838.368	7,13%	-3,20%
SORIA	139.257	541.090	1.785	682.132	5,80%	-13,52%
VALLADOLID	578.700	1.859.633	1.352	2.439.686	20,76%	-7,87%
ZAMORA	232.838	436.491	7.348	676.676	5,76%	-1,53%
Total regional	3.033.870	8.601.113	118.057	11.753.040	100,00%	-5,83%
Total nacional	----	----	----	236.225.000	----	-5,06%
% Castilla y León	----	----	----	4,98%	----	----

Tabla 19: Resumen del consumo de energía en el año 2020 en Castilla y León. Imagen de: Junta de Castilla y León.

Según los datos facilitados por Iberdrola, el martes 12 de enero de 2010 se registró el récord de demanda de electricidad en la región, alcanzado los 2.005 MWh a las 12 de la mañana³¹. Si consideramos que el 20,5% de ese consumo se estaba produciendo en Valladolid, se obtiene que la demanda máxima alcanzada en Valladolid es de 411 MWh, por lo tanto, se necesitará tener un sistema de generación gestionable capaz de generar 415 MW.

4. Problemática con la gestión de residuos orgánicos. Sistemas de recuperación energética de residuos orgánicos.

4.1. Introducción

La gestión de los residuos se ha convertido en un problema socioeconómico debido al elevado volumen generado, así como al amplio impacto ambiental que supone. En España, cada ciudadano genera aproximadamente, media tonelada de Residuos Sólidos Orgánicos (RSU) al año.

En la actualidad, la gestión más habitual de esos residuos es el vertido, a pesar de ser la opción más desfavorable para el medioambiente. En la Memoria Anual sobre Generación y Gestión de Residuos Municipales del año 2019, realizada por el Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico, el 51% de los residuos recogidos termina en un vertedero y solo un 19,6% de los residuos son reciclados.

³¹ La opinión, 2010: 1.

Estos datos distan mucho de los exigidos por la Unión Europea en la *Agenda 2030* en donde un 65% de los residuos municipales deberán reciclarse para el año 2035 y un máximo de un 10% de los residuos podrán acabar en vertederos. Estos datos invitan a buscar alternativas en la gestión de residuos.

La directiva 2008/98/CE establece que la valorización consiste en:

Cualquier operación cuyo resultado principal sea que el residuo sirva a una finalidad útil al sustituir a otros materiales que de otro modo se habrían utilizado para cumplir una función particular, o que el residuo sea preparado para cumplir esa función, en la instalación o en la economía en general. ³²

4.Capítulo I, Art. 3, 15.

En el caso particular de los residuos orgánicos, la valorización está enfocada en la generación de energía a partir de los residuos. A continuación, se realizará una descripción de algunos de los sistemas de valorización energética de residuos más significativos.

4.2. Sistema de valorización energética de residuos orgánicos

Se considera necesario realizar en este epígrafe, una breve exposición de las distintas tecnologías de valorización energética de residuos existentes. La finalidad de ello es alcanzar una conclusión acerca del sistema de valorización más adecuado para el proyecto. Las tecnologías que se van a estudiar son:

- 1) Vertederos o vertidos controlados
- 2) Digestión anaerobia
- 3) Pirolisis
- 4) Incineración
- 5) Gasificación
- 6) Gasificación por plasma

4.2.1. Vertederos o vertidos controlados

Como se ha comentado con anterioridad, en España más de la mitad de los residuos recogidos terminan en vertederos, por tanto, no es de extrañar que sea la tecnología más usada en España para la valorización de residuos.

Los vertederos controlados son aquellos depósitos que tienen una completa impermeabilización del suelo para evitar la contaminación de los lixiviados por filtración de las aguas y del subsuelo. Uno de los objetivos de este tipo de vertederos, es la eliminación de residuos en condiciones en la que se mitigue al mínimo el impacto negativo sobre el entorno.

³² 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. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2008-82319>

Para obtener un terreno adecuado para un vertedero controlado es necesario realizar una serie de operaciones para acondicionar el lugar de emplazamiento. En primer lugar, se debe llevar a cabo una limpieza de todos los elementos que impidan el paso de máquinas; así mismo es necesaria una preparación sobre el terreno para obtener la geometría deseada, así como la impermeabilización exigida por la normativa. De la misma forma, los residuos pasan por un proceso previo de trituración para obtener sólidos de menor tamaño para conseguir una masa más homogénea disminuyendo así los posibles orificios entre residuos.

Finalmente, una vez realizado la trituración y compactación *in situ*, los residuos se vierten en finas capas y se recubren con arcillas o con geomembranas (poliamidas, PVC o láminas plásticas de baja permeabilidad) las cuales aseguran el aislamiento de las capas. En la siguiente imagen se muestra de manera esquemática, el funcionamiento y la disposición de un vertedero controlado.

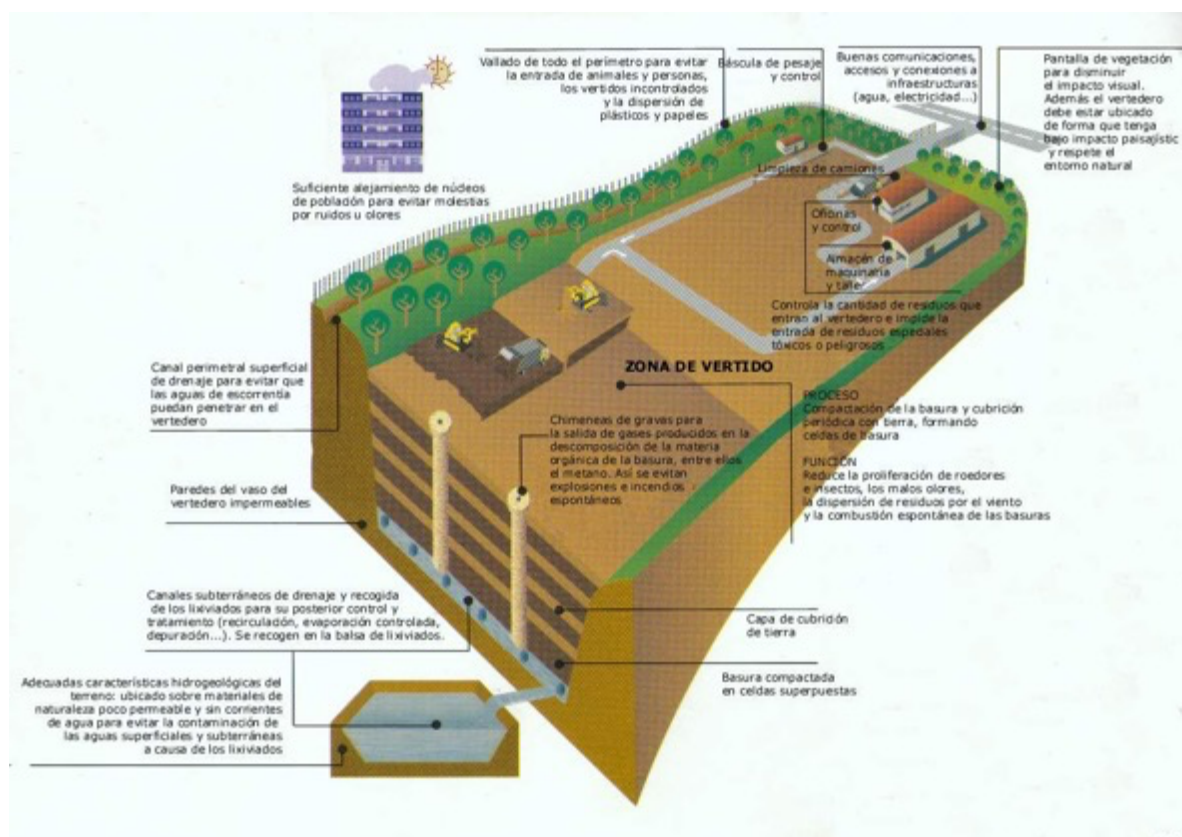


Figura 22 Disposición de un prototipo de vertedero controlado. Imagen de: Recicla.me.

En cuanto a la recogida y el tratamiento de los lixiviados, en cada capa de vertidos se ha de preparar una capa de drenaje que sea capaz de recoger y canalizar mediante tuberías estos materiales hasta un depósito para su posterior control. El fermentado de los residuos produce un biogás que al igual que los lixiviados, ha de ser controlado. Dicho gas cuenta con la ventaja de tener un valor energético que puede ser utilizado en turbinas de gas para la generación de electricidad, así como en motores de combustión interna.

Es importante señalar algo que parece obvio pero fundamental, y es que los vertederos tienen una capacidad limitada, y una vez llenado, debe ser sellado. La duración aproximada de estos vertederos es de unos 25 años. De la misma forma que, durante los años de actividad se ha de realizar un control sobre los lixiviados y el biogás, tras el sellado del vertedero, el control de éstos ha de continuar durante unos 30 o 50 años para asegurar el correcto funcionamiento del vertedero y poder detener las posibles fugas.

Respecto al valor energético de los vertidos controlados, estos requieren un bajo consumo de energía para su funcionamiento, además tienen un bajo rendimiento energético debido a la dificultad que supone la extracción de la totalidad del biogás generado en el proceso. El biogás obtenido, se utiliza para producción de energía eléctrica a mediante procesos térmicos de bajo rendimiento.

4.2.2. Digestión Anaerobia

La digestión anaerobia, también denominada biometanización, es un proceso biológico que, en ausencia de oxígeno, transforma por acción de microorganismos, la materia orgánica en una mezcla de gases conocida como biogás.

El biogás está constituido principalmente por dióxido de carbono y metano y es utilizado como combustible, aunque para ello, ha de ser filtrado y depurado previamente. De la misma forma, se genera un residuo orgánico que ha de ser tratado, se utiliza comúnmente como fertilizante.

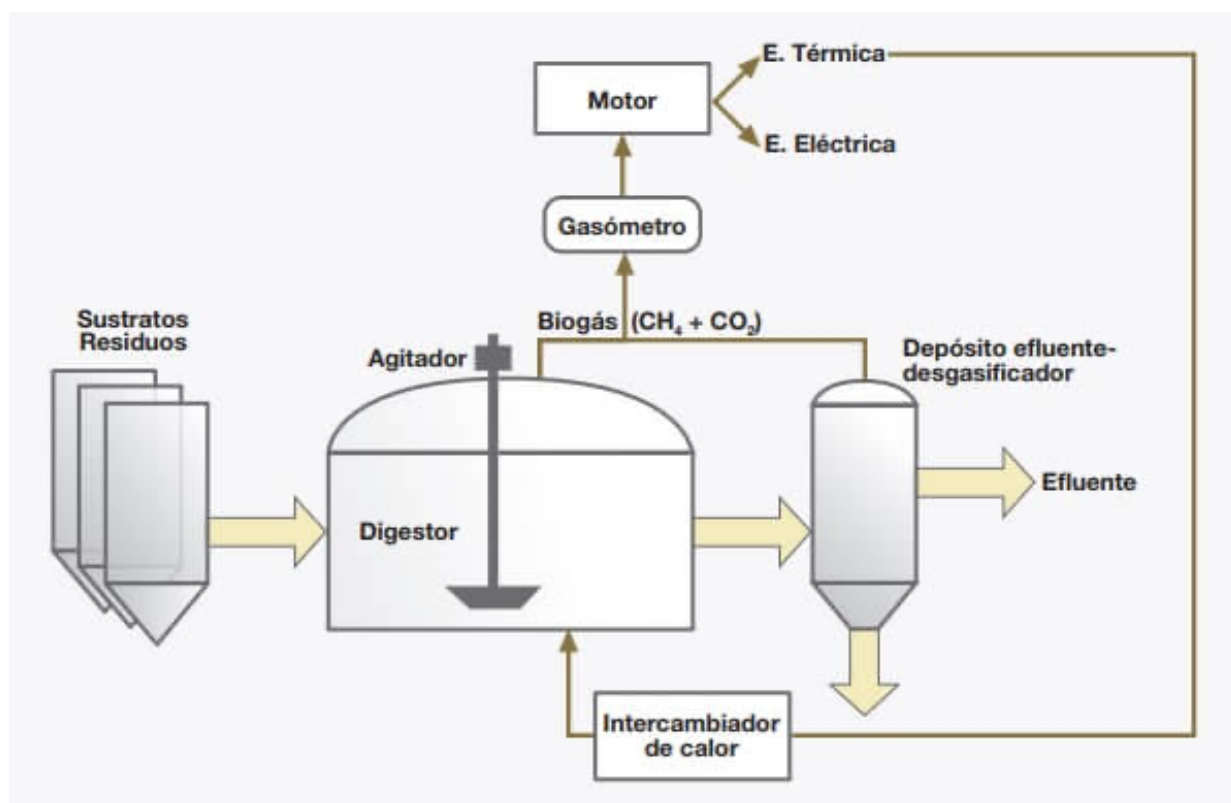


Figura 23: Planta de digestión anaerobia. Imagen de: Campos Pozuelo, Palatsi Civit, Illa Alibés, Solé Mauri, Magarí Aloy y Flotats Ripoll, 2004: 40.

Respecto a las consideraciones medioambientales, la digestión anaerobia genera emisiones contaminantes y no es capaz de eliminar nitrógeno.

En cuanto al rendimiento energético del biogás en el informe realizado por el IDAE en 2007 se dice:

La producción de biogás de un depende de su potencial (producción máxima), del tiempo de retención, de la velocidad de la carga orgánica, de la temperatura de operación y de la presencia de inhibidores (...) Tiempos de almacenaje superiores a 3 meses pueden reducir su potencial de producción en más del 70% (Bonmatí et al.; 2001), ya que durante el almacenamiento tiene lugar un proceso de fermentación incontrolado con emisión de metano a la atmósfera.³³

Generalmente, el biogás obtenido se utiliza para la producción de calor o vapor de manera que pequeños sistemas de biogás puede generar la energía necesaria para actividades domésticas básicas o puede generar electricidad y calor de manera combinada, aprovechando el calor residual generado de la producción de energía eléctrica a través del biogás.

4.2.3. Pirólisis

La pirólisis es un procedimiento termoquímico que consiste en la descomposición térmica de la materia orgánica en ausencia de oxígeno. La descomposición se produce debido a una serie de reacciones químicas y procesos de transferencia de calor.

Las reacciones típicas de pirólisis son:



En cuanto a los resultados del proceso, se obtiene un gas síntesis, cuya composición principal es hidrógeno, metano y monóxido de carbono. De la misma forma, se generan unos subproductos, denominados coque, un sólido formado de carbono y aceite.

³³ Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2007: 17.

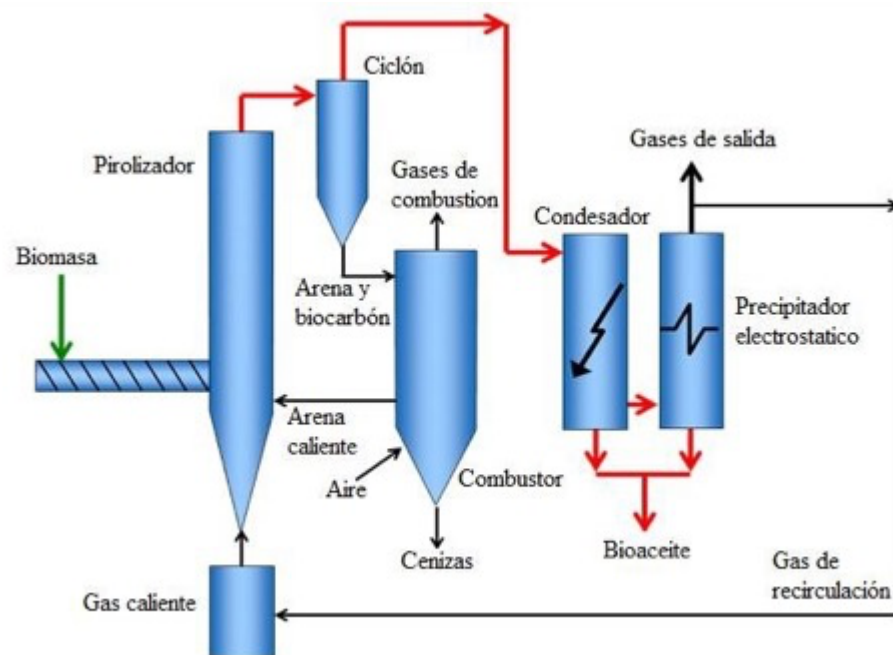


Figura 24 Proceso de pirólisis. Imagen de: Montoya Arbeláez, 2014: 68.

En cuanto a los subproductos obtenidos, con el tratamiento adecuado pueden ser utilizados para la producción de energía. La siguiente imagen presenta un esquema de las distintas opciones de aprovechamiento de estos subproductos:

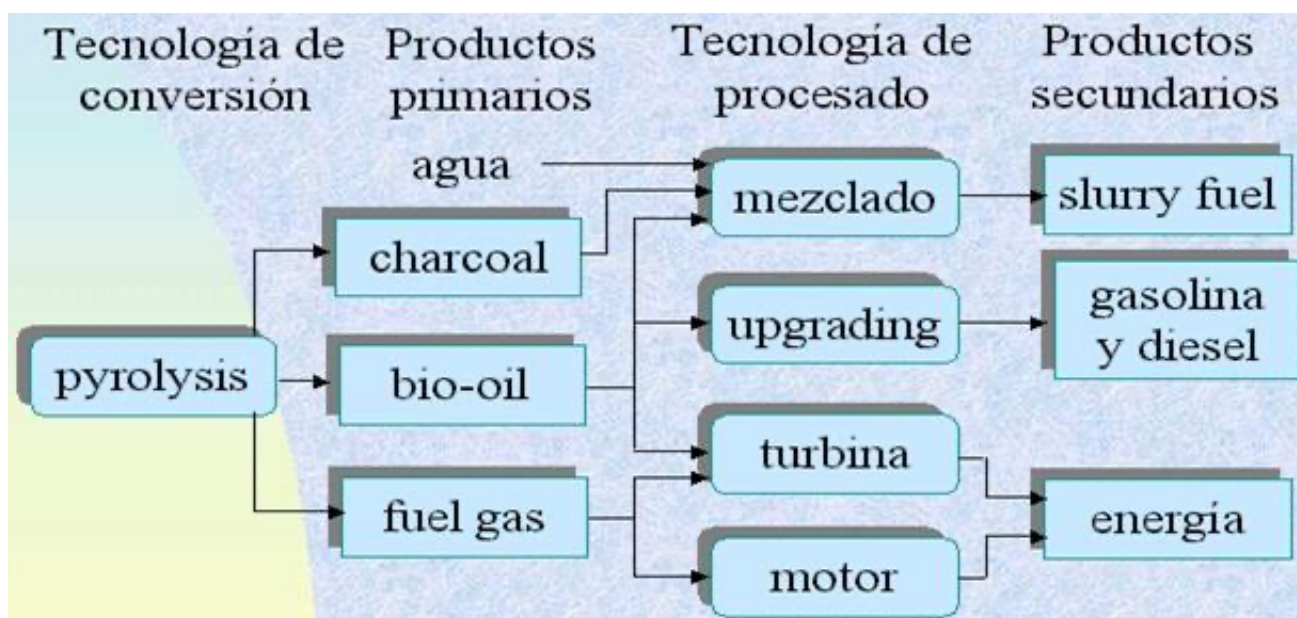


Figura 25: Productos generados a partir del proceso pirolítico. Imagen de Monografias.com.

Si nos fijamos en los rendimientos energéticos, el proceso de pirólisis requiere de un gran consumo de energía debido a las altas temperaturas que deben alcanzarse. En cuanto a los subproductos obtenidos, los de composición gaseosa y líquido pueden aprovecharse mediante un ciclo de Rankine- cuyo rendimiento es ciertamente bajo- y los subproductos de composición sólida pueden utilizarse como combustible en la industria cementera.

4.2.4. Incineración

Es un sistema de valorización de residuos, alternativo al vertido controlado, muy utilizado por los países con mayor nivel de industrialización y con una elevada densidad de población en las últimas décadas. La incineración tiene la capacidad de reducir los residuos tanto en peso, hasta un 75%, como en volumen, hasta un 90%, y obteniendo energía de manera simultánea.

Es un proceso en el que tiene lugar la combustión, reacción química en la que, con exceso de oxígeno, se produce la oxidación térmica total de la materia orgánica. Como resultado de este proceso se obtienen gases- cuya composición principal es CO_2 , H_2O , O_2 sin reaccionar y N_2 del aire empleado para la combustión- y residuos sólidos como cenizas y escorias inertes.

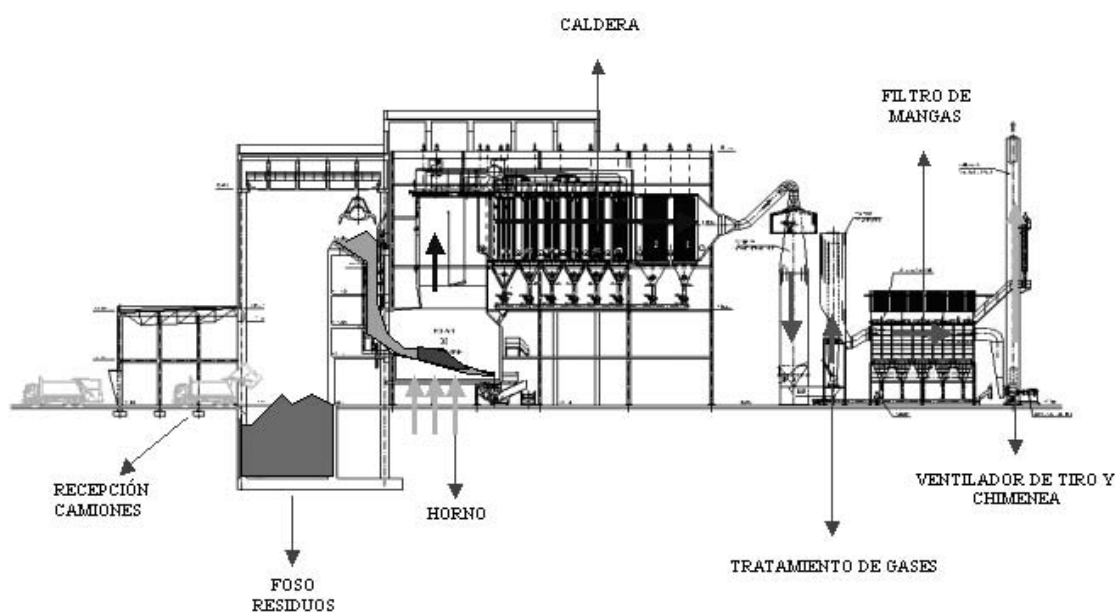


Figura 26: Proceso de incineración. Imagen de: Carrasco y Menéndez Díaz, 2010: 127.

En la actualidad, la incineración ha sido objeto de crítica debido a la elevada formación de sustancias tóxicas como las dioxinas y furanos, que se generan durante su proceso. La normativa cada vez limita más las emisiones de las incineradoras, por lo que es necesario invertir en un sistema de tratamiento de los gases, que hacen que el proceso tenga un coste más elevado. Si a esto le sumamos el elevado coste de la inversión inicial, este sistema de valorización se encarece.

Otra problemática que afecta a la incineración es la gran cantidad de energía que consume este proceso debido a las elevadas temperaturas que se debe alcanzar. El gas obtenido durante el proceso

es aprovechado para generar energía eléctrica a través de un ciclo de Rankine, cuyo rendimiento no es ciertamente bajo.

4.2.5. Gasificación

La gasificación es un proceso térmico de oxidación parcial de la materia, en el cual se somete a la materia orgánica a una combustión, con una temperatura superior a los 750°C en un ambiente con oxígeno y vapor controlado para evitar la combustión inmediata de la materia.

Con este proceso se obtiene como resultado un gas síntesis –o syngas– que tiene un poder calorífico inferior al gas obtenido en la pirolisis y cuya composición principal es de monóxido de carbono, hidrógeno, dióxido de carbono, nitrógeno y otros posibles hidrocarburos (alquitranes). También aparecen como elementos secundarios compuestos halogenados. De la misma forma, se obtienen residuos sólidos tales como materia no combustible y cenizas, los cuales han de ser tratados con posterioridad.

La gasificación necesita que los residuos utilizados como combustible sean sometidos a un pretratamiento para el correcto funcionamiento del proceso. Los residuos introducidos han de pasar por una etapa de secado para reducir la mayor cantidad de humedad posible. De la misma forma, han de pasar por una etapa de triturado con el objetivo de disminuir su tamaño, que ha de oscilar entre los 80 y 300 mm aproximadamente.

