



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**ESTUDIO DE UNA MICRORRED INTELIGENTE EN
LA CIUDAD DE SALAMANCA CON EL
APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LOS
RESIDUOS BIOMÁSICOS**

Autor: Antonio Rubí Rodríguez

Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid

Julio de 2019

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

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

El autor D. Antonio Rubí Rodríguez DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Proyecto fin de máster: Estudio de una microrred inteligente en la ciudad de Salamanca, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

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

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y

respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 10 de Julio de 2019

ACEPTA



Fdo. Antonio Rubí Rodríguez

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el proyecto presentado con el título
ESTUDIO DE UNA MICRORRED INTELIGENTE EN LA CIUDAD DE
SALAMANCA CON EL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LOS
RESIDUOS BIOMÁSICOS

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2018/2019 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido
presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro,
ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros
documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Antonio Rubí Rodríguez

Fecha: 17/07/2019



Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Julio Montes Ponce de León

Fecha: 15/07/2019





COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ESTUDIO DE UNA MICRORRED INTELIGENTE EN LA CIUDAD DE SALAMANCA CON EL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LOS RESIDUOS BIOMÁSICOS

Autor: Antonio Rubí Rodríguez

Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid

Julio de 2019

ESTUDIO DE UNA MICRORRED INTELIGENTE EN LA CIUDAD DE SALAMANCA CON EL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LOS RESIDUOS BIOMÁSICOS

Autor: Rubí Rodríguez, Antonio.

Director: Montes Ponce de León, Julio.

Entidad colaboradora: ICAI - Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

Con el surgimiento de la Ley 54/1997 y la aparición del régimen especial, las tecnologías renovables empezaron a cobrar importancia en el panorama energético español. Se otorgan primas a la generación renovable con el objetivo de impulsar la participación de estas en el mix de energía, siendo las más desarrolladas e implantadas las tecnologías eólica y fotovoltaica. Sin embargo, estas primas resultaron en sus inicios excesivas, y provocaron un déficit tarifario elevado (10.000 millones de euros de deuda cada año) cuyos intereses aún siguen pagando los consumidores a día de hoy, conformando así una de las tarifas eléctricas más caras de Europa.

El problema de las tecnologías eólica y fotovoltaica es su no gestionabilidad, lo que provoca una gran inestabilidad en el sistema en aquellas situaciones donde no se encuentran disponibles (falta de viento o de sol). Debido a esta falta de gestionabilidad de las tecnologías solar y fotovoltaica, será necesario contar con una tecnología que funcione como respaldo cuando estas no se encuentren operativas. En la actualidad, la tecnología encargada de ejercer esta función son los ciclos combinados, que debido a su reducido factor de utilización encarecen la tarifa eléctrica por las primas que deben pagar los consumidores por su no funcionamiento.

El sistema eléctrico español es un sistema centralizado y debido a ello experimenta grandes pérdidas en el transporte de energía de hasta un 15%. En respuesta a esto, la comunidad europea está fomentando la creación de microrredes inteligentes, ya existentes en ciertos países, con el fin de mejorar el panorama energético.

Se denomina microrred inteligente a un sistema de distribución en baja tensión que cuenta con fuentes de generación distribuida, generalmente de tipo renovable, así como dispositivos de almacenamiento. Las microrredes permiten tanto el funcionamiento en modo isla, independiente de la red, como el funcionamiento acoplado a la red.

Este proyecto plantea la creación de una microrred inteligente en la localidad de Salamanca que incorporará los grupos generadores circundantes ya existentes, principalmente la energía eólica y solar fotovoltaica. Con ello, se lograrán reducir los costes de la energía eléctrica al suprimir las pérdidas por el transporte, además de lograr cierta independencia energética de la red de transporte.

Para este proyecto la biomasa será la encargada de cumplir el papel de tecnología de respaldo, empleando concretamente residuos sólidos urbanos y los residuos agrícolas y forestales de los alrededores de la ciudad de Salamanca, y se construirá una planta de

gasificación por plasma con el fin de aprovechar los residuos generados alrededor de la ciudad de la manera más eficiente.

Se denomina plasma a un gas ionizado a alta temperatura. La tecnología de gasificación por plasma aprovecha al máximo las capacidades energéticas del material que procesa ya que es capaz de disociar molecularmente todos aquellos componentes que atraviesan las denominadas antorchas de plasma, alcanzando en el proceso temperaturas de hasta 5000°C. El calor generado en este proceso se utiliza por una parte para alimentar a la propia planta, de manera que se trata de una instalación retroalimentada, a través de un ciclo de Rankine, y a la vez permite la reducción de humedad de los residuos entrantes en la planta, como se explicará en el proyecto.

Debido a las altas temperaturas que se alcanzan mediante el uso de la tecnología de gasificación por plasma, los subproductos que se generan no resultan contaminantes, pues se forman un gas de síntesis que será aprovechado energéticamente mediante las pilas de combustible y un material sólido vitrificado inocuo.

Se ha realizado un estudio de la zona circundante a Salamanca, con un radio de 50 km a la redonda para la determinación de las tecnologías disponibles para su integración en la microrred. Se ha determinado que existen y se explotarán 15 MW de tecnología minihidráulica, 148 MW de energía eólica y 53 MW de tecnología fotovoltaica y se integrará también la planta de gasificación por plasma, cada una con sus respectivas producciones anuales.

Para la comprobación del funcionamiento de la microrred, se debe satisfacer la demanda esperada de la ciudad de Salamanca, determinada en un pico máximo de 120 MWh, que estas tecnologías deberán cubrir.

Para ello, se ha realizado un estudio para la cobertura de la demanda bajo diferentes hipótesis de generación de las tecnologías, considerando la aleatoriedad que presentan y la posibilidad de variación tanto de la demanda como de la generación. Como resultado de este estudio, se ha concluido que no existirá independencia total por parte de la microrred respecto a la red de transporte, pero se reducirá la dependencia en hasta un 40%.

La tecnología eólica será un pilar fundamental en la generación de energía eléctrica de la zona y su ausencia provocará la mayor dependencia de la red de transporte.

Como ya se ha comentado, la tecnología de respaldo que actuará como sistema de reserva para la microrred serán las pilas de combustible de hidrógeno, componente que se obtendrá mediante la planta de gasificación por plasma que generará el gas de síntesis, rico en hidrógeno, que podrá ser aprovechado en las pilas para la generación de energía.