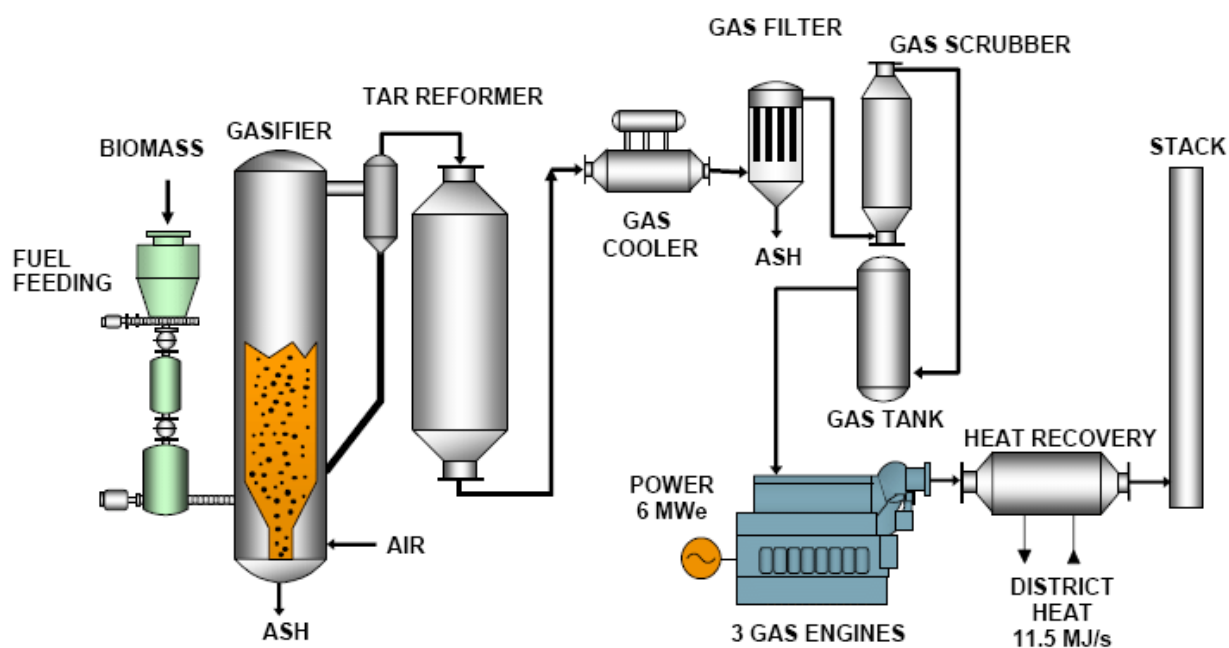


Figura 27: Proceso de gasificación. Imagen en: Abdul Salam, Kumar y Siriwardhana, 2010: 17.

El syngas obtenido del proceso, una vez limpio, puede ser empleado para la generación de energía. En función de la composición de los gases y la presencia de ciertas sustancias contaminantes, el gas síntesis puede utilizarse de diversas formas. Una de ellas es como combustible en motores de combustión interna, calderas y turbinas para la generación de energía eléctrica.

Otra alternativa es la utilización del syngas en ciclos combinados o inyectado en redes de gas natural –para ello necesita un tratamiento previo de separación de los restos de O₂ y de CO₂–. Así

mismo, existe otra posibilidad muy interesante que busca aumentar la proporción de hidrógeno del syngas para que pueda ser utilizado en pilas de combustible.

Respecto a la energía necesaria para llevar a cabo la gasificación, el proceso consume mucha energía debido a las altas temperaturas que se han de alcanzar. Al syngas obtenido, puede utilizarse en un ciclo de Rankine –con un rendimiento ciertamente superior al de los procesos anteriores– y puede introducirse en redes de gas natural. En cuanto a las consideraciones medioambientales, existe peligro de escape de gases y de formación de hidrocarburos, compuestos halogenados, así como un elevado volumen de cenizas.

4.2.6. Gasificación por plasma

Para entender de manera correcta el siguiente sistema de valorización de residuos se considera necesario definir qué es el plasma. Se denomina plasma al cuarto estado de la agregación de la materia y es el estado de agregación más abundante en el universo. De manera sintética se podría decir que el plasma es un gas ionizado a alta temperatura, es decir, que posee partículas cargadas eléctricamente, siendo, por tanto, un excelente conductor de la electricidad.

La gasificación por plasma es un proceso térmico en el cual, gracias a las elevadas temperaturas alcanzadas, en torno a 5000°C, se consigue la disociación molecular de la materia orgánica introducida. En este proceso, se utiliza una antorcha de plasma formada por dos electrodos, cátodo y ánodo, que son los responsables de formar un arco eléctrico en el cual, se alcanzan dichas temperaturas de 5000°C.

Tras ello, se inyecta una corriente de gas que es sometida al arco eléctrico previamente mencionado y, gracias a la interacción del gas con en el arco, este pasará a convertirse en plasma. Dentro de la vasija, las moléculas orgánicas introducidas empiezan a disociar –con temperaturas de alrededor de los 2700°C– y empieza la formación de compuestos parciales resultantes en el proceso. El gas resultante del proceso se conoce como el ya mencionado syngas, cuya composición principal es de hidrógeno (H₂) y monóxido de carbono (CO₂), además de formarse una materia inerte denominada escoria vitrificada.

En cuanto a los residuos introducidos, el proceso admite una amplia variedad: RSU, residuos agrícolas o residuos forestales; sin necesidad de realizar una especial adaptación de la instalación a la diversidad de residuos. De la misma forma, realizar una previa separación y determinados pretratamientos hace que el rendimiento del proceso sea superior.

Con respecto a los factores energéticos, el proceso consume una alta cantidad de energía por las altas temperaturas que se han de alcanzar en el proceso. El syngás, puede ser utilizado en ciclos combinados –con un rendimiento medio–, inyectado en la red de distribución de gas natural, así como generando hidrógeno para usarlo como combustible o almacenarlo en pilas. En cuanto a la escoria vitrificada que se forma, puede ser empleada en la construcción.

En cuanto a los factores medioambientales, con un control adecuado, este proceso llega a generar menos emisiones que los sistemas de valorización previamente comentados. Además, no genera residuos líquidos y la escoria vitrificada –que es un producto inerte– puede utilizarse en procesos de fabricación del hormigón.

4.3. Comparativa de los sistemas de valorización

Como se ha podido ver en el epígrafe anterior, existen diversos sistemas de valorización de los residuos y cada uno de ellos posee unas características, rendimiento y limitaciones distintas. En este apartado se pretende analizar cuál es la mejor alternativa para la realización del proyecto. Para ello, nos basaremos en los siguientes criterios: la eficiencia energética, la energía que se puede adquirir del sistema de valorización y finalmente, el impacto ambiental.

Debido a las características del proyecto, descartaremos de manera prematura tanto la digestión anaerobia como los vertidos controlados. Se considera que la digestión anaerobia no es el sistema de valorización más adecuado debido a dos factores. Partiendo de la base de que el proyecto pretende tratar un volumen elevado de residuos –entre los cuales se pretende valorizar los residuos forestales– y que, según el Plan Nacional de Investigación de Residuos (PNIR) sólo el 44% de los residuos generados en España son materia orgánica, se puede concluir que, este sistema de valorización no es el más adecuado para este proyecto.

De la misma forma descartaremos los vertidos controlados ya que, siguiendo los objetivos de la Agenda 2030 y la actual legislación europea, para el año 2030 los vertederos han de reducirse a un máximo del 10% y para 2035 un 65% de los residuos ha de ser reciclado. Es por ello por lo que se pueden descartar los vertidos controlados como sistema de valorización de residuos para este proyecto, cuyo objetivo es generar energía renovable durante un periodo de tiempo prolongado. Una vez descartados estos dos sistemas de valorización, quedarían por analizar la incineración, la pirólisis, la gasificación y la gasificación por plasma.

Comenzaremos analizando la incineración, son innumerables las críticas que este proceso está recibiendo debido a la elevada formación de sustancias tóxicas que emite –sustancias como el dioxinas y furanos–. Además, la normativa de emisiones cada vez limita más a las incineradoras, elevando como consecuencia el coste del proceso debido a la alta inversión que ha de llevarse a cabo en maquinaria y tratamiento de los gases para cumplir la normativa de emisiones. Si a esto le añadimos que, el proceso de incineración necesita de una gran cantidad de energía para su funcionamiento y que el rendimiento del proceso no es muy elevado, se puede descartar el proceso de incineración como sistema de valorización de residuos.

En cuanto a la pirólisis, se trata de un proceso ciertamente similar a la gasificación, pero con un rendimiento algo inferior. Debido a su bajo rendimiento se ha decidido descartar la pirólisis como sistema de valorización.

Finalmente, nos quedan la gasificación y la gasificación por plasma como posibles opciones para la realización del proyecto. Ambos procesos son muy similares en cuanto a rendimiento, aunque el de la gasificación por plasma es ligeramente superior al de la gasificación. Así mismo, aunque un correcto pretratamiento de los residuos puede aumentar el rendimiento del proceso de la gasificación por plasma, no es necesario realizar ningún tratamiento específico. Sin embargo, para la gasificación si es necesario realizar una separación más exhaustiva, así como una disminución de tamaño y de la humedad de los residuos. Finalmente, la gasificación por plasma debido a que alcanzan temperaturas superiores a las de la gasificación, admite una mayor tasa y variedad de residuos.

Tras analizar todos los sistemas de valorización propuestos, el sistema de valorización elegido para el proyecto es la gasificación por plasma que desarrollaremos a continuación.

5. Gasificación por plasma

5.1. El Plasma

Para el entendimiento de este proyecto se considera oportuno definir el concepto del plasma. Se trata del cuarto estado de agregación de la materia –el estado más abundante del universo pudiéndolo encontrar de forma natural en las estrellas–, caracterizado además por ser un gas ionizado a alta temperatura.

Por esta última característica, es un excelente conductor de la electricidad y de la luz. El plasma se obtiene calentándolo a temperaturas muy elevadas –en torno a los 5000°C– en presencia de un campo eléctrico. En ese rango de temperaturas se produce la disociación molecular completa de la materia orgánica.

En este estado de plasma ocurre un fenómeno denominado la ionización de la materia, y este fenómeno ocurre en un *proceso de cascada*. Este proceso consiste en que los electrones libres chocan con átomos neutros, obteniéndose como resultado dos electrones y un ion. Los electrones resultantes vuelven a chocar con átomos neutros terminando con el mismo resultado: un mayor número de iones y de electrones libres. De esta forma se acaba obteniendo una masa de iones y electrones a gran velocidad que, conforman el estado de plasma previamente mencionado.

El plasma puede clasificarse en función de las temperaturas, según Gordillo Vázquez, en su artículo titulado “Plasmas fríos”:

*(...) podemos aventurarnos en una primera clasificación de los tipos de plasmas que atienda a su equilibrio térmico, es decir, a si la temperatura o energía media de las partículas que lo forman es o no la misma para cada tipo de partícula.*³⁴

Podemos distinguir entre plasmas térmicos o calientes y plasmas no térmicos o fríos. Los primeros son aquellos en los que tanto los electrones como las partículas pesadas tienen una misma temperatura. Por el contrario, los plasmas no térmicos o fríos son aquellos en los que la temperatura de los electrones y de las partículas pesadas es muy distinta.

En los últimos años se ha incorporado el plasma en procesos industriales, concretamente en actividades como la metalurgia, la soldadura y el corte. De la misma forma, el plasma se está considerando como un tratamiento para los residuos.

5.2. Sistema convertidor de plasma directo

Para la realización del proyecto se pretende utilizar un sistema convertidor de plasma- en concreto el sistema convertidor de plasma directo-, este sistema es capaz de generar un campo de energía radiante en el que se puede alcanzar la disociación molecular tanto de sólidos como de líquidos y gases. La información utilizada para la descripción del proceso directo de gasificación se ha obtenido de las empresas Materiales Renovados y Aventurem así como de los Trabajos de Fin de Grado de

³⁴ Gordillo Vázquez, 2008: 72.

5.2.1. Etapas del sistema convertidor de plasma

El sistema convertidor de plasma directo cuenta con cinco etapas que, como se puede observar en la imagen posterior, se distribuyen de la siguiente forma:



Figura 28: Etapas del proceso de gasificación por plasma. Imagen en: Valenciano, 2015: 50.

Sin embargo, según Aventure y como se puede ver en la siguiente figura, el proceso consta de siete etapas. Esto se debe a que separa la etapa de *neutralización* en dos etapas distintas, primero realiza el lavado en Quench y posteriormente realiza la neutralización en Scrubber, mientras que Materiales Renovados unifica esas dos etapas en una denominada *neutralización*. De la misma forma, Aventure considera la extracción como una etapa más, en este caso la séptima, mientras que Materiales Renovados no contabiliza la extracción como una etapa distinta.



Figura 29: Etapas del proceso de gasificación por plasma, Imagen de: Aventure: 11.

En definitiva, ambos son el mismo proceso, pero se dividen de distinta forma. A la hora de desarrollar los diferentes procesos utilizaré la división realizada por Materiales Renovados. Las etapas del proceso de gasificación por plasmas son las siguientes:

1) Etapa 1: Alimentación.

Como el propio nombre de la etapa indica, esta etapa está formada por un sistema de alimentación mediante el cual serán introducidos los residuos orgánicos al reactor en donde se alcanzará la disociación molecular completa de la materia orgánica.

Con la finalidad de aumentar el rendimiento del proceso, los residuos son sometidos a unos tratamientos previos. Estos tratamientos no son obligatorios, pero si potencian el proceso de gasificación. Los tratamientos son los siguientes:

- Reducción de tamaño de los residuos: La finalidad de este tratamiento es la reducción del tamaño de los residuos con el objetivo de hacerlos más uniformes y manejables a la hora de introducirlos en el reactor. La maquinaria utilizada para este proceso está compuesta principalmente por molinos de martillo o trituradores.
- Separación: La finalidad de este proceso consiste en alcanzar un gas síntesis con una composición más estable, esto se consigue mediante la separación de los residuos por características, produciendo una mayor uniformidad en los materiales que se van a tratar. Para ello y teniendo en cuenta siempre las características de los residuos, se emplean separadores magnéticos, ópticos o balísticos.
- Compactación: El objetivo de este pretratamiento es lograr una mayor densidad en los residuos. Esto produce una mayor eficiencia a la hora de transportar y almacenar los residuos. Para ello, se forman pellets- se emplea el proceso de paletización- o rectángulos con un volumen muy reducido para facilitar el almacenaje.
- Reducción de humedad: Este tratamiento consiste en reducir la humedad de los residuos antes de realizar la alimentación. Para este proceso se aprovecha el calor que proviene del gas síntesis para reducir la humedad de los residuos-normalmente, se consigue una reducción del 15-20%.

De la misma forma que los residuos, en la alimentación se introducen los gases necesarios para poder llevar a cabo el proceso de creación de plasma. Los gases introducidos son los siguientes:

- Oxígeno: Se introduce oxígeno en el reactor para ser capaces de generar el medio oxidante.
- Gas plasmógeno (aire): Gas que alimenta las antorchas.

2) Etapa 2: Disociación.

En esta etapa se produce la disociación molecular completa de los residuos introducidos en la anterior etapa, la ruptura de los enlaces ocurre dentro de la vasija de plasma. Tras este proceso se obtiene el gas síntesis y una escoria vitrificada.

Para que ocurra la disociación molecular se debe alcanzar temperaturas muy elevadas y para ello se hará uso de un arco eléctrico. El cebado de este arco eléctrico se produce por la diferencia de potencial que existe entre los electrodos de la antorcha de plasma, antorcha que está alimentada por un generador de corriente continua. Debido a que el arco eléctrico se genera por una diferencia de potencial entre los electrodos, se pueden diferenciar varias etapas en función de la temperatura.

Cuando se alcanzan temperaturas de entre 500-1000°C, empieza a producirse la rotación y la traslación de las partículas, más tarde, al alcanzarse los 2000°C las partículas comienzan a vibrar. La disociación de las partículas se produce al alcanzarse los 2750°C mientras que, las partículas se ionizan a temperaturas superiores a los 5250°C. El resultado de todo este proceso es la obtención de partículas ionizadas e iones excitados, los cuales conforman el estado de plasma previamente mencionado.

La siguiente figura representa las distintas fases a las que la materia es sometida en función de la temperatura.

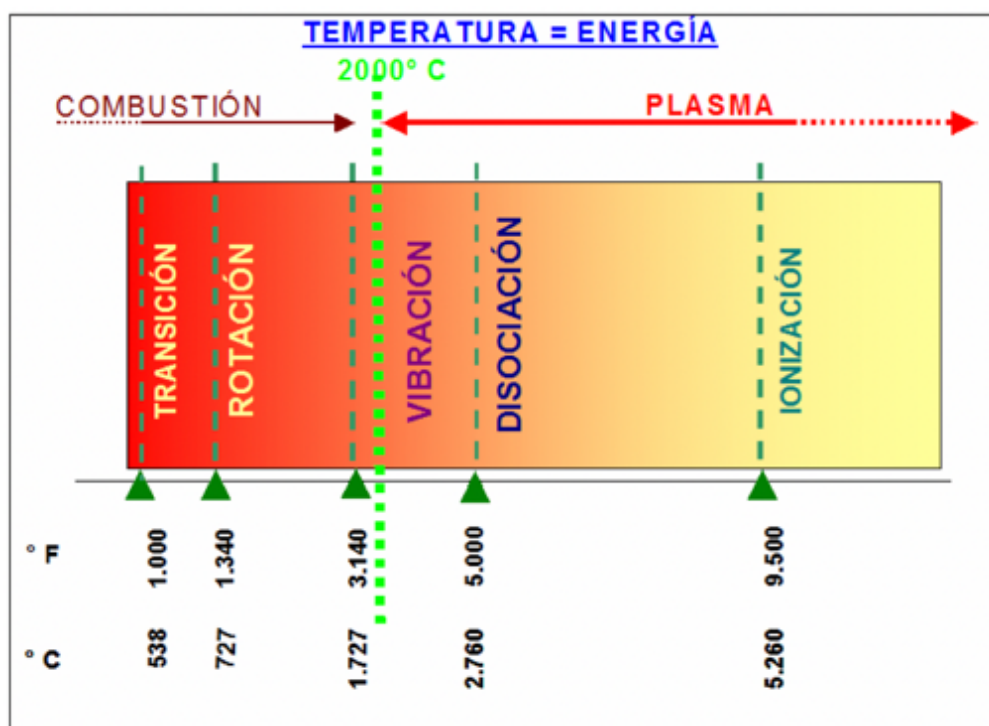
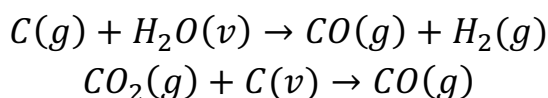


Figura 30: Fases producidas por el plasma en función de los rangos de temperatura. Imagen de: Acciona: 2017 19.

La disociación completa de la materia se produce debido a las altas temperaturas y a la presencia de una atmósfera reductora. Dentro de la vasija se producen los siguientes procesos térmicos:

- **Cracking térmico:** Las moléculas más complejas se disocian en moléculas más ligeras y simples formando así hidrógeno y gases de hidrocarburos.

- Oxidación parcial: Mediante la oxidación de los átomos de carbono se favorece la formación de monóxido de carbono -CO-. Los subproductos procedentes de dicha reacción son pequeñas cantidades de dióxido de carbono -CO₂- y agua -H₂O-, estos productos disminuyen el poder calorífico del gas síntesis. Por ello, es necesario realizar un control de la cantidad de oxígeno -O₂- en la entrada del reactor para reducir al mínimo la generación de dichos compuestos que, afectan negativamente al proceso.
- Reformación: Tras la disociación se obtienen elementos primarios -Hidrógeno(H₂) y Carbono(C)- y estos se combinan para formar en su mayoría, moléculas de Hidrógeno -H₂- y agua -H₂O-. Las principales reacciones químicas que están detrás de este proceso son las siguientes:



El fondo de la vasija está recubierto por un baño de arena fundida rica en silicio, esta arena reacciona con la materia inorgánica que se deposita en el fondo de la vasija. De la misma forma, la arena es capaz de retener las trazas de los metales pesados que contenga algún residuo introducido en la vasija. Como resultado de este proceso se obtiene un material inocuo, no lixiviable y no tóxico. Por último, el volumen de residuos introducido en el reactor disminuye en torno a un 200% en esta etapa.

3) Etapa 3: Enfriamiento.

Como se ha comentado con anterioridad, los productos obtenidos del proceso anterior son el syngas y la escoria vitrificada. El gas síntesis obtenido de la vasija se encuentra a una temperatura de unos 1000°C, por lo que es necesario reducir su temperatura para que no deteriorar los equipos empleados en las fases posteriores. El calor obtenido puede aprovecharse para generar energía eléctrica mediante un ciclo de Rankine o puede emplearse en el secado de residuos en el proceso de reducción de humedad previamente explicado.

4) Etapa 4: Filtro.

Como se ha visto con anterioridad, el syngas se encuentra formado en su mayoría por monóxido de carbono y por hidrógeno. No obstante, aparecen otros compuestos en menores cantidades en la composición del syngas. Estos compuestos disminuyen la calidad del gas síntesis, por lo que precisa pasar por un proceso de filtrado y purificación.

Para este proceso se hace uso de un ciclón ya que, es más eficiente que las cámaras de separación y que los separadores de impacto y es mucho más barato que los electrofiltros. Estos últimos, presentan una eficiencia muy alta, en torno al 99% con partículas de menos de 10µm, pero el coste todo ello es muy elevado.

Esta tecnología se fundamenta en las diferencias de densidad entre los gases de la corriente y los sólidos. En este proceso, los ciclones -que son colectores con forma cilíndrica- se encargan de la

separación de las partículas sólidas de las corrientes mediante la aplicación de una fuerza centrífuga que, hace que cambie la dirección del flujo de aire produciendo así el choque de las partículas con las paredes interiores del ciclón y su posterior caída por acción de la gravedad hacia la parte cónica del ciclón y termina por depositarse en la tolva que se sitúa en la parte inferior. La siguiente figura muestra el funcionamiento de un ciclón.

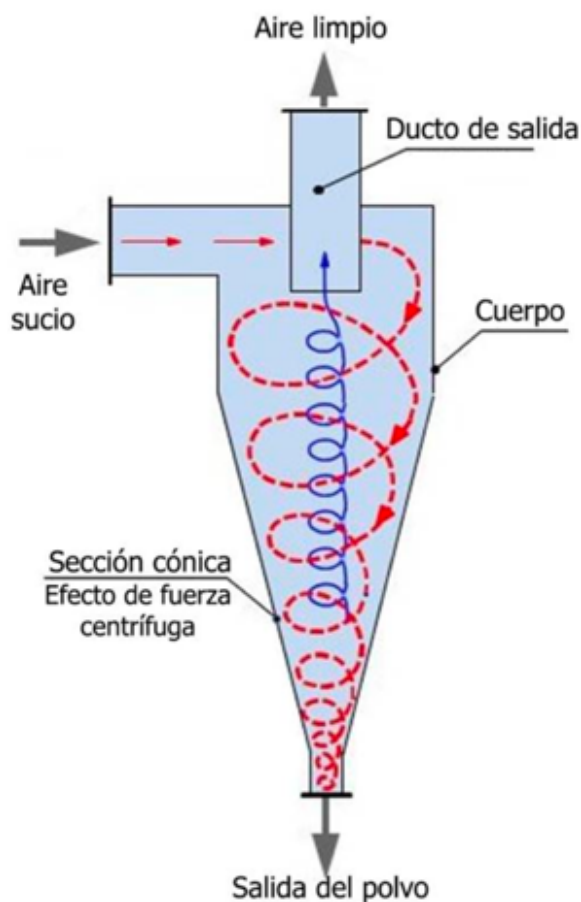


Figura 31: Funcionamiento de un ciclón Buchelli Carpio y Reinoso Sánchez, 2014: 7

El rendimiento de este procedimiento oscila entre el 65-99%, variando en función de las características del ciclón empleado y de la composición del gas introducido. Este proceso resulta muy económico debido a su bajo coste de inversión y al bajo coste de mantenimiento, sin embargo, sólo es efectivo para las partículas con un diámetro superior a $10\mu\text{m}$.

5) Etapa 5: Neutralización.

Esta etapa tiene como objetivo la reducción de los compuestos halogenados presentes en el gas síntesis. Para ello, se hará uso de un sistema que combina el lavado de Scrubber con el quench.

Con este sistema se somete a la corriente de gas a una ducha básica que, se encarga de neutralizar los halógenos que contiene el gas síntesis, tras este proceso, se obtiene como subproducto agua salada que, se sitúa en el fondo del depósito.

De la misma forma, el gas síntesis, aún con elementos sulfurados en su composición, se hace circular por un filtro de alta eficiencia HEPA -High Efficiency Particle Arresting-, eliminando así los compuestos sulfurados debido a la adición carbón activo en el proceso.

La siguiente figura nos muestra de manera esquemática esta última etapa.



Figura 32: Esquema del sistema de neutralización (Valenciano López, 2015: 54)

Como se ha mencionado con anterioridad, de este proceso se obtienen dos subproductos, el agua salada y el syngas limpio. En este caso, el syngas a la salida del filtro se encuentra a una temperatura unos 30°C y con la siguiente composición.

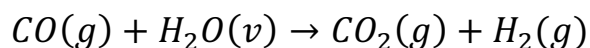
% Composición gas síntesis limpio	
% CO	77,6
%CO ₂	6,67
%H ₂	4,46
%N ₂	7,11
%H ₂ S	0
%Ar	1,22
%H ₂ O	2,93
%CH ₄	0,01

Tabla 20: Composición del gas síntesis limpio (Valenciano, López, 2015: 54)

Como se puede observar en la tabla anterior, el syngás en su mayoría, está compuesto por monóxido de carbono (77,6%) mientras que, el hidrógeno solo ocupa el 4,46% de la composición total. También hay que tener en cuenta la presencia de dióxido de carbono (6,67%) ya que debe ser captado

y eliminado. Con los objetivos de aumentar la proporción de hidrógeno y reducir al máximo la presencia de dióxido de carbono, se llevarán a cabo los siguientes procesos:

- Reacción Shift: La finalidad de esta reacción es aumentar la proporción de hidrógeno en el gas síntesis y de manera simultánea, reducir la proporción de monóxido de carbono. Para ello, se hace uso de un catalizador de hierro para alanzar la siguiente reacción:



Como se puede observar, con esta reacción generamos hidrógeno a partir de monóxido de carbono.

- Captura y eliminación de CO₂: La finalidad de este proceso es la erradicación del dióxido de carbono contenido en el gas síntesis. El proceso utilizado es un baño solvente de ánimas.

Gracias a estos procedimientos, se puede llegar a aumentar la concentración de hidrógeno en el gas síntesis hasta el 40-50%. De la misma forma, se consigue reducir de forma contundente la concentración de dióxido de carbono.

5.2.2. Componentes de la planta de gasificación por plasma

A continuación, se van a describir los distintos componentes que se encuentran en una planta de gasificación por plasma.

5.2.2.1. Vasija

La vasija o reactor es el elemento en donde ocurre la disociación total de la materia orgánica, este elemento está formado por dos partes; la tapa de acero y el cuerpo. El correcto sellado entre ambas partes es trascendental para evitar posibles fugas de syngas al introducirse los residuos en la vasija. Por ello, para reducir la complejidad del proceso, se operará a presiones negativas.

En cuanto al proceso de retirada de los productos obtenidos -syngas y escoria inerte vitrificada-, existen dos posibilidades. La primera opción es la retirada de ambos productos por una salida común, mientras que, la segunda opción consiste en la retirada de los productos por salidas independientes. La siguiente figura representa una vasija del sistema convertidor de plasma:

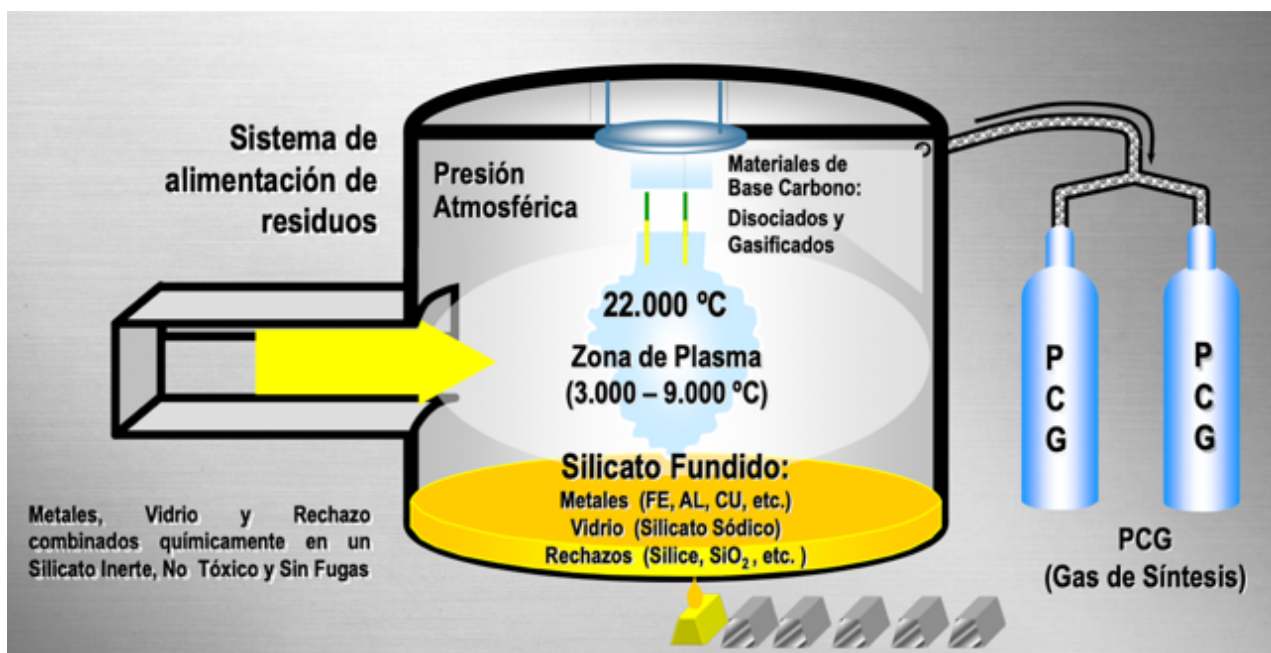


Figura 33: Vasija del sistema convertidor de plasma, Aventum: 13

Debido a las altas temperaturas en el interior del reactor, se deben recubrir las paredes con una capa aislante de material refractario. Con esta capa de aislante se consigue mantener en el interior una temperatura superior a la temperatura de condensación de los gases ácidos y de esta forma, evitamos su aparición en el syngas.

En el interior de la vasija se llegan a alcanzar temperaturas cercanas a los 6000°C – en la punta de la antorcha- y temperaturas que rondan los 1400-1500°C en el resto de la vasija.

5.2.2.2. Antorcha de plasma

La función principal de la antorcha de plasma es generar el arco eléctrico. La antorcha dispone de dos electrodos -cátodo y ánodo- que, como se ha explicado con anterioridad, son los encargados del cebado del arco eléctrico mediante la diferencia de potencial que existe entre ellos. De la misma forma, la antorcha cuenta con un sistema de refrigeración que, se encarga de la protección de la antorcha de las altas temperaturas alcanzadas en el reactor

En la actualidad existen dos tipos de antorchas de plasma:

- Antorcha transferida: Este tipo de antorcha se emplea en los procesos en los que se requiere fundir la materia introducida -ya sea en estado sólido o en estado semisólido-. El encargado de realizar el arco eléctrico en este tipo de antorchas será el ánodo, ánodo que, habrá que sustituir de manera periódica. El cátodo de la antorcha se localiza en el fondo de la vasija y la transmisión del calor se produce por conducción, radiación y convección.
- Antorcha no transferida: Este tipo de antorcha se emplea en los procesos en los que se pretenda reducir sólidos, líquidos y gases. En este caso, tanto cátodo como el ánodo se sitúan dentro de la antorcha y, ambos han de ser reemplazados de forma periódica.

La *antorcha no transferida* será la antorcha que emplearemos para nuestro proyecto debido a que, es la que más se adapta a las necesidades del proyecto, en este caso, reducir residuos orgánicos para producir syngas y no fundir materia. Además, de las dos tipologías, es la opción más económica.

La siguiente figura representa una comparativa esquemática de las antorchas transferida y no transferida.

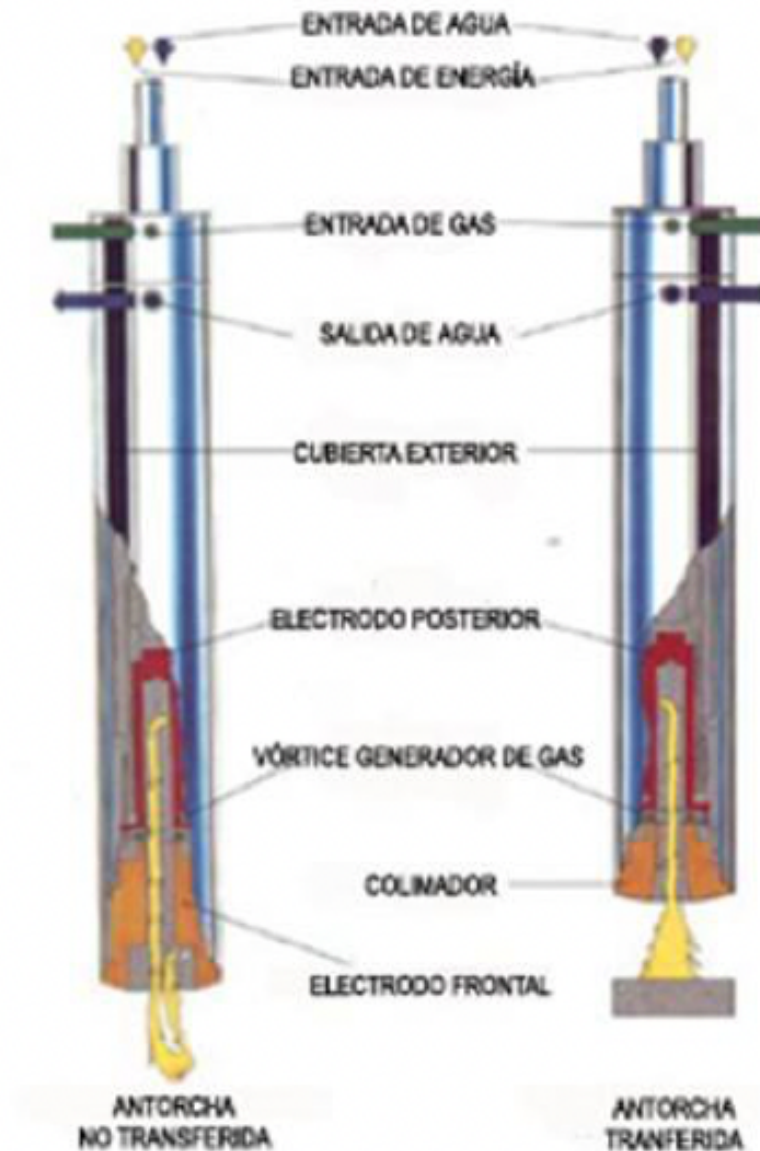


Figura 34: Comparativa entre las antorchas simples: operación transferida y operación no transferida, Aventum: 15.

5.2.2.3. Generador de corriente eléctrica

La antorcha de plasma debe estar alimentada por un generador de corriente continua.

5.2.2.4. Sistema de control del proceso

La finalidad principal de este sistema es la de controlar en tiempo real distintos parámetros del proceso. Las principales funciones que puede desempeñar dicho sistema son: controlar y modificar la cadencia de alimentación de la vasija, controlar el sistema de alimentación de corriente continua y finalmente, monitorizar en todo momento la composición del gas síntesis por si fuese pertinente realizar algún ajuste.

Este sistema se fundamenta en un control lógico programable -PLC- que, se encuentra en un sistema informático centralizado que, a su vez, está controlado de manera permanente por los empleados de la planta de gasificación.

5.2.2.5. Circuito de refrigeración de la antorcha de plasma

Como se ha comentado con anterioridad, es necesario refrigerar la antorcha con la finalidad de proteger sus componentes de las temperaturas tan elevadas que se alcanzan en la vasija en el proceso de gasificación. Otra función importante del circuito de refrigeración es la regulación de la temperatura que se alcanza en el electrodo.

Para ello, se usará un circuito de refrigeración que tiene un intercambiador de calor agua-agua. Este circuito será el encargado de transferir el calor a un circuito secundario de agua desionizada, circuito que, consta de un intercambiador de calor agua-aire.

5.2.2.6. Sistema de gas

Este sistema es el responsable de la entrada de la corriente de gas a través de la antorcha que, junto con los electrodos, generarán el arco eléctrico. El gas introducido en la vasija se denomina plasmógeno, y ha de ser introducido a una presión que se encuentre entre 6 y 7 bares. Generalmente, el tipo de gas introducido es aire debido a que es la opción más económica, sin embargo, existen distintas alternativas al aire como el Oxígeno -O₂-, Hidrógeno -H₂- y Nitrógeno -N₂-. De la misma forma, la cadencia de entrada del gas está controlado por el sistema de control.

5.2.2.7. Sistema de descarga del material vitrificado

La función principal de este sistema es la recogida del material vitrificado que se ha generado durante el proceso de gasificación. Existen dos alternativas de extracción de este material:

- Lateralmente, por inclinación. Este método de extracción es intermitente, es decir, no se está recogiendo de manera continua el material vitrificado. Este método es el más empleado en las plantas de gasificación debido a la poca cantidad de material vitrificado que se genera en el proceso, es por esto por lo que, interesa extraerlo de manera intermitente.

- Mediante un sistema de extracción mecánico que realiza la extracción de manera continua. El sistema se denomina tornillo sinfín.

En este proyecto se ha utilizado el mecanismo del tornillo sinfín para evitar que el material vitrificado se acumule en la salida de la vasija. Una vez extraído el material, se depositará en un carro que será enfriado por agua.

5.3. Gas síntesis

5.3.1. Características del gas síntesis

Tal y como se comentó en la Tabla 20 el gas síntesis está compuesto en su mayoría por monóxido de carbono -CO- e hidrógeno -H₂-, llegando a formar aproximadamente el 80% de la composición total del syngas. De la misma forma, podemos encontrar otros gases como dióxido de carbono -CO₂-, vapor de agua -H₂O- y nitrógeno -N₂-.

La siguiente figura detalla la composición del syngas en función de los residuos introducidos en la vasija.

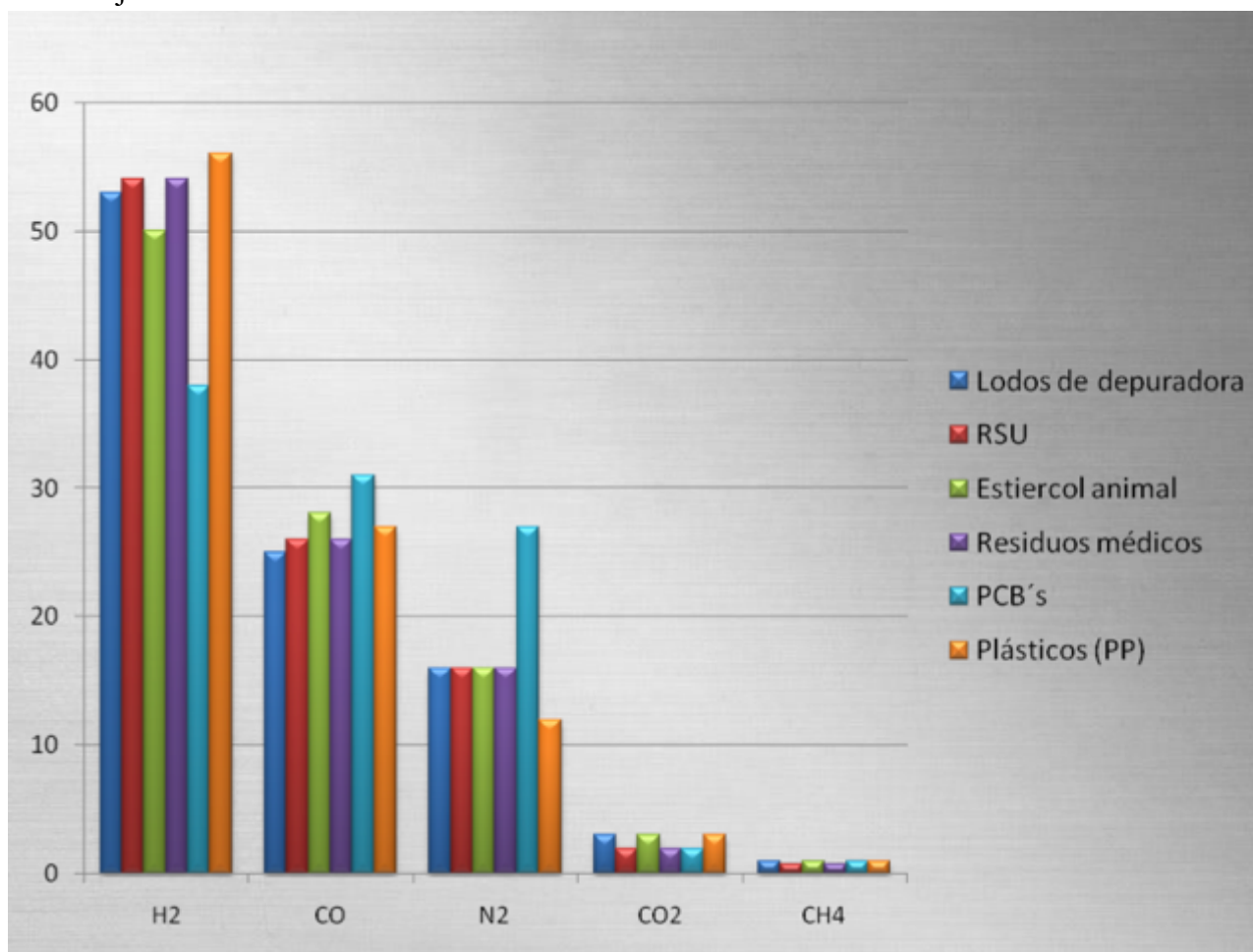


Figura 35: Composición del gas en función de los residuos utilizados en la entrada, Aventure: 19.

Como se puede observar en la figura anterior, independientemente de los residuos empleados en la entrada de la planta, la composición del gas síntesis se mantiene relativamente “constante”. Esto nos indica que, la composición del syngas no depende de los residuos empleados ya que siempre se obtendrá una composición muy similar.

Este factor hace particularmente interesante el sistema de valorización de residuos ya que, a diferencia de otras tecnologías, no hace falta hacer una distinción y separación exhaustiva de los residuos en la entrada del proceso. Esto produce una reducción en los costes debido a que se está ahorrando al no realizar un proceso de separación y al no tener que llevar a cabo estudios y análisis acerca de la composición de los residuos empleados en la planta.

5.3.2. Uso y aplicaciones del gas síntesis

Una vez se ha obtenido el gas síntesis hay diversas opciones en la que puede ser empleado. A continuación, se hará una breve explicación de las distintas opciones económica y energéticamente viables de aprovechamiento de ese gas síntesis.

El syngas puede inyectarse en la red de gas natural para emplearlo, por ejemplo, en ciclos combinados o bien puede servir para la generación de energía eléctrica, empleándose como combustible en máquinas térmicas -turbinas o motores de combustión- o bien mediante de pilas de combustible.

Aunque en este proyecto nos centraremos en la generación de energía eléctrica a partir de pilas de combustible, se ha considerado pertinente realizar a continuación, una breve descripción de las distintas opciones de aprovechamiento del gas síntesis.

- **Inyección del gas síntesis en la red de gas natural**

En la actualidad la situación del gas natural en Europa es muy complicada, tras la invasión de Rusia a Ucrania y debido a las tensiones en las relaciones con los países del Norte de África, el precio del gas natural está en máximos históricos lo que hace que, el precio de la electricidad también esté en máximos históricos.

Inyectando el gas síntesis en la red de gas natural se conseguirá que la dependencia de este combustible fósil sea menor y consiguientemente, se conseguirá que aumente el nivel de energía verde producida en España. Esta tecnología es más rentable a mayor cantidad de syngas introducido en la red, además, hay que situar la planta en un lugar razonablemente cercano a un punto de distribución del gas natural para que los costes de transporte no sean muy elevados.

- **Generación de energía eléctrica**

La generación eléctrica es la forma más habitual de aprovechamiento del gas síntesis. Una vez el syngas se ha enfriado y se han realizado los tratamientos pertinentes para modificar su composición, se convierte en un combustible excelente para la generación de energía eléctrica. A continuación, se realizará una valoración las distintas opciones:

1) Motores de combustión interna:

Como su propio nombre indica, la combustión tiene lugar en el interior del cilindro. Esta tecnología transforma la energía química que posee en el gas síntesis en energía mecánica que, a su vez, acciona un alternador que, transforma esa energía mecánica en energía eléctrica. Además, esta tecnología tiene un rendimiento en torno a un 40% superior al rendimiento que ofrece la turbina de gas.

La siguiente figura nos muestra las partes de un grupo electrógeno.

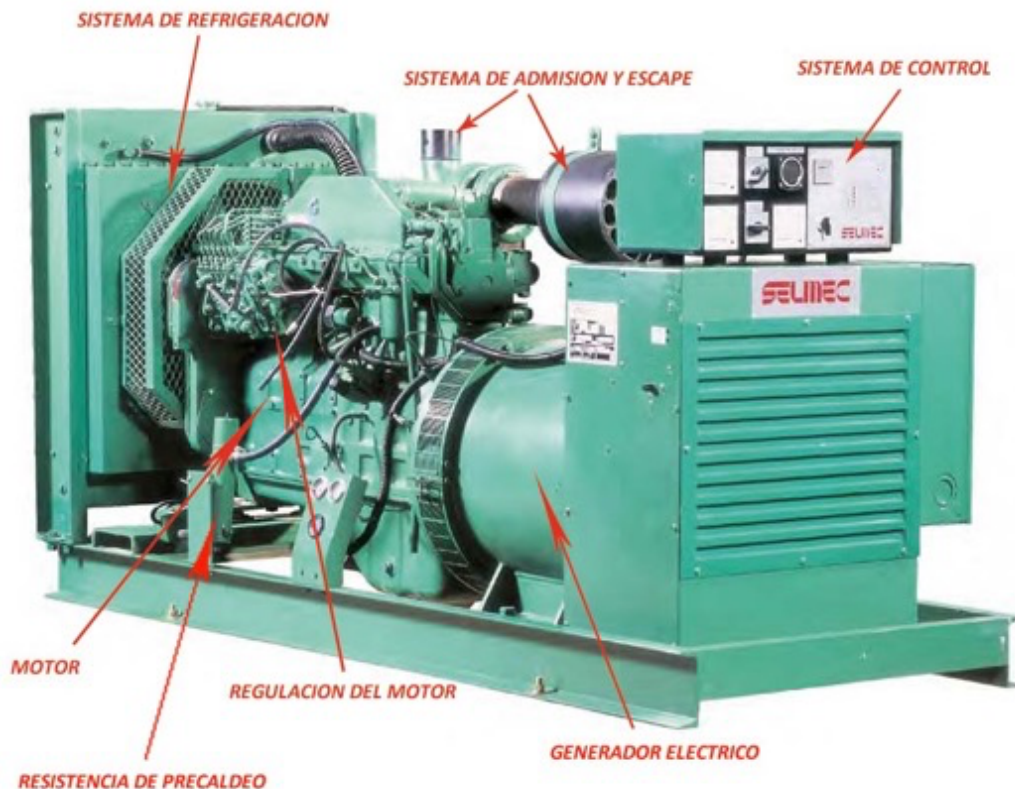


Figura 36: Partes de un Grupo Electrónico, Imagen de: Máquinas y herramientas.

2) Turbina de gas:

Consiste en un motor térmico rotativo de combustión interna que genera energía mecánica a partir del syngas introducido. Este proceso se fundamenta en un ciclo de Brayton en el cual el aire es comprimido y seguidamente dirigido a una cámara de combustión donde, al mezclarse con el gas combustible se genera la ignición. Tras la ignición, los gases generados pasan por la turbina expansionándose y produciendo que el eje gire. Este eje acciona el compresor de la turbina y el alternador que, al igual que con el motor, transforma la energía mecánica en energía eléctrica.

Las turbinas tienen un rendimiento de un 40% inferior que los motores de combustión, por ello se utilizan en menor proporción. Sin embargo, esta tecnología es ideal para suministrar energía en los picos de demanda.

La siguiente figura muestra el esquema del funcionamiento de una turbina de gas.

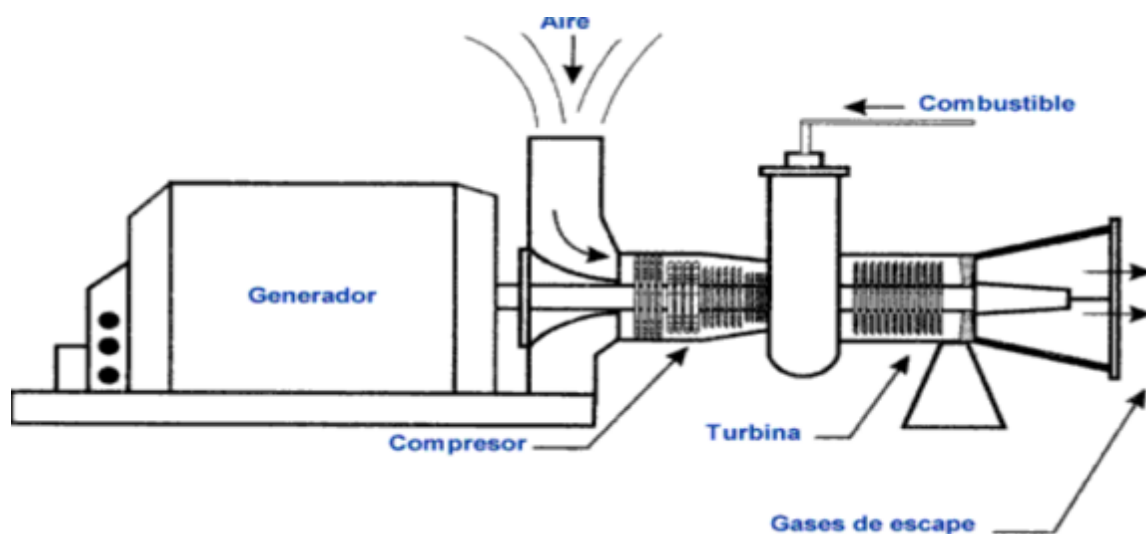


Figura 37: Ciclo de turbina de Gas. Imagen de: CENACE, 2018: 7.

3) Pilas de combustible:

Esta tecnología es la elegida para el desarrollo de proyecto. A continuación, se hará una pequeña introducción no muy extensa ya que se le dedicará un epígrafe, adelante en el proyecto.

Las pilas de combustible son sistemas electroquímicos que tienen la capacidad de transformar la energía química de unas sustancias en calor y en energía eléctrica sin recurrir a ningún ciclo termodinámico. Las pilas han de ser alimentadas con un combustible, en este caso el hidrógeno -H₂- y un elemento oxidante, el elemento oxidante será el oxígeno -O₂-.

En cuanto a rendimiento, las pilas de combustible tienen un rendimiento superior que el rendimiento de los motores y el de las turbinas y, además, al poder realizar distintos tipos de pilas con rangos de potencia diferentes, permite emplear esta tecnología en distintas industrias³⁵.

5.4. Balance energético

³⁵ Imagen sobre el funcionamiento de una pila de combustible en la página 78 de este trabajo.

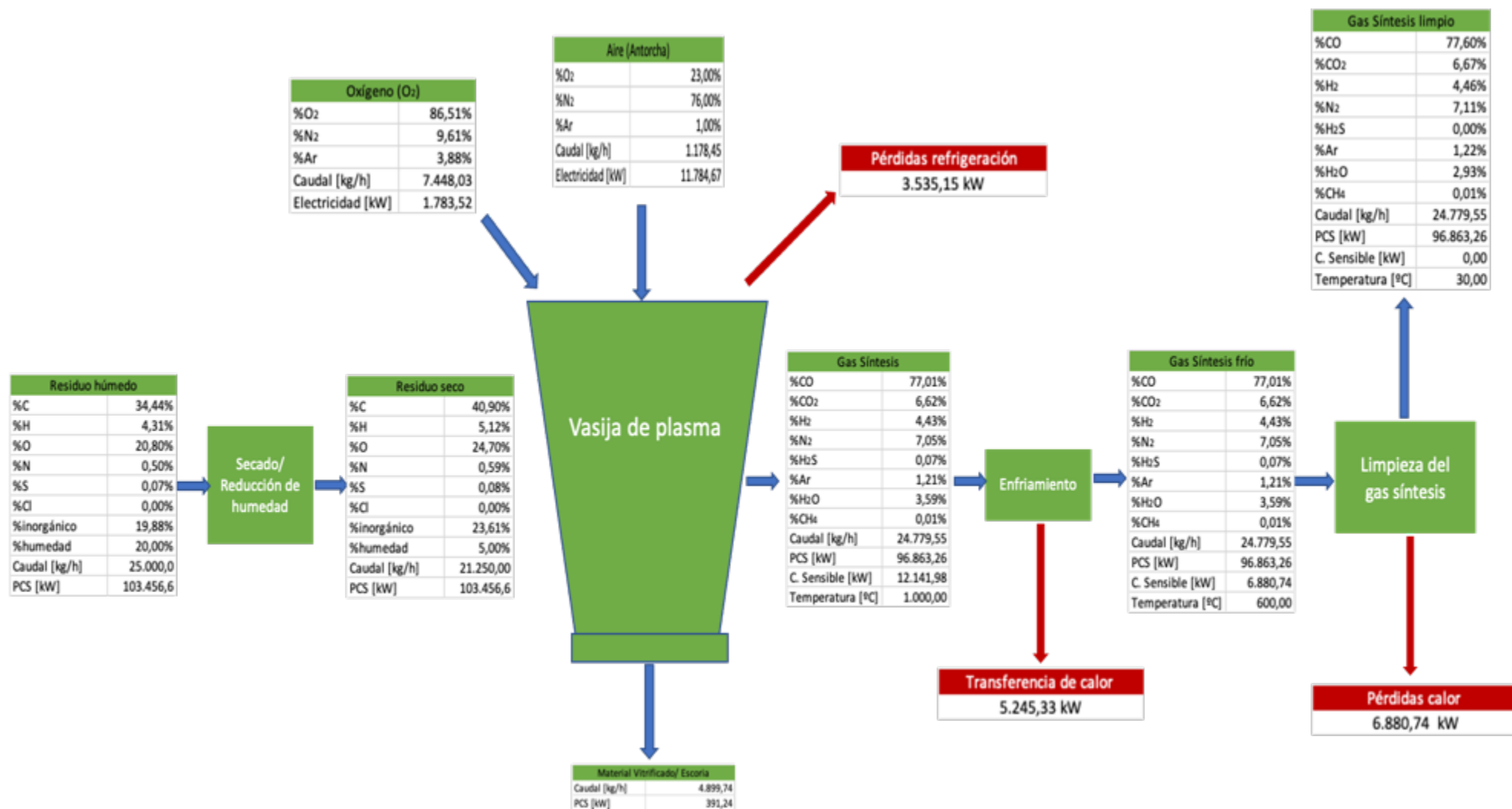


Figura 38: Desarrollo numérico del procedimiento de gasificación por plasma, con información de Valenciano López, elaboración propia

5.5. Sistemas de aprovechamiento térmico: Ciclo de Rankine.

Como se ha comentado con anterioridad, es preciso enfriar el gas síntesis a la salida de la vasija debido a que se encuentra a una temperatura muy elevada –en torno a los 1000°C- y, a esas temperaturas no se puede realizar el filtrado y limpieza del gas.

Para este proceso, se hará uso de un ciclo de Rankine que, aprovechará el calor del gas para generar energía eléctrica a través de una turbina. Esta energía puede ser empleada en la planta de gasificación para los distintos elementos del sistema que requieran de conexión a la red y, reducir así los costes de consumo de energía eléctrica de la planta. A su vez, este el ciclo puede emplearse para obtener calor y, usarlo en el tratamiento previo a la alimentación, la reducción de humedad.

A continuación, se presenta un esquema del ciclo de Rankine planteado para el proyecto.

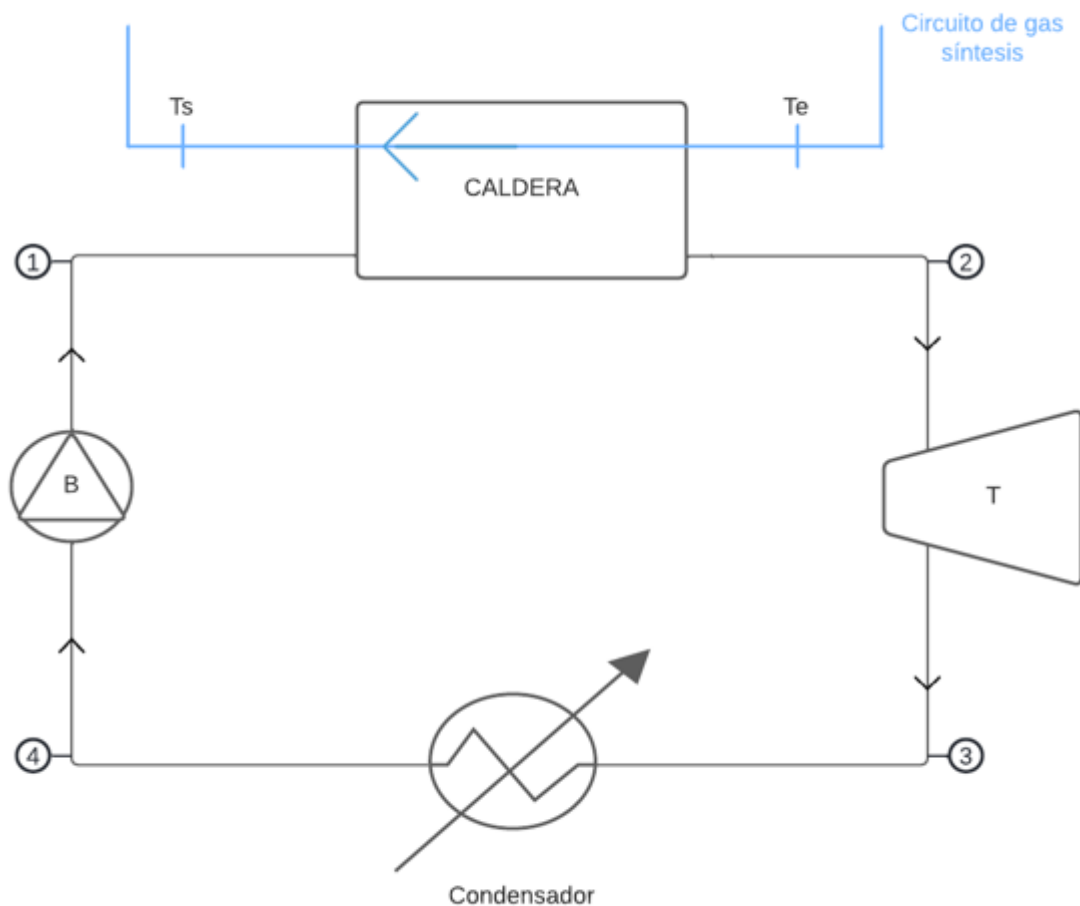


Figura 39: Esquema de ciclo de Rankine, elaboración propia

A continuación, se describirán los elementos que participan en el ciclo de Rankine, así como sus condiciones de trabajo.

5.5.1. Caldera de recuperación e intercambio de calor

La caldera de recuperación está formada de dos circuitos independientes, el circuito del gas síntesis recogido a la salida de la vasija y un circuito de agua. El sentido del caudal de los circuitos es opuesto para optimizar y maximizar así la transferencia de calor.

El circuito del gas síntesis es capaz de enfriar la temperatura del syngas desde los 1000°C, temperatura a la que se encuentra en la entrada, a unos 600°C a la salida del circuito. En este proceso se liberan 5245,33 kW de calor que, serán cedidos al circuito de agua, permitiendo así el cambio de estado de líquido comprimido a vapor sobrecalentado.

En cuanto al circuito del agua, como se ha comentado anteriormente, absorbe el calor cedido por el circuito del gas síntesis y se hará la suposición de que la temperatura del agua a la salida de la caldera será de 600°C.

En cuanto a la presión de trabajo de la caldera, se ha estimado que debe trabajar a 50 bares debido a que, a 600°C y 50 bares, se considera que el vapor está sobrecalentado. De la misma forma, se considerará que la caldera tendrá unas pérdidas de 10% debido a ineficiencias del proceso.

$$Q_{cedido} = 5.245,33 * 0,9 = 4.720,8 \text{ kW}$$

La siguiente tabla presenta las condiciones de funcionamiento del circuito del agua antes y después de su paso por la caldera.

Punto	Presión (bar)	Temperatura (°C)	Entalpía (kJ/kg)
1	50	41,65	178,87
2	50	600	3.666,8

Tabla 21: Descripción de las condiciones de trabajo de los puntos entrada y salida de la caldera, elaboración propia

Una vez obtenidos los valores de las entalpías en la entrada y en la salida de la caldera y sabiendo el calor intercambiado - Q_{cedido} - por la caldera, podemos obtener el flujo másico de agua que circula por el ciclo de Rankine.

$$\dot{m} = \frac{Q_{cedido}}{(h_2 - h_1)}$$

Por tanto, el flujo másico de agua que circula por el ciclo de Rankine es de

$$\dot{m} = \frac{4.720,8 \frac{\text{kJ}}{\text{s}}}{(3666,8 - 178,87) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}} = 1,35 \frac{\text{kg}}{\text{s}} = 4.872,48 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

Tras su paso por la caldera, el vapor sobrecalentado se dirige hacia una turbina de expansión isentrópica.

5.5.2. Turbina

El vapor sobrecalentado que se encuentra a la salida de la caldera entra en la turbina en donde se producirá la expansión del vapor y consecuentemente, se pasa de vapor sobrecalentado a vapor húmedo. En esta etapa, se consigue generar energía eléctrica.

Asumimos que, la presión a la salida de la turbina es de 0,08 bares, ahora debemos de calcular el título en el punto 3 para saber así la fracción másica de vapor en la mezcla entre líquido y vapor.

Interpolando en las tablas del vapor sobrecalentado sacamos las condiciones del punto 2:

$$\begin{aligned}h_2 &= 3.666,8 \text{ kJ/kg} \\s_2 &= 7,2605 \text{ kJ/kgK}\end{aligned}$$

Del punto 3, conocemos la presión, $p=0,08$ bares y, usando las tablas de vapor húmedo y las siguientes fórmulas, se debe calcular el título en el punto 3:

$$h_3 = h_{f3} + x_3 * h_{fg}$$

$$s_{f3} = 0,5925 \text{ kJ/kgK}$$

$$s_{fg3} = 8,2273 - 0,5925 = 7,63 \text{ kJ/kgK}$$

$$s_2 = s_{f3} + x_3 * s_{fg} \quad ; \quad x_3 = \frac{7,2605 - 0,5925}{8,2273 - 0,5925} = 0,873$$

$$x_3 = 87,3\%$$

Este título indica que, el 87,3% de la mezcla entre el líquido y vapor está compuesta por vapor. Por ello, la entalpía del punto 3 es:

$$h_3 = h_{f3} + x_3 * h_{fg}$$

Siendo:

$$h_{f3} = 173,84 \text{ kJ/kg} \quad h_{fg} = 2402,4 \text{ kJ/kg} \quad y \quad x_3 = 0,873 \text{ kJ/kg}$$

$$h_3 = 173,84 + 0,873 * 2.402,4 = 2.271,14 \text{ kJ/kg}$$

La siguiente tabla presenta las condiciones de funcionamiento del circuito del agua antes y después de su paso por la turbina de expansión.

Punto	Presión (bar)	Temperatura (°C)	Entalpía (kJ/kg)
2	50	600	3.666,8
3	0,08	41,51	2.271,14

Tabla 22: Descripción de las condiciones de trabajo de los puntos entrada y salida de la turbina, elaboración propia.

Al ser la turbina un elemento adiabático, podemos calcular su trabajo como el flujo másico que atraviesa la turbina por la diferencia de entalpías entre la entrada y la salida.

$$W_T = \dot{m} * (h_2 - h_3)$$

De la misma forma, se considerará que el rendimiento mecánico de la turbina es de un 90%, por lo que, el trabajo aprovechable de la turbina será el siguiente:

$$W_T = 0,9 * \dot{m} * (h_2 - h_3)$$

$$W_T = 0,9 * 4.872,48 \frac{kg}{h} * \frac{(3.666,8 - 2.271,14) \frac{kJ}{kg}}{3.600s} = 1.700 kW$$

5.5.3. Condensador

En el condensador que se encuentra entre los puntos 3 y 4, se producirá la liberación de calor que, más tarde será empleado para el secado de los residuos en la etapa de reducción de humedad. De la misma forma, se produce un cambio de estado en el condensador, se pasa de vapor húmedo- punto 3- a líquido saturado –punto 4-.

El condensador se considera un proceso isobárico, por lo que ya sabemos la presión tanto del punto 3 como del punto 4.

La siguiente tabla presenta las condiciones de funcionamiento del circuito del agua antes y después de su paso por el condensador

Punto	Presión (bar)	Temperatura (°C)	Entalpía (kJ/kg)
3	0,08	41,51	2.271,14
4	0,08	41,51	173,84

Tabla 23: Descripción de las condiciones de trabajo de los puntos entrada y salida del condensador, elaboración propia

Como se ha comentado con anterioridad, en el condensador se produce un intercambio de calor, en este caso los residuos que se encuentran a la entrada de la vasija reciben el calor del circuito de agua del ciclo de Rankine.

El calor extraído se calcula de la siguiente forma:

$$Q_{cond} = \dot{m} * (2.271,14 - 173,84)$$

Considerando que en el intercambio de calor se producirán en torno a un 10% de pérdidas, el calor que se transfiere a los residuos es el siguiente:

$$Q_{cond} = 0,9 * 4.872,48 * \frac{2.271,14 - 173,84}{3.600} = 2.554,76 \text{ kW}$$

5.5.4. Bomba

A la salida del condensador, el líquido saturado llega a la entrada de la bomba, en donde se produce una compresión isentrópica. Gracias a esto, a la salida de la bomba obtenemos agua en estado líquido comprimido a la presión de funcionamiento de la caldera -50 bares-.

La siguiente tabla muestra las condiciones de funcionamiento del circuito del agua antes y después de su paso por la bomba.

Punto	Presión (bar)	Temperatura (°C)	Entalpía (kJ/kg)
4	0,08	41,51	173,84
1	50	41,66	178,87

Tabla 24: Descripción de las condiciones de trabajo de los puntos entrada y salida de la bomba, elaboración propia

Al ser la bomba un elemento adiabático, podemos calcular el trabajo como el flujo másico por la diferencia de entalpías y, a su vez, al tratarse de un líquido, podemos obtener el trabajo de la bomba como el flujo másico por la diferencia de presiones dividido por la densidad del líquido.

$$W_B = \dot{m} * (h_1 - h_4)$$

$$W_B = \dot{m} * \frac{\Delta p}{\rho}$$

Por lo tanto, el trabajo consumido por la bomba será de:

$$W_B = 4.872,48 * \frac{(178,87 - 173,84)}{3.600} = 6,8 \text{ kW}$$

Considerando pérdidas mecánicas e irregularidades de un 10% en el proceso, el trabajo consumido por la bomba es el siguiente:

$$W_B = \frac{6,8}{0,9} = 7,56 \text{ KW}$$

5.5.5. Potencia total y rendimiento del proceso

Para calcular el trabajo neto del proceso, se resta al trabajo producido por la turbina el trabajo consumido por la bomba.

$$W_{Neto} = W_T - W_B = 1700 - 7,56 = 1.692,44 \text{ kW}$$

Para evaluar el rendimiento total del ciclo de Rankine se necesita tanto el trabajo total producido por el ciclo – W_{neto} -, como el calor aportado por el circuito de gas en la caldera - $Q_{aportado}$ -. La fórmula para calcular el rendimiento es la siguiente:

$$\eta_{Rankine} = \frac{W_{neto}}{Q_{absorbido}}$$

Por lo tanto, el rendimiento del ciclo resulta en:

$$\eta_{Rankine} = \frac{1.692,44}{4.720,8} = 0,358 = 35,8\%$$

El rendimiento final del ciclo es del 35,8 %, este rendimiento es ciertamente aceptable si se tiene en cuenta el objetivo de este proceso – aprovechar el calor cedido por el gas síntesis para la reducción de humedad de los residuos-.

Si se considera que, al igual que la planta de gasificación, el ciclo de Rankine funciona todos los días del año – un año tiene 8760 horas-, la energía que se puede obtener del ciclo por año es la siguiente:

$$E_{Rankine} = 1.692,44 * 8760h = 14.25,77 \text{ MWh}$$

Gracias a esta energía obtenida se pueden reducir los costes de consumo de electricidad de la planta ya que, se empleará en procesos internos que requieran de energía eléctrica.

5.6. Calor cedido para el secado de residuos

Tal y como se comentó anteriormente, la reducción de humedad se trata de un pretratamiento que, aunque no es obligatorio para el funcionamiento del proceso de gasificación, si aumenta el rendimiento del proceso. La reducción de humedad consigue disminuir la humedad de los residuos en la entrada de la vasija desde el 20% al 5% aproximadamente.

Para calcular el calor que requiere este proceso, se empleará la siguiente fórmula:

$$Q = \dot{m}_{vapor} * L_{agua}$$

Teniendo en cuenta que L es el calor latente del agua – el calor latente es la cantidad de energía requerida para cambiar de fase- y su valor es de 2255 kJ/kg.

De la misma forma, el flujo másico de vapor se calcula como la cantidad de humedad que se pretende eliminar por la cantidad de residuos introducidos.

$$\dot{m}_{vapor} = (20\% - 5\%) * 25.000 \frac{kg}{h} = 3.750 \frac{kg}{h}$$
$$Q = 3750 \frac{kg}{h} * 2255 \frac{kJ}{kg} = 8.456.250 \frac{kJ}{h} = 2.348,95 kW$$

Necesitamos 2.348,95 kW para reducir la humedad de los residuos en la entrada, este calor se va a obtener del condensador del ciclo de Rankine. Como se ha visto con anterioridad, el condensador es capaz de generar 2.554,76 kW, por lo que, es suficiente cantidad para encargarse de la reducción de humedad de los residuos.

De esta forma se ahorran costes ya que, empleando el calor producido por un sistema del proceso somos capaces abastecer un pretratamiento del proceso sin necesidad de incurrir en gastos adicionales.

5.7. Producción de hidrógeno

Como se ha comentado con anterioridad, una vez el gas síntesis pasa por las etapas de filtrado y de neutralización, el gas síntesis tiene una composición en la que predomina mayoritariamente el monóxido de carbono – 76%- y una fracción mucho más pequeña de hidrógeno -4,46%-. De la misma forma, tiene en su composición dióxido de Carbono que, ha de ser eliminado.

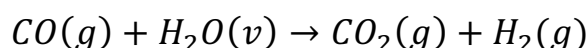
La siguiente tabla nos muestra la composición de gas síntesis al finalizar los procesos de filtrado y de neutralización.

% Composición gas síntesis limpio	
% CO	77,6
%CO ₂	6,67
%H ₂	4,46
%N ₂	7,11
%H ₂ S	0
%Ar	1,22
%H ₂ O	2,93
%CH ₄	0,01

Tabla 25: Resumen de la composición del gas síntesis limpio. Valenciano, López, 2015: 54.

Para aumentar la proporción de hidrógeno en la composición del gas síntesis se lleva a cabo un proceso denominado “*reacción shift*”. Dicha reacción es capaz de aumentar la proporción de hidrógeno haciendo que el monóxido de carbono reaccione con agua.

La reacción es la siguiente.



Se puede observar que, la reacción estequiométrica entre el monóxido de carbono -CO- y el hidrógeno -H₂- es de 1:1, por lo que, a cantidad de hidrógeno producida en esta reacción se rige por la siguiente ecuación.

$$\dot{m}_{Hidrógeno,shift} = \frac{\dot{m}_{CO}}{MM_{CO}} * MM_{H_2}$$

Teniendo en cuenta que:

$$MM_{H_2} = 2 \frac{kg}{mol} ; MM_{CO} = 28,01 \frac{kg}{mol}$$

Por tanto, la cantidad de hidrógeno que se obtiene de dicha reacción es:

$$\dot{m}_{Hidrógeno,shift} = \frac{\frac{77,6}{100} * 24.779,55 \frac{kg}{h}}{28,01 \frac{kg}{mol}} * 2 \frac{kg}{mol} = 1.373 \frac{kg}{h}$$

Si a esa cantidad se le añade la cantidad previa de hidrógeno que está presente en el gas síntesis:

$$\dot{m}_{\text{Hidrógeno,previo gas síntesis}} = \frac{4,46}{100} * 24.779,55 \frac{kg}{h} = 1.105,16 \frac{kg}{h}$$

Por tanto, la cantidad total de hidrógeno que se puede obtener del gas síntesis es:

$$\dot{m}_{\text{Hidrógeno,gas síntesis}} = 1.105,16 \frac{kg}{h} + 1.373 \frac{kg}{h} = 2.478,16 \frac{kg}{h}$$

Esto nos indica que, con un volumen de residuos de 25.000 kg/h de residuos, se pueden obtener mediante el proceso de gasificación por plasma 2.478,16 kg/h de hidrógeno.

5.8. Resumen del funcionamiento de la planta de gasificación

Este apartado pretende resumir de manera sintética el funcionamiento de la planta de gasificación, así como de los agentes que participan en el proceso. En cuanto a los residuos, como se ha visto en la Tabla 12, la fuente principal y constante de residuos son los RSU seguido por los agrícolas, ganaderos y forestales. Sin embargo, los residuos que provienen de la cosecha de cereales al recogerse de manera irregular han de pasar un tiempo almacenados para alimentar la vasija con cantidades más o menos constantes.

Previo al paso de la alimentación, los residuos han de pasar por una etapa de reducción de humedad para aumentar el rendimiento del proceso de gasificación. La tecnología de gasificación por plasma es capaz de obtener un caudal de hidrógeno a partir de un caudal de residuos y otro de gas, de la misma forma, el ciclo de Rankine es capaz de generar energía eléctrica a partir de calor desprendido por el gas síntesis.

La siguiente tabla nos muestra el caudal de residuos en la entrada, el caudal de hidrógeno a la salida del proceso y la energía generada en el ciclo de Rankine.

Flujo másico de residuos [kg/h]	Flujo másico de hidrógeno [kg/h]	Energía producida por el ciclo de Rankine de forma anual [MW/h]
25.000	2.478,16	14.825,77

Tabla 26: Resumen de las entradas y salidas de la planta de gasificación y energía generada por el ciclo de Rankine, elaboración propia.

6. Almacenamiento de Hidrógeno. Pilas de combustible

En el apartado anterior se ha realizado un análisis de un sistema de valorización de residuos, en este caso la gasificación por plasma, que, haciendo uso de los residuos orgánicos – evitando así que acaben en vertidos controlados-, es capaz de generar un gas síntesis del cual, tras ser sometido a distintos procesos, se puede extraer hidrógeno. En este proyecto se empleará el hidrógeno extraído para la producción de energía eléctrica mediante el uso de pilas de combustible. Se han elegido las pilas de combustible frente a los motores de combustión interna o las turbinas debido a que, el rendimiento de las pilas es superior al rendimiento de los motores y las turbinas y, además, la factura de distintos tipos de pilas con rangos de potencia diferentes permite emplear esta tecnología en distintas industrias.

Haciendo uso de las pilas de combustible, dotamos a la red de una reserva de energía por si alguna generación falla o no genera suficiente cantidad para satisfacer la demanda eléctrica, lo cual dota al sistema de una independencia de la red de distribución verdaderamente interesante.

Las pilas de combustible son sistemas electroquímicos que, tienen la capacidad de transformar la energía química de las sustancias en calor y en energía eléctrica sin recurrir a ningún ciclo termodinámico. Una de las características más destacables de las pilas es, su poco impacto ambiental -las emisiones gaseosas y de partículas sólidas son casi inexistentes- y la velocidad de incorporación a la red es considerablemente alta, lo cual hace que sea una tecnología interesante para cubrir picos en la demanda.

Además, esta solución tiene una característica que se buscaba en los objetivos del proyecto y es que, es una tecnología gestionable, es decir, no depende de factores externos como las condiciones ambientales para la generación de dichas pilas, si no que, depende única y exclusivamente del combustible empleado, en este caso el hidrógeno. De la misma forma, se puede considerar su almacenamiento, lo cual dota al sistema de una alta gestionabilidad.

6.1. Principio de funcionamiento de una pila de combustible

El principio de funcionamiento de las pilas de combustible se basa en la oxidación y reducción del hidrógeno. Estos procesos ocurren en el ánodo y en el cátodo de manera respectiva. También se ha de tener en cuenta al electrolito ya que, permite el intercambio de iones generados por los procesos de oxidación y de reducción.

Las pilas están conformadas por dos electrodos, el ánodo - el electrodo negativo, en donde ocurre la oxidación- y el cátodo -electrodo positivo, donde ocurre la reducción-. De la misma forma, las pilas cuentan con un electrolito que, se comporta como unión entre ambos electrodos y, además sirve como catalizador de la reacción. Al tratarse del punto de conexión entre el ánodo y el cátodo, la labor del electrolito es dirigir los electrones y protones disociados del ánodo hacia el cátodo, impidiendo el paso de los electrones sueltos y de sustancias no deseadas para el proceso.

La siguiente figura nos muestra de manera esquemática el funcionamiento de una pila de combustible:

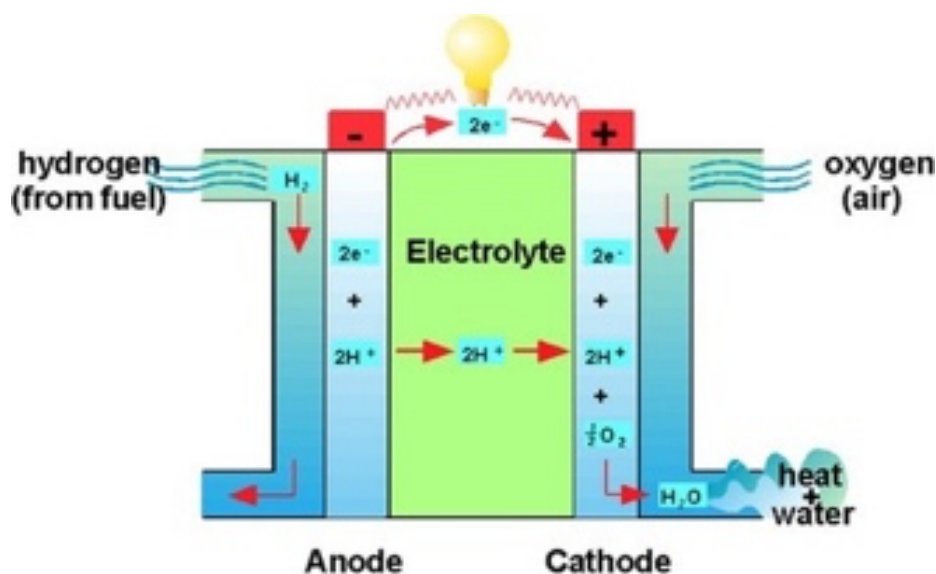
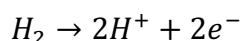


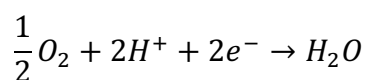
Figura 40: Esquema de una pila de combustible, Imagen de: Gonzalo Lara, 2012. Motorpasión.

Como se puede observar en la figura, el hidrógeno funciona como combustible mientras que el oxígeno del aire funciona como oxidante. En este caso, los átomos de hidrógeno se introducen en la pila por el ánodo, en donde, gracias a la siguiente reacción química, se les extraen los electrones y viajan a través del electrolito al cátodo.

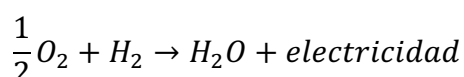


Tras la reacción los átomos de hidrógeno se desprenden de sus electrones, quedando así, ionizados. Los cationes hidrógeno viajan por el electrolito con una carga positiva, mientras que, los electrones generan corriente -gracias a su carga negativa- por medio de conexiones eléctricas.

Mientras tanto, en el electrodo contrario, el cátodo, se puede observar como el oxígeno a su entrada reacciona con los cationes hidrógeno que, han llegado al cátodo mediante el electrolito. La unión de estos elementos produce agua. La siguiente reacción química es la que rige en el cátodo.



Si se combinan ambas reacciones, se obtiene la reacción general del proceso.



6.2. Tipos de pila de combustible

A la hora de realizar una diferenciación o clasificación de los distintos tipos de pila, se tiene en cuenta la tipología de electrolito empleado en la pila. Como se ha comentado con anterioridad, el electrolito juega un papel primordial dejando pasar el flujo de cationes del ánodo al cátodo y haciendo de barrera para las sustancias no deseadas en la reacción. El tipo de catalizador empleado será el que de nombre al tipo de pila.

A continuación, se hará una breve comparación entre los tipos de pilas que y en el siguiente apartado se elegirá la más adecuada para el proyecto. La siguiente tabla nos muestra de manera resumida las características de los distintos tipos de pila

TIPO	Electrolito	Temperaturas de funcionamiento [°C]	Aplicaciones	Ventajas	Desventajas
Membrana de intercambio de protones (PEMFC)	Polímero sólido	60-100	Generación estacionaria Usos portátiles (vehículos)	-Peso y tamaño reducido. -Costes bajos de mantenimiento. -Arranque rápido. -Opera a bajas temperaturas.	-Catalizadores muy costosos. -Eficacia algo inferior a las demás pilas. -Sensible a impurezas
Alcalina (AFC)	Hidróxido potásico	90-100	Uso militar Misiones espaciales	-Eficiencia muy elevada. -Velocidad de reacción catódica elevada.	-Es susceptible a reaccionar con el CO ₂ por lo que genera impurezas.
Ácido fosfórico (PAFC)	Ácido fosfórico líquido	150-250	Generación estacionaria Portátiles	-Eficiencia superior en cogeneración (85%). - Acepta hidrógeno con impurezas	-Peso y volumen muy elevados -Baja corriente y potencia. -Costes de inversión elevados
Carbonatos fundidos (MFCF)	Solución líquida de litio, sodio y potasio	600-1000	Generación estacionaria	-Debido a su alta temperatura: buena eficiencia y catalizadores barato -Bajo nivel de ruido	-Gran tamaño -Baja vida útil -Costes de inversión elevados
Óxidos sólidos (SOFC)	Óxido de circonio con ytrio	600-1000	Generación estacionaria	-Debido a su alta temperatura: electrolito sólido -Eficiencia alta	-Gran tamaño -Corrosión debido a las altas temperaturas

Tabla 27: Resumen de los tipos de pilas consideradas para el proyecto. Información de Almudena Valenciano, 2015: 74. Tabla de elaboración propia.

De las opciones presentadas en la Tabla 27, aquellas que se adaptan mejor a las necesidades del proyecto son las pilas que operan a temperaturas bajas. Es por ello por lo que, se van a descartar las pilas de Carbonatos fundidos (MFCF) y las pilas de Óxidos sólidos (SOFC).

Consecuentemente, las opciones que se van a contemplar para la realización del proyecto son las siguientes:

- Pilas de membrana de intercambio de protones (PEMFC)
- Pilas alcalinas (AFC)
- Pilas de ácido fosfórico (PACF)

En el siguiente apartado se realizará un estudio algo más extenso con la finalidad de llegar a una conclusión acerca de la pila más adecuada para el proyecto.

6.3. Elección de la pila de combustible

En este apartado se procederá a describir los tipos de pilas susceptibles de elección para el proyecto.

6.3.1. Pilas de membrana polimérica o pilas de membrana con intercambio de protones -PEMFC-.

Las pilas de membrana con intercambio de protones o pilas de membrana polimérica son pilas de tamaño y peso ciertamente reducido, pero con capacidad de generar una densidad energética muy elevada.

Estas pilas emplean como combustible el hidrógeno y como oxidante el oxígeno, sin necesidad de emplear ningún componente corrosivo para el correcto funcionamiento de la pila. En cuanto a los componentes empleados en esta pila, consta de dos electrodos porosos de carbono cuyo catalizador está hecho de platino y, como electrolito se emplea un polímero sólido.

En cuanto a la temperatura de trabajo de la pila, como se ha comentado con anterioridad es baja, en este caso ronda los 80°C. Las ventajas que supone que trabaje a temperaturas bajas son; entre otras, una vida útil más larga debido al menor desgaste al que se exponen los componentes de la pila, así como, una velocidad de arranque muy rápida. Esta velocidad permite que se pueda responder a la demanda de forma casi instantánea, lo cual le da mucho valor como sistema de reserva.

Uno de los inconvenientes que presenta este tipo de pilas es que, al emplear un catalizador de platino, material que es considerablemente sensible a la contaminación por monóxido de carbono - CO-, es necesario tener un sistema adicional que sea capaz de reducir los niveles de monóxido de carbono en el combustible de la pila.

Este tipo de pilas tiene ventajas diferenciales en cuanto a eficiencia y a la elevada densidad energética. Sin embargo, al igual que en otro tipo de pilas de combustible, la duración y el coste son los factores determinantes a la hora de comercializar y producir de forma masiva.

La siguiente imagen nos muestra de manera esquemática la una pila de combustible tipo PEM.

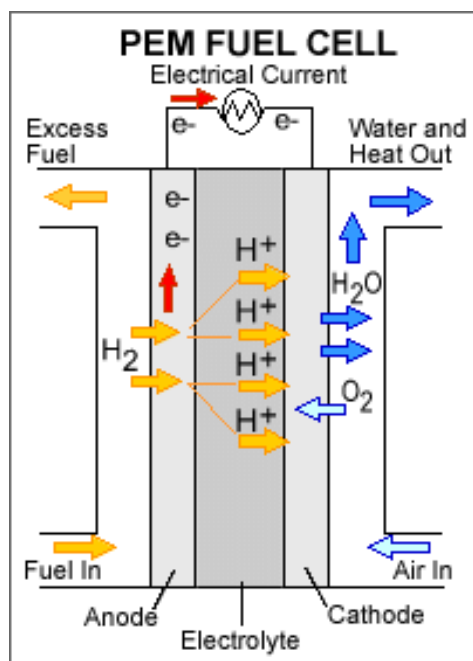


Figura 41: Pila de membrana polimérica o de membrana con intercambio de protones. Imagen en: Rodríguez Balboa, 2019: 37.

Las pilas de tamaño más reducido trabajan a la presión del aire, es decir, la presión ambiental, sin embargo, las pilas de mayor tamaño – a partir de 10 kW- han de operar a presiones altas. Para ello, se debe comprimir el aire que actúa como oxidante y el combustible ha de estar presurizado.

6.3.2. Pilas alcalinas -AFC-

Las pilas alcalinas emplean un electrolito cuya composición es una disolución de hidróxido de potasio -KOH- en agua. En cuanto a los materiales empleados en los electrodos, en este tipo de pilas se pueden utilizar una gran variedad de metales no preciosos para desempeñar el papel de ánodo y cátodo.

Este tipo de pilas requiere que, tanto el oxígeno empleado como oxidante como el hidrógeno empleado como combustible, sean de una pureza elevada ya que, a bajas temperaturas el monóxido de carbono puede llegar a desactivar el catalizador e incluso, puede producirse una reacción entre el dióxido de carbono con electrolito. Esto hace que, el coste de la pila sea superior y, además, al emplear materiales más puros, la vida útil de la pila disminuye considerablemente.

Este tipo de pilas tienen la ventaja que pueden trabajar en distintos rangos de temperatura, pueden trabajar a temperaturas bajas – temperaturas que oscilan entre los 25° y los 70°C- y, de la misma forma, pueden trabajar a temperaturas altas – en este caso oscilan entre los 100°C y los 250°C-.

En cuanto al rendimiento que ofrece este tipo de pilas, se ha conseguido alcanzar un rendimiento superior al 50% tras 8.000 horas de trabajo. Sin embargo, para que la inversión en este tipo de pilas sea rentable, las pilas han de trabajar unas 40.000 horas, cifra que, es complicada de alcanzar debido a la alta degradación de los materiales en este tipo de pilas.

Este tipo de pilas -AFC- permite un voltaje de operación ciertamente más alto que el voltaje permitido en las pilas de membrana polimérica -PEMFC-.

La siguiente figura nos muestra de manera esquemática una pila alcalina -AFC-.

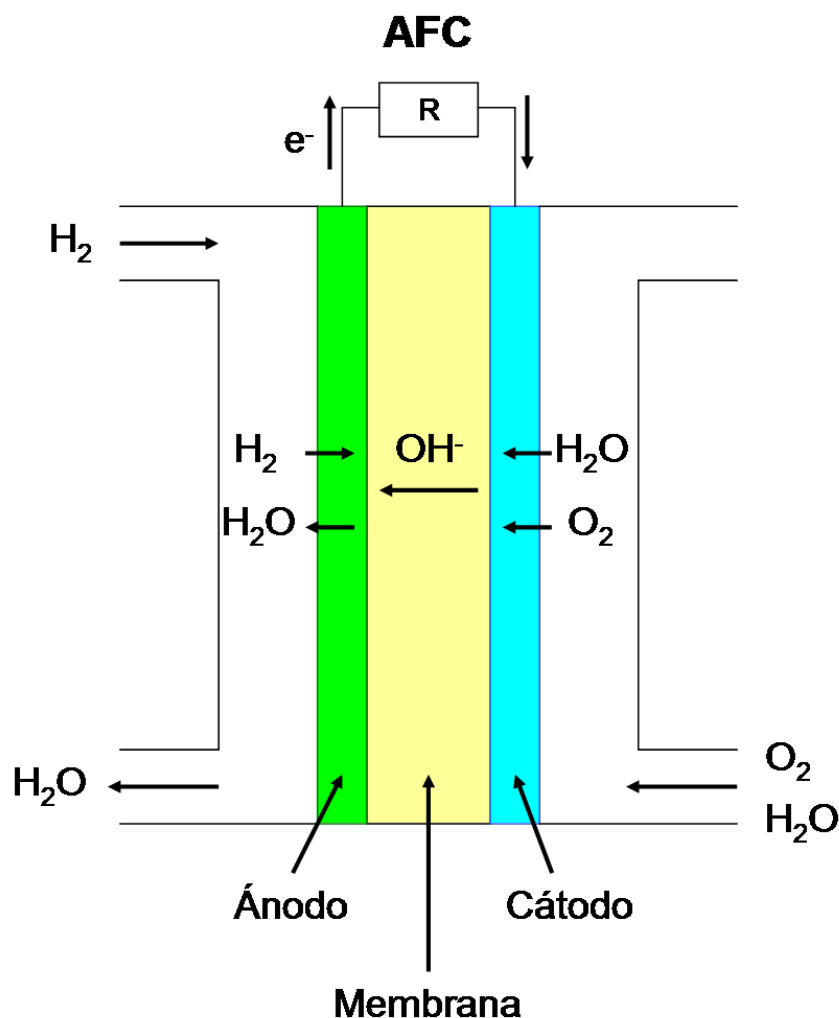


Figura 42: Esquema de pila alcalina. Imagen de: Apilados 2016.

6.3.3. Pilas de ácido fosfórico -PAFC-

Las pilas de ácido fosfórico emplean, como su propio nombre indica, ácido fosfórico - H_3PO_4 - al 100% de concentración como electrolito, mientras que, para desarrollar la función de ánodo y cátodo, emplean electrodos de carbono con un catalizador de platino.

A diferencia de la disolución de hidróxido empleado en las pilas alcalinas, el hidróxido potásico si soporta combustibles y oxidantes con mayores cantidades de CO_2 , es decir, no han de emplearse sustancias tan puras en las pilas de ácido fosfórico como en las pilas alcalinas.

El rango de temperaturas a las que opera este tipo de pilas está entre los 150°C y los 200°C . Al contrario que con las pilas alcalinas, estas pilas no pueden funcionar a temperaturas bajas ya que, a temperaturas bajas el ánodo de platino se contamina con el monóxido de carbono, resultando en una

producción iónica inferior. Es por esto por lo que, no debe funcionar fuera del rango de temperaturas mencionado.

Con respecto al tamaño y peso de las pilas PAFC, si se compara con pilas con una producción energética similar sale perdiendo ya que tienen un mayor tamaño y coste superior, en parte por el catalizador de platino de los electrodos que, encarece el coste de fabricación de la pila.

Como se ha comentado con anterioridad, los electrodos son de carbono poroso con una elevada impregnación de catalizador, en este caso, platino. Los poros pretenden aumentar la difusión entre el gas combustible y el catalizador, aumentando así la conductividad eléctrica.

En cuanto al rendimiento de las pilas de ácido fosfórico; si opera aprovechando únicamente la electricidad generada, el rendimiento es de un 40% aproximadamente, pero si opera aprovechando, tanto la electricidad generada como el calor desprendido del proceso, el rendimiento puede aumentar hasta el 85%.

La siguiente figura nos muestra de manera esquemática el funcionamiento de una pila PAFC.

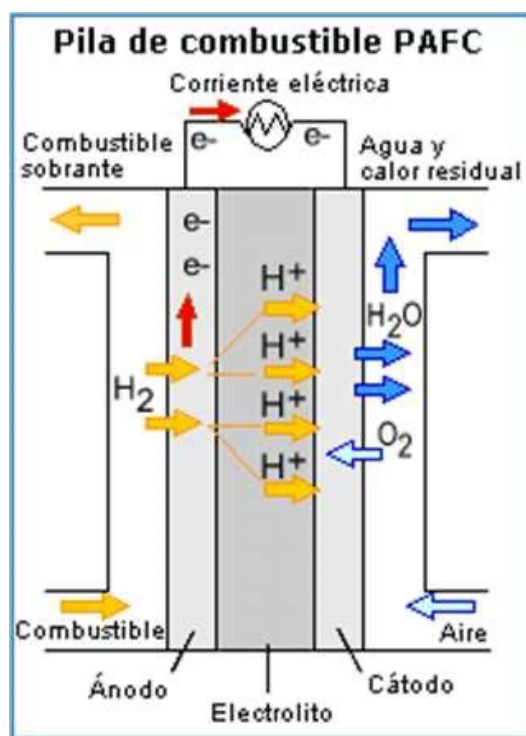


Figura 43: Esquema del funcionamiento de la PAFC, Fernández Valecillos, 2009: 38.

6.3.4. Elección del tipo de pila

Una vez descritos y analizados los distintos tipos de pila de combustible, se procederá a elegir la mejor opción para el proyecto. En este caso se va a necesitar una pila de combustible que, sea válida para la generación estacionaria, de la misma forma, ha de contar con una velocidad de arranque rápida para ser capaz de responder a los cambios en la demanda de energía. De la misma forma, también ha de tener un rendimiento aceptable y debe de ser capaz de trabajar con combustibles ciertamente impuros ya que, aunque el gas síntesis vaya a pasar por distintos procesos para modificar su composición y reducir la presencia de monóxido y dióxido de carbono, en el compuesto final todavía

estarán presentes – aunque en menor medida- estos compuestos, por lo que, es esencial que trabaje bien con combustibles que tengan impurezas.

A su vez, se busca una pila cuya vida útil sea razonablemente larga debido a que, esto permite que la inversión realizada sea lo más rentable posible.

Teniendo en cuenta todos los criterios comentados, se ha considerado que el tipo de pila que más se adecua a las necesidades del proyecto es la pila de membrana polimérica o pilas de membrana con intercambio de protones -PEMFC-.

Este tipo de pilas ofrecen un rendimiento de que ronda el 50% durante las primeras 8000 horas de funcionamiento, además, al trabajar a bajas temperaturas – en torno a 80°C suele estar la temperatura de operación- y al tener una elevada densidad energética, posibilita que, la velocidad de arranque de la pila sea muy elevada, lo cual es una característica muy relevante para este proyecto. Además, al operar a temperaturas bajas, la vida útil de estas pilas es ciertamente larga.

Para la realización del proyecto, se ha decidido elegir la tecnología que ofrece el fabricante Ballard. Dentro del catálogo, se ha seleccionado una célula cuya potencia es de 1MW para la entrada de 63 kg/h de combustible, en este caso, hidrógeno.

6.4. Almacenamiento de Hidrogeno

Como se ha comentado con anterioridad, el carácter gestionable de esta tecnología es uno de los factores más relevantes por los que se ha elegido para la realización de este proyecto, es por esto por lo que, se va a desarrollar distintas formas de almacenaje del hidrógeno.

6.4.1. Almacenamiento en estado gaseoso

Este sistema de almacenamiento basa su funcionamiento en el almacenaje del hidrógeno gracias a una compresión de este a unas presiones que rondan desde los 200 bar a los 700 bar, la presión a la que puede ser almacenada depende de los equipos empleados en el proceso.

En este caso, el gas se comprime y se envasa en recipientes distintos como botellas, bombonas, facilitando así su transporte, o incluso, se puede almacenar en tanques que, son capaces de soportar presiones muy elevadas.

El inconveniente de este sistema de almacenamiento es que, a volúmenes muy elevados de hidrógeno, el proceso de almacenamiento en estado gaseoso consume mucha energía.

6.4.2. Almacenamiento en estado líquido

Este sistema de almacenamiento es ciertamente más complejo que el sistema gaseoso debido a que, a temperatura ambiente el hidrógeno se encuentra en estado gaseoso, es por esto por lo que, para almacenarlo en estado líquido hay que llevarlo a las condiciones de cambio de fase.

En este caso, y teniendo en cuenta que nos encontramos en condiciones normales a 1 atmósfera de presión, el hidrógeno satura a una temperatura de -253°C, es decir, 20K. Alcanzar esta temperatura es una tarea complicada y costosa, además, una vez se ha alcanzado, se ha de mantener en el tiempo

para que se almacene de manera correcta el hidrógeno. Es por ello por lo que, esta tecnología no se adapta muy bien a las necesidades del proyecto.

6.4.3. Almacenamiento en estado sólido

Este método de almacenamiento se apoya en un proceso químico que consiste en el almacenaje del hidrógeno a través de hidruros metálicos. Dicho proceso ocurre gracias a que, diversos compuestos metálicos son capaces de formar enlaces covalentes de carácter reversible cuando reaccionan con hidrógeno. Estos enlaces covalentes se descomponen al añadir calor en la reacción, liberando así el hidrógeno.

Para generar esos enlaces covalentes, se somete al metal a una presión muy alta y de esa forma, los átomos de hidrógeno al tener un tamaño tan pequeño son capaces de incrustarse en la estructura cristalina del metal. Para liberar el hidrógeno, se han de romper los enlaces covalentes, que como se ha comentado anteriormente son reversible, para ello, se puede reducir la presión o calentar el hidruro.

Esta tecnología de almacenamiento es ciertamente interesante debido a que es un método con unas características muy buenas y, además, es un sistema muy seguro de almacenamiento.

6.4.4. Elección del sistema de almacenamiento

Una vez se han presentado las tres alternativas posibles para el almacenamiento del hidrógeno, se ha de elegir la más adecuada para el proyecto. En este caso, se considera que la tecnología de almacenamiento que más se adapta al proyecto es la de almacenamiento en estado sólido. Esta tecnología ofrece una seguridad muy elevada y, en cuanto al volumen necesitado para el almacenamiento, es notablemente inferior al necesitado por la tecnología de almacenamiento gaseoso.

El modelo elegido para el almacenamiento del hidrógeno lo suministra la marca ARIEMA, en concreto se ha escogido el tanque de hidruros HBond 7000L que, como cuyo nombre indica, tiene capacidad para almacenar 7000 litros de hidrógeno.

6.5. Producción de energía

Tal y como se ha comentado en el apartado 6.3.4, la pila escogida para el proyecto posee una capacidad de generación de 1MW. El pico de demanda máximo registrado en Valladolid fue de 411 MW-año 2014-, sería necesarias 415 unidades para cubrir la totalidad de la demanda con las pilas de combustible.

El consumo de hidrógeno por cada pila es de 63 kg/h, por ello, para ser capaz de abastecer la totalidad de la demanda, se necesitará el siguiente gasto másico de hidrógeno.

$$\dot{m}_{hidrógeno} = 63 \frac{kg}{h} * 415 = 26.145 \frac{kg}{h}$$

Sin embargo, el rendimiento de las pilas es un elemento para tener en cuenta a la hora de diseñar el gasto másico. En este caso, el rendimiento de las pilas Ballard de 1MW es de un 40%, por lo que, el gasto másico de hidrógeno será el siguiente.

$$\dot{m}_{hidrógeno} = \frac{26.145 \frac{kg}{h}}{0,4} = 65.362,5 \frac{kg}{h}$$

Sabiendo ya la cantidad de hidrógeno que se necesita para suministrar todas las pilas, se ha de dimensionar el sistema de almacenamiento de hidrógeno. Se buscará tener una capacidad de almacenamiento igual a la capacidad de suministro de las pilas. Teniendo en cuenta que, en cada tanque de hidruros HBond 7000 se pueden almacenar 54 kg de hidrógeno, se necesitará la siguiente cantidad de tanques.

$$Número\ de\ tanques = \frac{65.362,5}{54} = 1211\ unidades$$

De esta forma, se obtiene una capacidad de almacenamiento de 65.362,5 kg de hidrógeno, lo cual, permitirá suministrar los picos de demanda más altos sin hacer uso de las tecnologías de generación renovable. Con esto, queda dimensionada la planta de gasificación por plasma.

7. Configuración de la microrred

7.1. Introducción

El objetivo de este epígrafe es presentar un breve resumen de las tecnologías de las que se dispone en la microrred para analizar su funcionamiento como conjunto. Debido a la dificultad y a la falta de información para realizar un estudio diario, se realizará un estudio anual de las tecnologías.

Como se ha podido ver en apartados anteriores, todas las fuentes de generación de nuestra microrred son generaciones renovables y, de todas ellas, la única fuente de generación que se puede considerar gestionable son las pilas de combustible. Por lo que, siguiendo el sistema de generación español, las primeras tecnologías en emplearse son las renovables no gestionables y después, se emplearán las tecnologías de generación renovable gestionables. Esto significa que, mientras que estas tecnologías sean capaces de abastecer la demanda, el hidrógeno producido por gasificación por plasma se irá almacenando para que sea empleado para abastecer los picos de demanda que las tecnologías no sean capaces de abastecer.

7.2. Funcionamiento de la microrred

Las tecnologías que conforman nuestra microrred son la solar fotovoltaica, la eólica, la hidráulica, las pilas de combustible y la electricidad generada en el ciclo de Rankine. A continuación,

se realizará una tabla con la potencia instalada y una estimación de la energía generada anualmente por dichas tecnologías.

Tecnologías	Potencia Instalada [kW]	Producción anual [GWh]
Eólica	91.180	183,54
Solar	165.300	218,52
Hidráulica	17.806	31,84
Pilas de combustible	415.000	1514,75
Ciclo de Rankine	1.692,44	14,82
TOTAL	575.978,44	1963,47

Tabla 28: Resumen de potencias instaladas y producción anual de los agentes de la microrred, elaboración propia.

8. Conclusiones energéticas

En cuanto la gestión de residuos, se consiguen tratar 219.000 toneladas de residuos de manera anual, lo cual ayuda con la compleja tarea de la gestión de los residuos, situación que ha emporado debido a la creciente generación de éstos. Además, se consigue valorizar esos residuos, lo cual, antes era inviable debido al uso mayoritario de los vertidos controlados como sistema de gestión de residuos.

Si nos guiamos por la demanda de la provincia de Valladolid del año 2020 –2440 GWh³⁶, la generación de la microrred es capaz de generar en torno al 80% de la demanda anual de Valladolid. No obstante, si se podrá generar una gran cantidad de energía, por lo que si se podrá abastecer a varios municipios de manera completa.

Por lo tanto, se va a necesitar energía de la red de distribución y no se cumple uno de los objetivos principales de alcanzar la independencia absoluta de la red de distribución. Sin embargo, esto no significa que, de manera puntual si sea capaz de abastecer la totalidad de la demanda diaria y que, incluso, funcione en modo “isla”, es decir, sin depender de la red de distribución.

De la misma forma, la conexión de la microrred a la red de distribución nos da la capacidad de realizar intercambios con la red de manera bidireccional en caso de que se necesitare. Esto era una de las ventajas que se comentó que las microrredes ofrecían, una mayor independencia de la red de distribución central.

Por tanto, se puede concluir que, la microrred es una solución factible para la generación de grandes cantidades de energía renovable, disminuyendo así el coste de la factura de la electricidad.

³⁶Junta de Castilla y León, 2021: 6.

Parte II: Estudio económico de la microrred

1. Coste de las fuentes de generación eléctrica

En este apartado se procederá a estudiar los costes de la inversión inicial y de explotación – operación y mantenimiento- de las tecnologías que conforman la microrred. De la misma forma, se estudiará el coste de la energía dependiendo de la tecnología de producción.

Para poder simplificar los cálculos, se harán las siguientes suposiciones:

- Para el estudio de la inversión inicial se supondrá que todas las instalaciones se encuentran en el año cero de funcionamiento, aunque algunas instalaciones lleven ya varios años de funcionamiento.
- En cuanto al valor del IPC que se supondrá para el cálculo de los costes de explotación será de 2,5% - en la actualidad, a junio del 2022 el IPC es de 10,2%, pero se supondrá un precio ciertamente inferior, teniendo en cuenta que, el valor medio del IPC en los últimos 10 años es de 1,2%, emplear un valor constante de 2,5% no parece ser muy poco preciso-, este valor se empleará a lo largo de la vida útil de la microrred.
- Se supondrá una vida útil de 25 años para todas las instalaciones. La vida útil de las instalaciones será empleada para el cálculo de las amortizaciones.

Una vez se han expuesto las consideraciones realizadas para las instalaciones, se procederá a realizar el estudio económico de las instalaciones por separado y posteriormente, en conjunto.

1.1. Estudio de económico de la energía eólica

Las instalaciones eólicas que conforman la microrred tienen las siguientes características:

Nombre del parque	Municipio	Potencia instalada [MW]	Número de aerogeneradores	Producción anual [GWh]
Carratorres	Valdenebro de los Valles	39,60	11	79,7
Carreastro	Tordesillas y Velliza	10	4	20,13
Corralnuevo (Toroedos II)	Villalba de los Alcores, Valdenebro de los Valles y Valladolid	41,58	12	83,7
TOTAL		91,18	25	183,54

Tabla 29: Resumen de las localizaciones de los parques eólicos incluidos en la microrred, con datos de AEE, elaboración propia.

1.1.1. Inversión inicial

Los gastos que se atribuyen a la inversión inicial para la construcción de un parque eólico son los siguientes; inversión en aerogeneradores, inversión en infraestructura eléctrica, inversión en obra

civil y finalmente, inversión en costes varios -conformados por licencias, gastos administrativos y la ingeniería del proyecto-.

Según los datos presentados por BCG en el informe redactado para IDAE, el desglose porcentual de los costes de inversión son los siguientes:

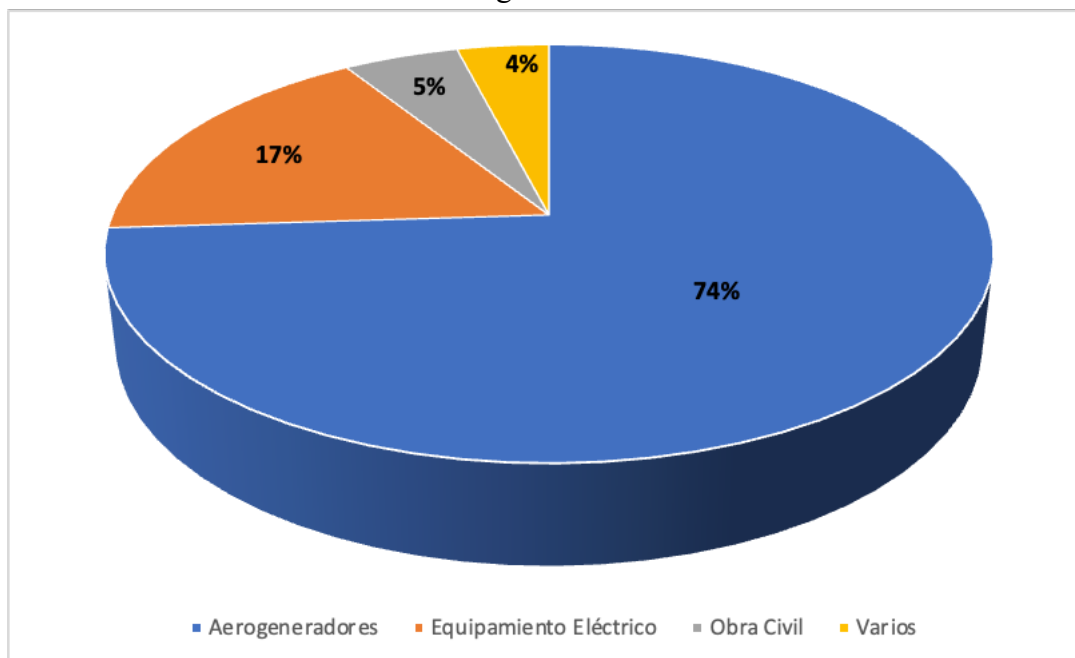


Figura 44:Reparto porcentual de los costes de la inversión inicial, fuente BCG, 2006: 41.

Teniendo en cuenta que, según BCG³⁷ el coste medio de los aerogeneradores ronda los 650.000€/MW, los costes de inversión de los parques eólicos son los siguientes:

Parque Eólico	Costes Aerogeneradores [M€]	Costes Equipamiento [M€]	Costes Obra Civil [M€]	Costes Varios [M€]	Total [M€]
Caratorres	25,74	5,91	1,74	1,39	34,78
Carreastro	6,50	1,49	0,44	0,35	8,78
Corralnuevo (Toroedos II)	27,03	6,21	1,83	1,46	36,52
TOTAL	59,27	13,61	4,01	3,2	80,08

Tabla 30:Coste de inversión de la energía eólica, elaboración propia.

³⁷ The Boston Consulting Group, 2011, 46.

A continuación, se debe amortizar la inversión a lo largo de la vida útil de la instalación, en este caso 25 años. Para ello se supondrá un tipo impositivo sobre el dinero del 5% y se empleará la siguiente fórmula:

$$P = C_0 * \frac{i * (1 + i)^t}{(1 + i)^t - 1}$$

En donde:

C_0 : Coste de la inversión inicial total;

i : Tipo impositivo;

t : Vida útil de la instalación;

P : Amortización anual;

$$P = 80,08 * \frac{0,05 * (1 + 0,05)^{25}}{(1 + 0,05)^{25} - 1} = 5,68 \text{ M€}$$

La inversión inicial de la tecnología es de 80,08M€ y se amortizará a razón de 5,68 M€.

1.1.2. Costes de explotación

Una vez realizado el coste de la inversión inicial, se ha de estudiar el coste de explotación de la instalación durante los años de funcionamiento. Estos costes se dividen en operación y mantenimiento, gestión y administración, alquiler de terrenos y finalmente, seguros e impuestos. Según los datos presentados por BCG en el informe redactado para IDAE, la distribución de estos costes es la siguiente:

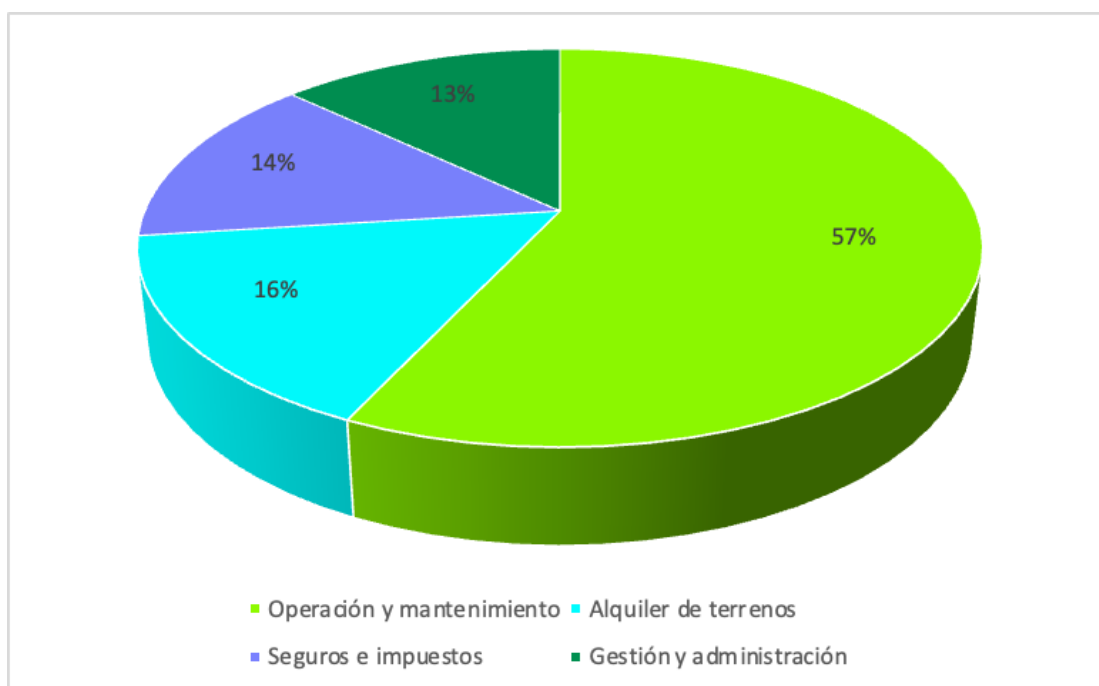


Figura 45: Distribución de los costes de explotación. Información de: BCG, 2006: 43.

Como se puede observar en la Figura 45, el coste más grande es el de operación y mantenimiento de la instalación. A continuación, se va a realizar una tabla con los costes de explotación en el primer año de operación de la instalación, estos costes se verán afectados por el IPC – en este caso un 6,5%-. Para el cálculo de estos costes, se supondrá que, los costes de explotación de los parques eólicos son de 17 €/MWh ³⁸.

Paque Eólico	Producción anual [GWh]	Operación y Mantenimiento M€]	Alquiler de terrenos [M€]	Seguros e Impuestos [M€]	Gestión y Administración[M€]	Total [M€]
Caratorres	79,70	0,78	0,22	0,19	0,18	1,36
Carrecaastro	20,13	0,20	0,06	0,05	0,05	0,35
Corralnuevo	83,70	0,82	0,23	0,20	0,19	1,43
TOTAL	183,53	1,79	0,50	0,44	0,41	3,14

Tabla 31: Costes de explotación del parque eólico en el primer año de funcionamiento, elaboración propia.

Como se ha comentado con anterioridad, los costes de explotación se verán afectados por el IPC -2,5%- a lo largo de los años, por lo que, en la siguiente figura se van a desarrollar los costes de explotación de la instalación lo largo de los años de vida útil de la planta.

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Costes de Explotación [M€]	3,14	3,47	3,92	4,44	5,02	5,68

Tabla 32: Costes de explotación a lo largo de los años de vida útil de la instalación eólica, elaboración propia.

³⁸ Merino, 2014. *Energías Renovables*.

1.1.3. Resumen costes de generación

Una vez se han calculado el coste de amortización anual y los costes de explotación a lo largo de los años de vida útil de la instalación, se pueden calcular los costes de generación de energía de esa tecnología.

La siguiente tabla nos muestra la distribución de costes a lo largo de la vida útil de la instalación.

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Costes de Explotación [M€]	3,14	3,47	3,92	4,44	5,02	5,68
Coste de Amortización [M€]	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68
Electricidad generada anualmente [GWh]	183,53	183,53	183,53	183,53	183,53	183,53
Precio del KW/h [€/kWh]	0,0481	0,0498	0,0523	0,0551	0,0583	0,0619

Tabla 33: Resumen de los precios de generación a lo largo de la vida útil de la instalación eólica, elaboración propia

El precio medio del kW/h durante la vida útil es de **0,0543 €/kWh**.

1.2. Estudio económico de la energía solar fotovoltaica

Las instalaciones fotovoltaicas que conforman la microrred tienen las siguientes características:

Municipio	Número de Instalaciones	Potencia instalada [MW]	Producción anual [GWh]
Aldeamayor de San Martín	1	15	19,83
Renedo de Esgueva	1	26	34,37
Geria	2	16	21,15
Tordesillas	5	108,3	143,17
TOTAL	9	165,3	218,52

Tabla 34: Resumen de las localizaciones de las instalaciones fotovoltaicas incluidas en la microrred, elaboración propia

1.2.1. Inversión inicial

Los costes de la inversión inicial de un parque fotovoltaico según BCG³⁹ : (...) *Así, se puede observar que el coste pasaría de 2,3 M€/MW en 2011 a 0,77 M€/MW en 2030, con una reducción de coste estimada del 51% en el periodo 2011-2020 y del 33% entre 2020-2030.* Por ello, se va a emplear un precio de 1,5 M€/MW.

La siguiente tabla nos muestra los costes de la inversión inicial para las instalaciones solares fotovoltaicas:

Municipio	Número de Instalaciones	Potencia instalada [MW]	Costes de inversión inicial [M€]
Aldeamayor de San Martín	1	15	22,5
Renedo de Esgueva	1	26	39
Geria	2	16	24
Tordesillas	5	108,3	162,45
TOTAL	9	165,3	247,95

Tabla 35: Resumen costes de inversión inicial de los parques fotovoltaicos, elaboración propia

A continuación, se debe amortizar la inversión a lo largo de la vida útil de la instalación, en este caso 25 años. Para ello se supondrá un tipo impositivo sobre el dinero del 5% y se obtendrá la siguiente cantidad.

$$P = 247,95 * \frac{0,05 * (1 + 0,05)^{25}}{(1 + 0,05)^{25} - 1} = 17,6 \text{ M€}$$

1.2.2. Costes de explotación

Una vez se ha realizado el estudio de los costes de la inversión inicial, se han de analizar los costes de explotación de las instalaciones a lo largo de la vida útil. Según los datos que publica BCG, los costes de explotación rondan los 43.000 € por MW instalado.⁴⁰

Con esto, los costes de explotación de las instalaciones son los siguientes:

³⁹ The Boston Consulting Group, 2011: 66

⁴⁰ The Boston Consulting Group, 2011: 67

Municipio	Número de Instalaciones	Potencia instalada [MW]	Costes de explotación [M€]
Aldeamayor de San Martín	1	15	0,65
Renedo de Esgueva	1	26	1,12
Geria	2	16	0,69
Tordesillas	5	108,3	4,66
TOTAL	9	165,3	7,11

Tabla 36: Costes de explotación de los parques fotovoltaicos en el primer año de funcionamiento, elaboración propia.

Como se ha comentado con anterioridad, los costes de explotación se verán afectados por el IPC -2,5%- a lo largo de los años, por lo que, en la siguiente figura se van a desarrollar los costes de explotación de la instalación lo largo de los años de vida útil de la planta.

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Costes de Explotación [M€]	7,11	7,85	8,88	10,05	11,37	12,86

Tabla 37: Costes de explotación a lo largo de los años de vida útil de la instalación fotovoltaica, elaboración propia.

1.2.3. Resumen de costes de generación

Una vez se han calculado el coste de amortización anual y los costes de explotación a lo largo de los años de vida útil de la instalación, se pueden calcular los costes de generación de energía de esa tecnología.

La siguiente tabla nos muestra la distribución de costes a lo largo de la vida útil de la instalación

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Costes de Explotación [M€]	7,11	7,85	8,88	10,05	11,37	12,86
Coste de Amortización [M€]	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6
Electricidad generada anualmente [GWh]	218,52	218,52	218,52	218,52	218,52	218,52
Precio del KW/h [€/KWh]	0,1130	0,1164	0,1211	0,1265	0,1325	0,1393

Tabla 38: Resumen de los precios de generación a lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica, elaboración propia

El precio medio del kW/h durante la vida útil es de **0,1250 €/kWh**.

1.3. Estudio económico de la energía hidráulica

Las instalaciones hidráulicas que conforman la microrred tienen las siguientes características:

Nombre Instalación	Municipio	Potencia instalada [MW]	Producción anual [GWh]
Sardon Bajo	Villabáñez	1,4	2,5
Villabáñez	Villabáñez	1,224	2,19
Tudela	Tudela de Duero	1,2	2,15
La Conchita	Tudela de Duero	0,876	1,57
El Cardiel	Pedraja de Portillo	0,324	0,58
Valdestillas	Valdestillas	0,825	1,48
Las Luisas	Corcos	0,085	0,15
CH Aguilarejo	Corcos	1,88	3,36
La Isla	Santovenia de Pisuerga	1,884	3,37
El Cabildo I	Valladolid	1,23	2,20
La Flecha	Arroyo de la Encomienda	2,2	3,93
Pesqueruela I	Simancas	1,5	2,68
San Miguel del Pino	Villanueva de Duero	1,568	2,80
Herreros	Pollos	1,61	2,88
TOTAL		17,806	31,84

Tabla 39 Resumen de todas las localizaciones de las instalaciones hidráulicas incluidas en la microrred, con datos de Esios-REE, elaboración propia.

1.3.1. Inversión inicial

Tal y como se comentó en apartado anteriores, las instalaciones hidráulicas de que conforman la microrred son de régimen fluyente o semifluyente. Según los datos que publica BCG⁴¹: *El coste de inversión de una instalación de energía hidráulica de nueva construcción varía entre 1,3 y 1,6 M€/MW para una instalación de agua fluyente*. Por ello, el precio seleccionado es de 1,45 M€ por MW instalado.

Además, la distribución de los costes de la inversión inicial es la siguiente siguientes:

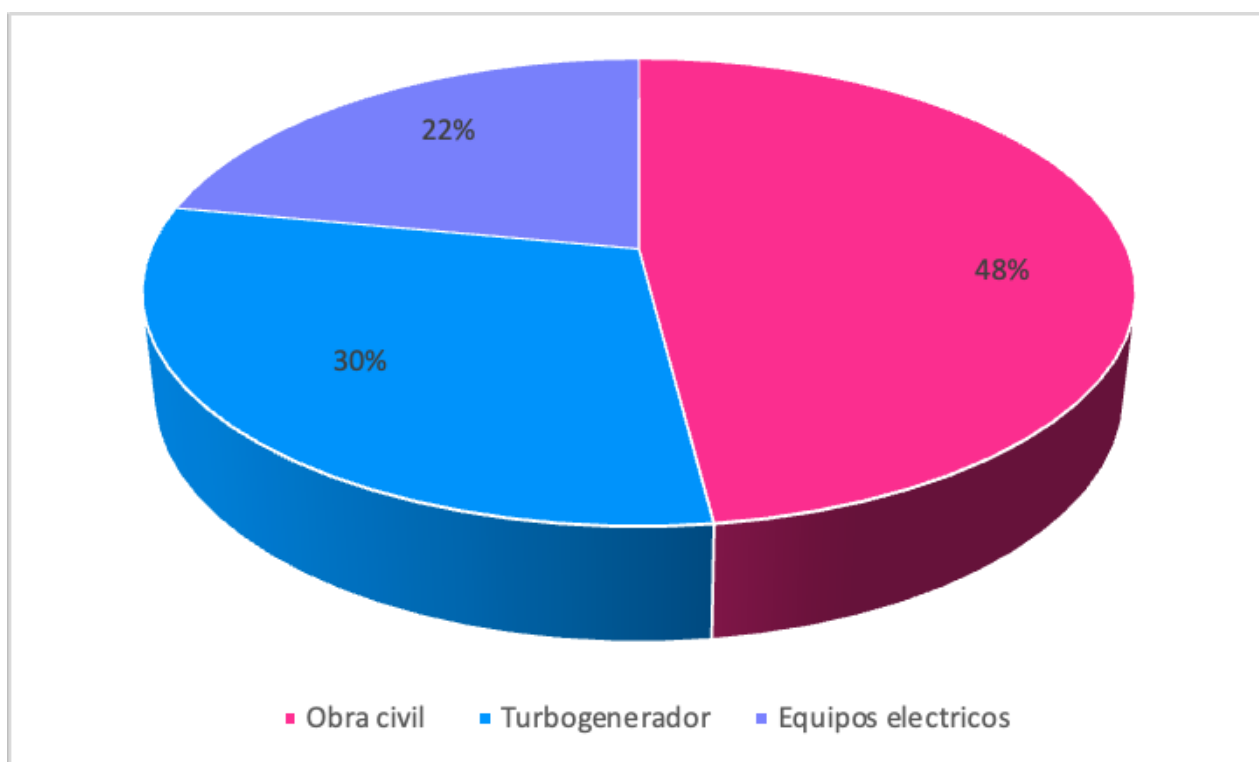


Figura 46: Distribución de los costes de la inversión inicial de las instalaciones hidráulicas, fuente: BCG

Una vez se ha desarrollado la distribución de los costes, la inversión inicial que se debe realizar en la microrred para la generación hidráulica es la siguiente:

⁴¹ The Boston Consulting Group, 2011: 165

Nombre Instalación	Potencia instalada [MW]	Coste Obra Civil [M€]	Coste Turbogenerador [M€]	Coste Equipos Eléctricos [M€]	Coste Total [M€]
Sardon Bajo	1,40	0,97	0,61	0,45	2,03
Villabañez	1,22	0,85	0,53	0,39	1,77
Tudela	1,20	0,84	0,52	0,38	1,74
La Conchita	0,88	0,61	0,38	0,28	1,27
El Cardiel	0,32	0,23	0,14	0,10	0,47
Valdestillas	0,83	0,57	0,36	0,26	1,20
Las Luisas	0,09	0,06	0,04	0,03	0,12
CH Aguilarejo	1,88	1,31	0,82	0,60	2,73
La Isla	1,88	1,31	0,82	0,60	2,73
El Cabildo I	1,23	0,86	0,54	0,39	1,78
La Flecha	2,20	1,53	0,96	0,70	3,19
Pesqueruela I	1,50	1,04	0,65	0,48	2,18
San Miguel del Pino	1,57	1,09	0,68	0,50	2,27
Herreros	1,61	1,12	0,70	0,51	2,33
TOTAL	17,81	12,39	7,75	5,68	25,82

Tabla 40: Resumen costes de inversión inicial de las instalaciones hidráulicas, datos de: BCG, elaboración propia

A continuación, se debe amortizar la inversión a lo largo de la vida útil de la instalación, en este caso 25 años. Para ello se supondrá un tipo impositivo sobre el dinero del 5% y se obtendrá la siguiente cantidad.

$$P = 25,82 * \frac{0,05 * (1 + 0,05)^{25}}{(1 + 0,05)^{25} - 1} = 1,84M€$$

1.3.2. Costes de explotación

Una vez se ha realizado el estudio de los costes de la inversión inicial, se han de analizar los costes de explotación de las instalaciones a lo largo de la vida útil. Según los datos publicados por IDAE⁴², los costes de mantenimiento de una central hidráulica fluyente son de 225.000 € al año para una central de 3100 horas de funcionamiento y una potencia de 5000kW.

Debido que, la potencia media de las instalaciones que conforman la microrred, se van a ponderar los gastos para una central de 1300 kW.

$$\text{Coste explotación}_{1300} = 250.000\text{€} * \frac{1300}{5000} = 65.000 \text{ €}$$

Para la realización de este proyecto, se supondrá que, los costes de explotación son iguales para todas las centrales, de esta forma, se simplificarán los cálculos de los costes de las centrales hidráulicas. La siguiente figura muestra los costes de explotación en el primer año de funcionamiento:

Nombre Instalación	Municipio	Potencia instalada [MW]	Coste Total [M€]
Sardon Bajo	Villabáñez	1,4	0,065
Villabáñez	Villabáñez	1,224	0,065
Tudela	Tudela de Duero	1,2	0,065
La Conchita	Tudela de Duero	0,876	0,065
El Cardiel	Pedraja de Portillo	0,324	0,065
Valdestillas	Valdestillas	0,825	0,065
Las Luisas	Corcos	0,085	0,065
CH Aguilarejo	Corcos	1,88	0,065
La Isla	Santovenia de Pisuerga	1,884	0,065
El Cabildo I	Valladolid	1,23	0,065
La Flecha	Arroyo de la Encomienda	2,2	0,065
Pesqueruela I	Simancas	1,5	0,065
San Miguel del Pino	Villanueva de Duero	1,568	0,065
Herreros	Pollos	1,61	0,065
TOTAL		17,806	0,91

Tabla 41: Costes de explotación de las centrales hidráulicas en el primer año de funcionamiento, elaboración propia.

⁴² Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006: 69.

Como se ha comentado con anterioridad, los costes de explotación se verán afectados por el IPC -2,5%- a lo largo de los años, por lo que, en la siguiente figura se van a desarrollar los costes de explotación de la instalación lo largo de los años de vida útil de la planta.

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Costes de Explotación [M€]	0,91	1	1,14	1,29	1,45	1,65

Tabla 42: Resumen de los costes de explotación lo largo de la vida útil de las instalaciones hidráulicas, elaboración propia.

1.3.3. Resumen de los costes de generación

Una vez se han calculado el coste de amortización anual y los costes de explotación a lo largo de los años de vida útil de la instalación, se pueden calcular los costes de generación de energía de esa tecnología.

La siguiente tabla nos muestra la distribución de costes a lo largo de la vida útil de la instalación:

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Costes de Explotación [M€]	0,91	1,00	1,14	1,29	1,45	1,65
Coste de Amortización [M€]	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84
Electricidad generada anualmente [GWh]	31,84	31,84	31,84	31,84	31,84	31,84
Precio del KW/h [€/KWh]	0,0864	0,0893	0,0935	0,0982	0,1035	0,1095

Tabla 43: Resumen de los precios de generación a lo largo de la vida útil de las instalaciones hidráulicas, elaboración propia

El precio medio del kW/h durante la vida útil es de **0,0968 €/kWh**.

2. Coste de la planta de recuperación de residuos

Como se ha comentado en apartados anteriores, en la planta de gasificación entran 219.000 toneladas de residuos anualmente. Teniendo en cuenta que la planta de gasificación opera las 8760 horas del año, de forma diaria se tratan 600 toneladas de residuos y, con ese caudal de residuos, la planta de gasificación es capaz de producir 2.478,16 kg/h de hidrógeno. Finalmente, el hidrógeno será empleado para la generación de electricidad a partir de pilas de combustible.

En el estudio que se va a realizar de la planta de gasificación por plasma, se va a distinguir entre tres sistemas independientes y, son los siguientes: el primero, el sistema convertidor de plasma, seguido por el ciclo de Rankine y, por último, las pilas de combustible.

Para el estudio de la inversión inicial y de los costes de explotación se van a emplear los datos proporcionados por *Aventum* y los datos presentados en el Trabajo de Fin de Grado de Valenciano.

2.1. Planta de gasificación

2.1.1. Inversión inicial

Los costes de la inversión inicial están conformados por los gastos en los siguientes elementos de la planta de gasificación; el sistema alimentador de residuos, la vasija, la antorcha de plasma, el circuito de gasificación, el sistema de retirada del material vitrificado, los sistemas y equipos de control y adaptación de los productos obtenidos y finalmente, los equipos de protección.

Tal y como se ha comentado, se van a emplear los datos económicos expuestos en el proyecto de final de carrera de Almudena Valenciano. Sin embargo, al tratarse una mayor cantidad de residuos en este proyecto, se va a considerar una inversión inicial superior para poder así, con un equipamiento adaptado a las dimensiones de este proyecto. Por ello, se considerará una inversión inicial de 50 millones de euros – 50M€-.

De acuerdo con los datos facilitados por *Aventum*, la vida útil de la instalación es de 25 años.

A continuación, se debe amortizar la inversión a lo largo de la vida útil de la instalación, en este caso 25 años. Para ello se supondrá un tipo impositivo sobre el dinero del 5% y se obtendrá la siguiente cantidad.

$$P = 50 * \frac{0,05 * (1 + 0,05)^{25}}{(1 + 0,05)^{25} - 1} = 3,54 \text{ M€}$$

2.1.2. Costes de explotación

Los costes de explotación de la planta de gasificación están conformados por los costes de personal y los costes de operación y mantenimiento. De la misma forma que con la inversión inicial, se realizará una adaptación de la cantidad de personal requerido para un correcto funcionamiento de gasificación.

Los costes de operación y mantenimiento se desglosan de manera detallada en las siguientes tablas:

Costes Operación y Mantenimiento	Coste [€/ton]	Toneladas	TOTAL [M€]
Productos químicos	9	219.000	1,97
Electrodos	5	219.000	1,10
Mantenimiento refractario y antorchas	6	219.000	1,31
Mantenimiento general	7	219.000	1,53
TOTAL			5,91

Tabla 44: Costes de Operación y Mantenimiento de la planta de gasificación. Información de Valenciano, 2015: 107. Tabla de elaboración propia.

Costes de Personal	Personal [€/persona]	Personas	TOTAL [M€]
Personal de operación	24.000	24	0,576
Jefe de planta	48.000	6	0,288
TOTAL		30	0,864

Tabla 45: Costes de personal de la planta de gasificación. Información de Valenciano, 2015: 107. Tabla de elaboración propia.

Como se ha comentado con anterioridad, los costes de explotación se verán afectados por el IPC -2,5%- a lo largo de los años, por lo que, en la siguiente figura se van a desarrollar los costes de explotación de la instalación lo largo de los años de vida útil de la planta.

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Costes de Explotación [M€]	6,78	7,48	8,46	9,58	10,83	12,26

Tabla 46: Resumen de los costes de explotación lo largo de la vida útil de la planta de gasificación, elaboración propia

2.2. Ciclo de Rankine

2.2.1. Inversión inicial

A la hora de realizar el estudio económico de los gastos del ciclo de Rankine, se ha de tener en cuenta la energía que es capaz de generar, en este caso anualmente es capaz de generar 14.825,77 MWh.

Según los datos presentados por *Aventum*, los costes de inversión del ciclo de Rankine suponen aproximadamente un 10% de la inversión inicial, por lo que, para este proyecto le correspondería un 5M€ de inversión inicial.

A continuación, se debe amortizar la inversión a lo largo de la vida útil de la instalación, en este caso 25 años. Para ello se supondrá un tipo impositivo sobre el dinero del 5% y se obtendrá la siguiente cantidad.

$$P = 5 * \frac{0,05 * (1 + 0,05)^{25}}{(1 + 0,05)^{25} - 1} = 0,354 \text{ M€}$$

2.2.2. Costes de explotación

Según los datos proporcionados por *Aventum*, los costes de explotación son aproximadamente de un 1% del coste de inversión inicial, en este caso, serían de 0,05M€.

Como se ha comentado con anterioridad, los costes de explotación se verán afectados por el IPC -2,5%- a lo largo de los años, por lo que, en la siguiente figura se van a desarrollar los costes de explotación de la instalación lo largo de los años de vida útil de la planta.

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Costes de Explotación [M€]	0,05	0,055	0,062	0,071	0,08	0,09

Tabla 47: Resumen de los costes de explotación lo largo de la vida útil del ciclo de Rankine, elaboración propia

2.2.3. Resumen de costes de generación

Una vez se han calculado el coste de amortización anual y los costes de explotación a lo largo de los años de vida útil de la instalación, se pueden calcular los costes de generación de energía de esa tecnología.

La siguiente tabla nos muestra la distribución de costes a lo largo de la vida útil de la instalación:

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Costes de Explotación [M€]	0,05	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09
Coste de Amortización [M€]	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354
Electricidad generada anualmente [GWh]	14,83	14,83	14,83	14,83	14,83	14,83
Precio del KW/h [€/KWh]	0,0272	0,0276	0,0281	0,0286	0,0293	0,0300

Tabla 48: Resumen costes de generación a lo largo de la vida útil del ciclo de Rankine, elaboración propia

El precio medio del kW/h durante la vida útil es de **0,0285 €/kWh**.

2.3. Pilas de combustible

Como se ha comentado con anterioridad, el sistema empleado para valorización del hidrógeno serán las pilas de combustible. El modelo escogido para el proyecto son las pilas de 1MW que suministra el fabricante Ballard.

De la misma forma que con los datos económicos de la planta de gasificación, para este apartado haremos uso de los datos presentado en el proyecto final de carrera de Almudena Valenciano.

2.3.1. Inversión inicial

En el estudio de los costes de las pilas de combustible se consideran tanto los costes de inversión inicial, como los costes de almacenamiento de las pilas. Según los datos recogidos por Almudena Valenciano, el coste de la inversión es de 2,61M€ por MW de potencia instalada. Teniendo en cuenta que el proyecto cuenta con 415 pilas de combustible, los costes de la inversión inicial son de 1083,15M€.

A continuación, se debe amortizar la inversión a lo largo de la vida útil de la instalación, en este caso 25 años. Para ello se supondrá un tipo impositivo sobre el dinero del 5% y se obtendrá la siguiente cantidad.

$$P = 1083,15 * \frac{0,05 * (1 + 0,05)^{25}}{(1 + 0,05)^{25} - 1} = 76,86 \text{ M€}$$

2.3.2. Costes de explotación

Para este modelo de pila, los costes de explotación alcanzan los 14,92 €/MWh. En cuanto a la producción anual de energía generada por las pilas, es complicado realizar una predicción ya que, es complicado conocer la demanda diaria de electricidad en Valladolid.

Por lo tanto, al ser complejo realizar una estimación real de la producción anual de energía generadas por las pilas, se realizará una estimación que trate de cubrir la máxima demanda posible dentro de unos rangos de funcionamiento asequibles. Si mantenemos las pilas con un tiempo de operación una media de 10 horas diarias, se podrían producir 4150 MWh diarios, lo cual supone una generación anual de 1514,75 GWh. Con estos datos, los gastos de explotación anuales son de 22,6 M€.

Como se ha comentado con anterioridad, los costes de explotación se verán afectados por el IPC -2,5%- a lo largo de los años, por lo que, en la siguiente figura se van a desarrollar los costes de explotación de la instalación lo largo de los años de vida útil de la planta.

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Costes de Explotación [M€]	22,6	24,95	28,22	31,93	36,13	40,88

Tabla 49: Resumen de los costes de explotación lo largo de la vida útil de las pilas de combustible, elaboración propia

2.3.3. Resumen de los costes de generación

Una vez se han calculado el coste de amortización anual y los costes de explotación a lo largo de los años de vida útil de la instalación, se pueden calcular los costes de generación de energía de esa tecnología.

La siguiente tabla nos muestra la distribución de costes a lo largo de la vida útil de la instalación:

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Costes de Explotación [M€]	22,60	24,95	28,22	31,93	36,13	40,88
Coste de Amortización [M€]	76,85	76,85	76,85	76,85	76,85	76,85
Electricidad generada anualmente [GWh]	1514,75	1514,75	1514,75	1514,75	1514,75	1514,75
Precio del KW/h [€/KWh]	0,0657	0,0672	0,0694	0,0718	0,0746	0,0777

Tabla 50: Resumen de los precios de generación a lo largo de la vida útil del ciclo de las pilas de combustible, elaboración propia

El precio medio del kW/h durante la vida útil es de **0,0711 €/kWh**.

2.4. Resumen planta de gasificación

Finalmente, tras el estudio individualizado de las distintas partes que conforman la planta de gasificación, se procederá en las tablas siguiente a ver los costes de la planta de gasificación como conjunto y los costes de generación de energía como conjunto.

	Costes de Explotación [M€]	Coste de Amortización [M€]	Electricidad generada anualmente [GWh]
Planta de gasificación	6,78	3,54	0
Rankine	0,05	0,354	14,83
Pilas de combustible	22,6	76,86	1514,75

Tabla 51: Resumen de los componentes de la planta de gasificación, elaboración propia

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Costes de Explotación [M€]	29,43	32,48	36,75	41,58	47,04	53,23
Coste de Amortización [M€]	80,744	80,744	80,744	80,744	80,744	80,744
Electricidad generada anualmente [GWh]	1529,58	1529,58	1529,58	1529,58	1529,58	1529,58
Precio del KW/h [€/KWh]	0,0720	0,0740	0,0768	0,0800	0,0835	0,0876

Tabla 52. Resumen de los precios de generación de la central de gasificación a lo largo de la vida útil, Elaboración propia

El precio medio del kW/h durante la vida útil es de **0,079 €/kWh**.

3. Estudio económico del conjunto de la microrred

3.1. Resumen de las tecnologías de generación de la microrred

Una vez se han estudiado los costes económicos de cada una de las generaciones que conforman la microrred de manera individual, ahora se procederá a analizar las tecnologías como conjunto con la finalidad de alcanzar una imagen más global del funcionamiento de la microrred.

Para ello, la siguiente tabla nos muestra una comparativa entre las distintas tecnologías de los costes de generación y de la generación anual de energía.

Tecnología de generación	Producción anual de energía [GWh]	Coste medio [€/MWh]
Eólica	183,53	54,3
Solar Fotovoltaica	218,52	125
Hidráulica	31,84	96,8
Pilas de combustible	1514,75	71,1
Ciclo de Rankine	14,83	28,5

Tabla 53: comparativa entre las tecnologías que conforman la microrred, elaboración propia

La siguiente gráfica nos mostrará de manera más visual una comparativa entre los precios de producción de la energía.

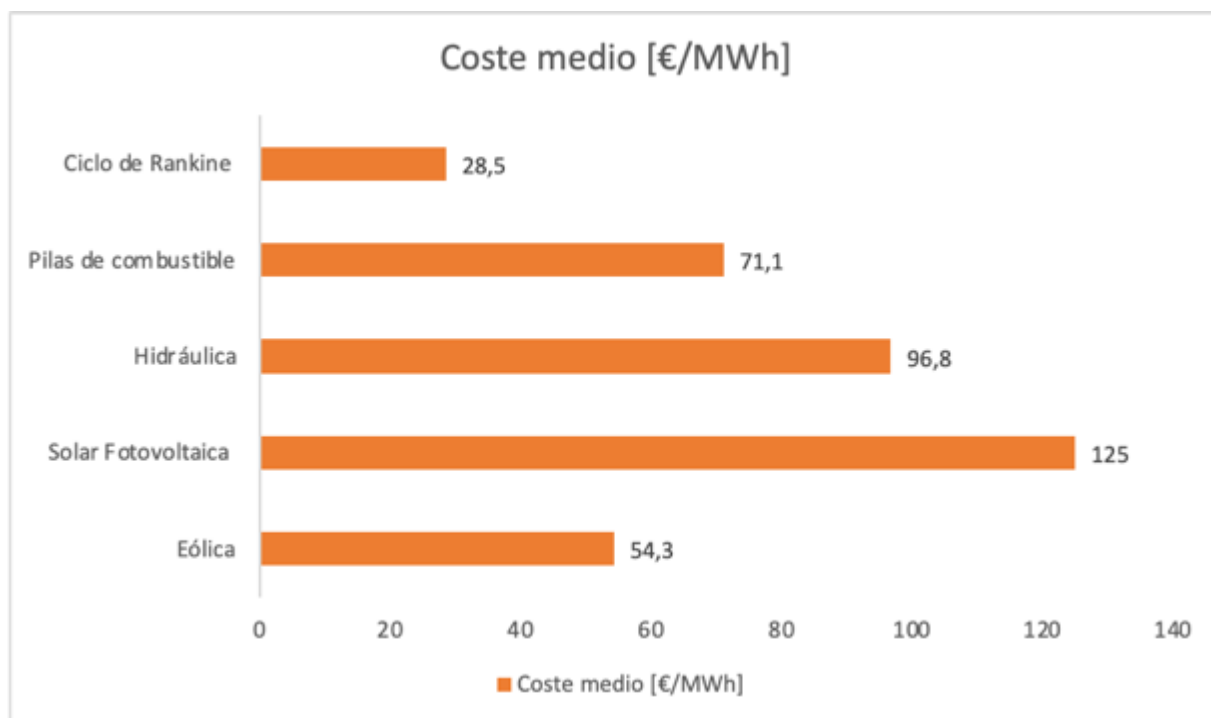


Figura 47: Comparación entre los precios de generación de energía por tecnologías, Elaboración propia

Como se puede observar en Figura 47, el precio de generación más bajo se corresponde con la generación del ciclo de Rankine, sin embargo, tal y como se comentó en el apartado 5.5.5., esta energía se empleará en los propios consumos de la planta de gasificación. Por lo tanto, las tecnologías que ofrecen el precio más competitivo de la microrred son la energía eólica, seguida muy de cerca por las pilas de combustible. Contrariamente, la solar fotovoltaica es la tecnología menos competitiva, el precio del MWh es casi doble que el precio del MWh de las pilas de combustible y más del doble de la energía eólica.

Con estos resultados, se llega a la conclusión de que, las pilas de combustible son una solución que debe tenerse en cuenta para la generación de energía, ofreciendo precios muy competitivos y cantidades de energía generada muy elevada.

3.2. Evaluación económica del conjunto de la microrred

Para realizar el estudio económico de la planta, se ha de poner en contexto el sistema de costes de la red eléctrica española. Según la Comisión nacional de los mercados y la competencia⁴³ -CNMC-, la distribución de los costes regulados es la siguiente:

⁴³ La nueva factura de la luz, 5. Componentes de la factura de electricidad, CNMC, página 4.

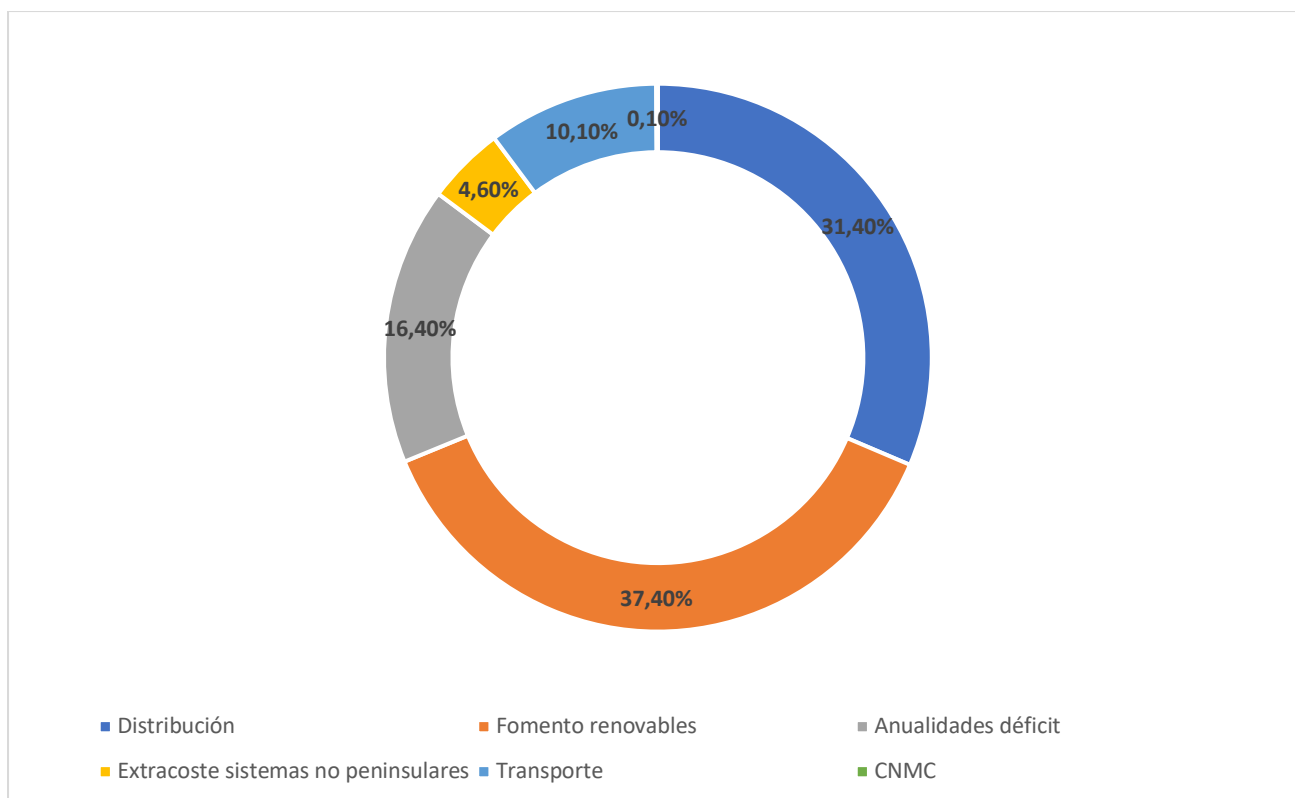


Figura 48: Distribución de los componentes de la factura de la luz en el año 2020. Datos de CNMC, 2021: 3. Gráfico de elaboración propia.

Una vez presentada la distribución de los costes en la factura de la luz del año 2020, cabe destacar que, debido a la composición de la microrred, se ahorra ciertos costes asociados a la factura de la electricidad. Los costes por fomento de las energías renovables se pueden eliminar ya que en este proyecto no se va a subvencionar a las energías renovables. De la misma forma, los costes asociados a los sistemas no peninsulares desaparecen debido a la capacidad de la microrred de trabajar en modo *isla*, también podemos eliminar los costes de transporte ya que, para evitar pérdidas y sobrecostes, todas las instalaciones se encuentran en un radio de 50 km.

Con esto, queda una reducción del 49,4% de los costes de la electricidad.

La siguiente figura muestra los precios medios de la electricidad en el año 2021, los precios figuran con la novedosa tarificación 2.0TD que, incluye 3 tramos horarios a los que denomina; periodo valle, periodo llano y periodo punta.

	Punta [€/kWh]	Llano [€/kWh]	Valle €/kWh]	Media [€/kWh]
ene-21	0,3675	0,338967	0,2875	0,3274
feb-21	0,2884	0,2642	0,2354	0,2591
mar-21	0,3064	0,2808	0,2472	0,2723
abr-21	0,2822	0,2216	0,1850	0,2232
may-21	0,2705	0,1748	0,1310	0,1798
jun-21	0,2522	0,1566	0,1148	0,1632
jul-21	0,2428	0,1470	0,1041	0,1558
ago-21	0,2277	0,1312	0,0873	0,1348
sept-21	0,2262	0,1285	0,0858	0,1352
oct-21	0,2032	0,1053	0,0619	0,1152
nov-21	0,1889	0,0874	0,0392	0,0939
dic-21	0,2345	0,1336	0,0739	0,1264
Media 2021	0,2547	0,1665	0,1378	0,1822

Tabla 54: Precios de la electricidad en el año 2021, fuente: OCU, elaboración propia

Con esta nueva tarifa, se puede observar como en las horas punta, el precio de la electricidad es muy elevado y, sin embargo, en las horas valle, el precio es ciertamente bajo. Para la comparación económica, vamos a coger el precio medio de la electricidad en 2021 que, en este caso, es de **0,1822 €/kWh**.

Para calcular el precio de la electricidad generada, se va a calcular el precio ponderado por tecnologías en función de la generación. La siguiente tabla nos muestra el coste de la generación de la electricidad de la microrred.

Tecnología de generación	Producción anual de energía [GWh]	Coste medio [€/kWh]
Eólica	183,53	0,0543
Solar Fotovoltaica	218,52	0,125
Hidráulica	31,84	0,0968
Pilas de combustible	1514,75	0,0711
Coste ponderado		0,0760

Tabla 55: Precios de la electricidad generada por la microrred, elaboración propia

Como se puede observar en la

Tecnología de generación	Producción anual de energía [GWh]	Coste medio [€/kWh]
Eólica	183,53	0,0543
Solar Fotovoltaica	218,52	0,125
Hidráulica	31,84	0,0968
Pilas de combustible	1514,75	0,0711
Coste ponderado		0,0760

Tabla 55, el coste de la electricidad generado por la microrred es muy inferior al coste de la electricidad generado por la red eléctrica española. De esta forma, se alcanza uno de los objetivos del proyecto, generar una electricidad más barata que la generada por el sistema actual.

Además, como se comentó en el apartado 7.2, en el caso de que hubiese excedentes de generación en la microrred y, al estar conectada la microrred con la red de distribución, se pueden vender esos excedentes a la red de distribución. El precio medio de la venta de excedentes de energía es de 0,05-0,06 €/kWh.

3.3. Rentabilidad de la microrred

Tras haber analizado los costes de los componentes de la instalación por separado, para poder estudiar la rentabilidad de la microrred, se han de analizar los costes como conjunto. Para la realización de este proyecto, la inversión inicial que ha de hacerse es de 1.164,35 M€. Esta inversión se amortizará durante los 25 años de vida útil a razón de 105,87 M€ por año. De la misma forma, se han estimado 40,59 M€ de coste de explotación, coste que, se verá afectado anualmente por el IPC -2,5%-, alcanzando en el último año de vida útil casi los 73,5 M€.

La distribución de los costes a lo largo de los 25 años de la vida útil de la microrred es la siguiente:

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Costes de Explotación [M€]	40,59	44,80	50,69	57,35	64,88	73,41
Coste de Amortización [M€]	105,87	105,87	105,87	105,87	105,87	105,87
Electricidad generada anualmente [GWh]	1963,47	1963,47	1963,47	1963,47	1963,47	1963,47
Precio del KW/h [€/KWh]	0,0746	0,0767	0,0797	0,0831	0,0870	0,0913

Tabla 56: Resumen de los precios de generación de la microrred a lo largo de la vida útil, elaboración propia

Para el estudio de la rentabilidad de la microrred, se considerarán como ingresos la venta de energía al consumidor. Como uno de los objetivos del proyecto es reducir el precio de la electricidad para los pequeños consumidores, el precio de venta de la electricidad contará con un margen de beneficio ciertamente bajo, el precio seleccionado para la venta de electricidad es **0,0985 €/kWh**. Al igual que los costes de explotación, los ingresos se ven afectados por el IPC -2,5%-.

De la misma forma, se contabilizará como gasto la compra de electricidad a la red de distribución, el precio de compra de esa electricidad coincide con el precio medio de la electricidad del año 2021 - **0,1822 €/kWh**-

La siguiente figura desglosa los gastos y los ingresos durante la vida útil del proyecto.

Años	Gastos	Gasto compra electricidad	Ingresos	Beneficios	Beneficio acumulado
Año 0	1.492,00	0,00	0	0,00	-1.492,00
Año 1	40,59	91,10	197	65,31	-1426,69
Año 2	41,60	93,38	201,925	66,94	-1359,75
Año 3	42,64	95,71	206,973125	68,62	-1291,13
Año 4	43,71	98,10	212,147453	70,33	-1220,80
Año 5	44,80	100,56	217,451139	72,09	-1148,71
Año 6	45,92	103,07	222,887418	73,89	-1074,82
Año 7	47,07	105,65	228,459603	75,74	-999,08
Año 8	48,25	108,29	234,171093	77,63	-921,44
Año 9	49,45	111,00	240,025371	79,57	-841,87
Año 10	50,69	113,77	246,026005	81,56	-760,31
Año 11	51,96	116,62	252,176655	83,60	-676,70
Año 12	53,26	119,53	258,481072	85,69	-591,01
Año 13	54,59	122,52	264,943098	87,83	-503,18
Año 14	55,95	125,58	271,566676	90,03	-413,15
Año 15	57,35	128,72	278,355843	92,28	-320,87
Año 16	58,79	131,94	285,314739	94,59	-226,28
Año 17	60,26	135,24	292,447607	96,95	-129,32
Año 18	61,76	138,62	299,758797	99,38	-29,95
Año 19	63,31	142,08	307,252767	101,86	71,91
Año 20	64,89	145,64	314,934087	104,41	176,32
Año 21	66,51	149,28	322,807439	107,02	283,34
Año 22	68,17	153,01	330,877625	109,69	393,03
Año 23	69,88	156,84	339,149565	112,44	505,47
Año 24	71,63	160,76	347,628304	115,25	620,72
Año 25	73,42	164,77	356,319012	118,13	738,84

Tabla 57: Balance de gastos e ingresos a lo largo de la vida útil de la microrred, elaboración propia

Como se observa en la tabla, el proyecto comienza a generar beneficios en el año 19 de vida útil-71,91M€-, terminando con unos beneficios el año 25 de casi 740M€-. Sin embargo, eso no significa que el proyecto sea viable, para calcular la viabilidad del proyecto se realizará el cálculo del Valor Actual Neto -VAN-.

La fórmula del VAN es la siguiente:

$$VAN = C_0 + \frac{Q_1}{(1+i)^1} + \dots + \frac{Q_{n-1}}{(1+i)^{n-1}} + \frac{Q_n}{(1+i)^n}$$

En donde:

C_0 : Valor de la inversión inicial.

n : Número de pagos recibidos a lo largo de la inversión, en este caso 25.

Q_n : Pagos recibidos en el año n .

i : el tipo de interés de la inversión, en este caso 2,5%.

Con eso, el VAN del proyecto es el siguiente:

$$VAN = -1.492 + \frac{65,31}{(1 + 0,025)^1} + \dots + \frac{115,25}{(1 + 0,025)^{24}} + \frac{118,13}{(1 + 0,025)^{25}} = 100,93$$

Como se puede observar, el VAN es positivo, y con ese resultado, se puede concluir que, el proyecto es económicamente rentable.

Una vez se ha analizado la viabilidad económica, se procederá a calcular el la Tasa Interna de Retorno -TIR. La Tasa Interna de Retorno es la rentabilidad que ofrece una inversión, de la misma forma, es la tasa de retorno que coincide con el Valor Actual Neto nulo -VAN=0-. Para el cálculo del TIR se ha hecho uso de Excel y el valor obtenido es de 3,02%.

Otro indicador que es interesante calcular es el WACC -Weighted Average Cost of Capital, también conocido como Coste Promedio Ponderado del Capital-. Este indicador mide el coste medio ponderado entre la inversión y la financiación y, se considera que el proyecto es rentable si el valor del TIR es superior al valor de WACC.

Para el cálculo del WACC se hará uso de los datos financieros presentados por Endesa debido a que, es una empresa que podría tener interés en la realización de este proyecto y, se seguirá la estructura presentada en el Trabajo de Fin de Grado de Valenciano.

Primero se ha de calcular el retorno de inversión que reciben los accionistas y para ello se usará el CAMP Model, el cual emplea esta fórmula:

$$KE = RF + \beta(RM - RF)$$

En donde:

KE: Tasa de coste de oportunidad de los accionistas -Retorno que esperan los inversores, Cost of Equity-

RF: Es el valor del bono a 10 años español, cuyo valor es de 2,401%⁴⁴

β : Correlación entre el mercado y la empresa, cuyo valor se estima 0,78.

RM: Retorno esperado del Ibex35, cuyo valor es del 7%.⁴⁵

Con estos datos, el retorno de inversión esperado por Endesa es del 5,98% y conocido este valor, se procede a calcular el WACC:

$$WACC = \frac{E}{E + D} * KE + \frac{D}{E + D} * KD(1 - T)$$

⁴⁴ Investing, 2022: consultado a 05/07/2022

⁴⁵ Departamento de análisis, Bankinter, 2022: 1.

En donde:

E: es el Equity, cuyo valor es de 5544 M€⁴⁶

D: Es el valor de la deuda, en este caso 8806 M€⁴⁷

KE: Cost of equity, 5,98%

KD= Coste de la deuda, cuyo valor es de 1,5%⁴⁸

T: Tasa de impuestos, considerada del 30%.

Con ello, queda un WACC de valor de 2,95%. Tal y como se había comentado con anterioridad, si el WACC tiene un valor inferior al TIR, el proyecto se considera rentable en el periodo de vida útil -25 años-. Como se puede observar, la diferencia es ciertamente pequeña entre ambos indicadores-0,07%-, esto era de esperar ya que, entre los principales objetivos del proyecto no se encuentra obtener un retorno de la inversión muy elevado para los inversores.

4. Conclusiones económicas

Una vez se han calculado los indicadores financieros del proyecto se puede concluir que, aunque sea de manera ínfima, el proyecto si resulta rentable. Sin embargo, esto no es la finalidad última del proyecto, a la hora de evaluar esos resultados se debe tener en cuenta que, el proyecto no busca grandes beneficios para el inversor, si no que, intenta solucionar distintos problemas socio económicos. Los objetivos principales de este proyecto son solucionar la problemática de la gestión de residuos, terminando así con los vertederos controlados y, de la misma forma, busca generar con esos residuos energía para disminuir así el uso de tecnologías no renovables y consecuentemente, reducir tanto la factura de la luz como la emisión de gases de efecto invernadero, generando así, beneficio para la población.

Como se ha podido ver en apartados anteriores, el objetivo de reducir el precio de la factura de la electricidad se ha conseguido con este proyecto. Gracias a la disminución de los agentes participantes en la factura de la luz -se han eliminado de los costes de transporte, se ha producido una reducción de la tasa de intercambio con sistemas externos y, finalmente, la no concesión de subvenciones a las energías eléctricas-, hace que, se reduzcan casi un 50% los costes de la factura de la luz. Además, gracias a la capacidad de la microrred de generar electricidad ciertamente más barata que con las tecnologías no renovables, se ha conseguido reducir en casi un 50% el precio del kWh, pasando de **0,1822 €/kWh** -valor medio en el año 2021- a **0,0985 €/kWh**.

Si a esto se le suma que, la tecnología propuesta en este proyecto se encuentra casi en fase de desarrollo y, por lo tanto, queda mucho margen de mejora que alcanzar en proyectos de esta índole, se concluye que es un proyecto atractivo para las empresas del sector energético.

⁴⁶ Informe financiero anual consolidado 2021, KPMG :4

⁴⁷ Informe financiero anual consolidado 2021, KPMG :79

⁴⁸ Informe financiero anual consolidado 2021, KPMG :79

Parte III: Anexos

BALLARD®

SMARTER SOLUTIONS FOR A CLEAN ENERGY FUTURE

ClearGen™

SPECIFICATION SHEET



PRODUCT SPECIFICATIONS

Type:	PEM (Proton Exchange Membrane) fuel cell generator	
Performance:	Net Power	1 MW
	Efficiency	40% (± 2%) ¹
	Output voltage	380 – 480 V AC
	Output frequency	50 – 60 Hz
Physical Characteristics:	Fuel Cell Module: Dimensions (H x W x L)	2.9 x 2.4 x 9 meters (x2)
	Weight	<40,000 kg
	Electrical Module: Dimensions (H x W x L)	2.9 x 2.4 x 6.3 meters
	Weight	15,000 kg
Fuel:	Hydrogen	>98% ²
	Fuel consumption	63 kg/hr (700 m ³ /hour)
Available heat:	Output heat load	>950 kWt ³
	Available water temperature	60 - 65°C
Emissions:	Noise	<80db @ 7 M
	Pollutants	Zero emissions (no GHG or local air pollutants)

1. At beginning of life (HHV).

2. Ballard can work with customer to provide customized fuel purification system.

3. System interface cooling flow rate and rejection temperature to be determined.

Distributed Generation - 1MW

Ballard's ClearGen™ fuel cell system is a complete turnkey solution, providing a supply of zero-emission power. The system can operate continuously for baseload power generation, or intermittently, providing peak power during times of high demand.

The self-contained power modules run on hydrogen fuel; customers range from utilities to chemical companies with available by-product hydrogen. The 1 MW modular units are completely scalable in 500 kW increments, enabling tailored solutions to meet each customer's needs.

Ballard's fuel cell stacks are at the core of this modular solution. Commercially available today, the fuel cells feature dynamic response, high efficiency, robust and reliable operation. Various annual service packages are available for the fuel cell system that include preventative and corrective maintenance, to support the product's 20-year lifetime.

Please contact us for product availability and pricing.



Specifications and descriptions in this document were in effect at the time of publication. Ballard Power Systems, Inc. reserves the right to change specifications, product appearance or to discontinue products at any time (02/2012) SPC5103076-0E

BALLARD, Ballard®, Powered by Ballard®, FCgen®, FCvelocity®, ClearGen™, ElectraGen™ and HydroPlus™ are trademarks of Ballard Power Systems Inc.

Hbond 5000 / 7000

- ✓ **Depósitos de gran capacidad.** LabTech también puede construir depósitos a medida.

Características de los depósitos

Material del recipiente:	aleación EN-AA-6063			
Intercambiador de calor interno:	cobre			
Válvula de seguridad:	25 bar			
Temperatura de carga:	25 °C			
Diámetro:	169 mm			
	Hbond 5000L	Hbond 5000H	Hbond 7000L	Hbond 7000H
Capacidad de hidrógeno:	5000 NL	5000 NL	7000 NL	7000 NL
Longitud:	1,10 m	1,10 m	1,65 m	1,65 m
Peso total:	76 kg	76 kg	98 kg	98 kg
Peso de aleación:	34 kg	34 kg	46 kg	46 kg
Presión de carga:	15 bar(g)	5 bar(g)	15 bar(g)	5 bar(g)
Presión de descarga:	2 a 10 bar(g)	2 a 5 bar(g)	2 a 10 bar(g)	2 a 5 bar(g)
Temperatura de descarga:	10-30 °C	65-75 °C	10-30 °C	65-75 °C



Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

La finalidad de la creación de los Objetivos de Desarrollo Sostenible era realizar un llamamiento al todo el planeta para poner fin a complejas situaciones que afectan tanto a la población mundial como al planeta Tierra⁴⁹. Entre otras cosas, estos objetivos buscan poner fin a la pobreza en todos sus ámbitos – pobreza energética y pobreza económica-, poner fin al hambre mundial y proteger el planeta. En total son 17 objetivos y son los siguientes:



Figura 49: Objetivos de Desarrollo Sostenible, Imagen de: Ekmmodo.

Para llevar a cabo estos objetivos, se incluyeron en la denominada Agenda 2030 para el desarrollo sostenible. Esta agenda, consiste en un plan de acción en favor de las personas, el planeta y la prosperidad y tiene como fecha límite el año 2030 para alcanzar de manera satisfactoria los 17 ODS, además de las 169 metas propuestas en la agenda.

Este proyecto se alinea con dos Objetivos de Desarrollo Sostenible. El primer objetivo con el que se alinea es el objetivo número 7, que busca generar energía asequible y no contaminante. El fin último del proyecto es generar energía renovable a partir de residuos orgánicos.

Otro objetivo con el que está alineado el proyecto es el objetivo número 13, Acción por el clima, con este proyecto, estamos disminuyendo el número de vertederos, los cuales son tremendamente perjudiciales para el suelo sobre el que está, así como para el entorno más cercano debido a los gases emitidos.

⁴⁹ ONU: 1.

Bibliografía

- Abdul Salam, P., Kumar, S. y Siriwardhana M. 2010, *The Status of biomass gasification in Thailand and Cambodia*, Asian Institute of Technology.
https://www.researchgate.net/publication/320977057_THE_STATUS_OF_BIOMASS_GASIFICATION_in_Thailand_and_Cambodia_prepared_for_Energy_Environment_Partnership
- Acciona, 2017 *El proceso de gasificación y vitrificación de residuos por plasma con optimización de la producción eléctrica. Transformando los residuos en energía*.
<http://www.fundacionenergia.es/pdfs/Biomada%2006/J.Hidalgo.pdf>
- Aleasoft, 2020, 2020: *El año en que el sector de la energía en Europa mostró su fortaleza*.
<https://aleasoft.com/es/2020-sector-energia-europa-fortaleza/>
- ALGOR, S.L. 2021 “Energía 2021”, *Foro de la Industria Nuclear Española*,
<https://www.foronuclear.org/wp-content/uploads/2021/06/Energia-2021.pdf>
- Asociación Eólica Empresarial, 2021, *Anuario Eólico 2021: La voz del sector*.
<https://aeeolica.org/wp-content/uploads/2021/06/AF-ANUARIO-AEE-2021-web.pdf>
- Astiarraga Espeita, J. 2020, *Qué son los ODS y por qué debes conocerlos*.
<https://www.ekomodo.eus/blog/empresas-por-un-mundo-mejor/que-son-los-ods-y-por-que-son-tan-importantes/>
- Aventum, *Tratamiento de residuos mediante sistema convertidor de plasma*. Madrid.
<https://www.comillas.edu/documentos/catedras/crm/report15/mesaI-moreno.pdf>
- Ayuntamiento de Valladolid 2021, *Informe Anual 2020. Condicionado Ambiental. Planta de Tratamiento de Residuos Sólidos Urbanos y Vertedero de Valladolid*.
<https://www.valladolid.es/es/actualidad/noticias/informe-anual-2020-condicionado-ambiental-planta-tratamient.ficheros/657868-INFORME%20ANUAL%20CONDICIONADO%20AMBIENTAL%20AÑO%202020.pdf>
- Boletín Oficial del Estado, 2008, 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. nº 312.
<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2008-82319>
- Buchelli Carpio, L y Reinoso Sánchez, M. 2014, “Disminución de contaminantes aéreos en una planta de balanceados mediante la propuesta de un sistema de extracción de polvo”, *Ingenius: Revista de Ciencia y Tecnología*, nº 12. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=5972792>
- Campos Pozuelo, E., Palatsi Civit, J. Illa Alibés J., Solé Mauri, F. Magarí Aloy A. y Flotats Ripoll, X. 2004, *Guía de los tratamientos de las deyecciones ganaderas*, Centre UdL-IRTA, Àrea d’Enginyeria Ambiental. http://www.arc-cat.net/es/altres/purins/guia/pdf/guia_dejeccions.pdf
- Carrasco, F. y Menéndez Díaz, J.A. 2010, *Nuevos materiales y tecnologías para el tratamiento del agua*, Universidad Internacional de Andalucía.
https://dspace.unia.es/bitstream/handle/10334/3632/2010_TratamientoAgua.pdf

CENACE, 2018, *Informe de la tecnología de generación de referencia*. <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/TecnologiaGeneracionReferencia/2018/Tecnologia%C3%ADa%20Generaci3n%20Referencia%202017%20v2018%2001%2011.pdf>

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2021, *La nueva factura de la luz. Componentes de la factura de la electricidad*. <https://www.cnmc.es/la-nueva-factura-de-la-luz>

Confederación Española de Organizaciones Empresariales 2020, *Estudio sobre el potencial de las empresas de primera transformación en Castilla y León para el aprovechamiento de sus residuos orgánicos en recursos con valor añadido*, Medio Ambiente Junta de Castilla y León. <https://medioambiente.jcyl.es/web/es/generacion.html>

Departamento de Análisis, Bankinter, 2022, *Previsión Ibex 35: Deterioro macro y tipos al alza dejan sin potencial al Ibex 35*. <https://www.bankinter.com/blog/mercados/prevision-ibex>

E·SIOS, Red Eléctrica de España, *Mapa de instalaciones hidráulicas*. <https://www.esios.ree.es/es/mapas-de-interes/mapa-instalaciones-hidraulicas>

Energía de Castilla y León, 2019, *Valladolid es la provincia regional con mayor potencia en MW por parque eólico instalado y Ávila la que menos*. <https://energiacastillayleon.com/2019/06/03/valladolid-es-la-provincia-regional-con-mayor-potencia-en-mw-por-parque-eolico-instalado-y-avila-la-que-menos/>

Fernández Valecillos, 2009, *Celdas de Combustible*, Trabajo de Fin de Grado, Universidad de los Andes. http://bdigital.ula.ve/storage/pdftesis/pregrado/tde_arquivos/9/TDE-2010-02-03T17:07:41Z-739/Publico/FernandezMaribel.pdf

Gordillo Vázquez, F.J. 2008 “Plasmas fríos”, *Revista Investigación y Ciencia*, nº 381. <https://es.scribd.com/document/369286015/plasma-frio-pdf>

Hermana, R.A. y Menéndez Sánchez, J. 2020 “Casos de Microrredes”, *Orkestra* nº 73, País Vasco: Fundación Deusto. https://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/200028_Casos_Microrredes.pdf?v

<https://www.energias-renovables.com/eolica/el-mantenimiento-eolico-gana-peso-20140331>

Instituto Nacional de Estadística, 2020, “Cuentas medioambientales: Cuenta de los residuos. Año 2018”, *Notas de Prensa*. https://www.ine.es/prensa/cma_2018_res.pdf

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006, “Energía eólica”, *Manuales de Energía renovables*, nº3, Madrid: IDAE. https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_10374_energia_eolica_06_d9231f5c.pdf

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006, “Minicentrales hidroeléctricas”, *Manuales de Energía renovables*, nº6, Madrid: IDAE. https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_2.1.7_Minicentrales_hidroelectricas_125f6cd9.pdf

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2007, *Biomasa: Digestores anaerobio*, Madrid: BESEL S.A.

https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_10737_biomasa_digestores_anaerobios_a2007_0d62926d.pdf

Investing, 2022, *Rentabilidad del bono español a 10 años*. <https://es.investing.com/rates-bonds/spain-10-year-bond-yield>

Junta de Castilla y León, 2020, “Resumen Anual 2019”, *Boletín de estadística energética de Castilla León*. <https://energia.jcyl.es/web/es/biblioteca/boletin-estadisticas-energeticas.html>

Junta de Castilla y León, 2021, “Resumen Anual 2020”, *Boletín de estadística energética de Castilla León*. <https://energia.jcyl.es/web/es/biblioteca/boletin-estadisticas-energeticas.html>

Junta de Castilla y León, 2021, *Distribución potencia eólica por provincias en Castilla y León (MW)*. 31/12/2021. <https://energia.jcyl.es/web/es/energias-renovables-ordenacion-energetica/parques-eolicos-castilla-leon.html>

Junta de Castilla y León, 2022, *Consumo de electricidad Mensual en Castilla y León, Valladolid*. <https://analisis.datosabiertos.jcyl.es/explore/dataset/consumo-de-electricidad-mensual-en-castilla-y-leon/table/?flg=es&sort=m&refine.mes=2021&refine.provincia=Valladolid>

KPMG, 2022, ENDESA, S.A. y Sociedades Dependientes. *Informe Financiero Anual Consolidado 2021*. <https://www.endesa.com/content/dam/enel-es/home/inversores/infoeconomicafinanciera/informesanuales/documentos/2022/inf-anual-2021-cac-esp-v-cnmv.pdf>

La opinión, 2010, *Ayer se superó el máximo histórico de demanda de electricidad en Castilla y León*. <https://www.laopiniondezamora.es/castilla-leon/2010/01/14/ayer-supero-maximo-historico-demanda-2696478.html>

Material eléctrico, 2022, *Mapa de las instalaciones fotovoltaicas en España: las CCAA con más paneles solares*. <https://material-electrico.cdecomunicacion.es/noticias/sectoriales/51907/mapa-instalaciones-fotovoltaicas-espana-autonomias-con-mas-paneles-solares>

Merino, 2014. “El mantenimiento eólico gana peso”, *Energías Renovables*.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021, “Cuarto Inventario Forestal Nacional. Valladolid.”, *IFN*. Madrid. https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/inventarios-nacionales/ifn4_valladolid_tcm30-536205.pdf

Ministerio para la Transición Ecológica, 2019, *Memoria Anual de Generación y Gestión de Residuos. Residuos de Competencia Municipal*. 2019. https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/publicaciones/memoriaanual2019generacionygestionresiduosrescompetenciamunicipal_tcm30-534462.pdf

Montoya Arbeláez, J. I. 2014, *Pirólisis rápida de Biomasa*, Medellín: Universidad Nacional de Colombia. https://www.researchgate.net/profile/Jessi-Osorio-Velasco/publication/281976634_Pirolisis_rapida_de_biomasa/links/560096be08ae07629e52af66/Pirolisis-rapida-de-biomasa.pdf

ONU, *Agenda para el Desarrollo Sostenible*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/development-agenda/>

- Pacce, M., Sánchez, I. y Suárez-Varela, M. 2021 “El papel del coste de los derechos de emisión de CO₂ y el del encarecimiento del gas en la evolución reciente de los precios minoristas de la electricidad en España”, *Documentos Ocasionales*, Banco de España, nº 2120. <https://www.bde.es/f/webbde/SES/Secciones/Publicaciones/PublicacionesSeriadas/DocumentosOcasiones/21/Fich/do2120.pdf>
- Peregil, F. 2021, “Argelia corta el mayor de sus gasoductos con España por la crisis con Marruecos”, *El País*, [01 de noviembre de 2021]. <https://elpais.com/economia/2021-10-31/argelia-cierra-el-gasoducto-que-transportaba-gas-a-espana-a-traves-de-marruecos.html>
- Red Eléctrica de España, 2021, *Castilla y León genera un 15,9% más de renovables y consolida su liderazgo a nivel nacional en 2020*. https://www.ree.es/sites/default/files/07_SALA_PRENSA/Documentos/2021/1203_NP_Avance_CyL.pdf
- Robaina, R. 2012 “Algunas Definiciones Prácticas” 2º Congreso del Campo al Plato. Uruguay: Dirección de Control y Desarrollo de Calidad, Instituto Nacional de Carnes. https://www.inac.uy/innovaportal/file/6351/1/algunas_definiciones_practicas.pdf
- Rodríguez Balboa, F.J. 2019, *Pilas de combustible de alta temperatura reversibles*. Trabajo de Fin de Grado, Universidad de Sevilla. <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/92512/fichero/TFG-2512+RODRÍGUEZ+BALBOA.pdf>
- Soria Tonda, J.M. 2003 “La Valorización energética de residuos urbanos y asimilables”, *Los Residuos Urbanos y Asimilables*, cap. VI, Sevilla: Consejería de Medioambiente pp. 177- 202. https://www.juntadeandalucia.es/medioambiente/educacion_ambiental/EducamIV/publicaciones/rua06.pdf
- The Boston Consulting Group, 2011, *Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio Técnico 2011-2020*. <http://globaltrends.thedialogue.org/publication/1589/>
- Valenciano, A. 2015, *Estudio de una Microred inteligente en la ciudad de Huesca*, Trabajo de Fin de Grado, Universidad Pontificia Comillas. <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/6465/TFG001464.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

WEBGRAFÍA

MIBGASinfo S.A.[consultado el 18 de marzo de 2022] <https://www.mibgas.es/es>

Datos del CTR [consultado el 26 de mayo de 2022] <http://www.ctrvalladolid.com/datos-ctr>

Enel Green Power [consultado el 12 de junio de 2022] <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-hidroelectrica/central-hidroelectrica>

Agenda 2030, ODS <https://www.mdsocialesa2030.gob.es/agenda2030/index.htm>

<https://www.reciclame.info/gestion-de-residuos-2/vertederos-controlados/>

<https://www.monografias.com/trabajos66/residuos-solidos-tomate/residuos-solidos-tomate2>

<https://www.demaquinasyherramientas.com/maquinas/generadores-o-grupos-electrogenos>

<https://www.motorpasion.com/coches-hibridos-alternativos/ha-avanzado-algo-el-hidrogeno-en-estos-anos>

<https://apilados.com/blog/tipos-de-pilas-de-combustible-su-clasificacion/>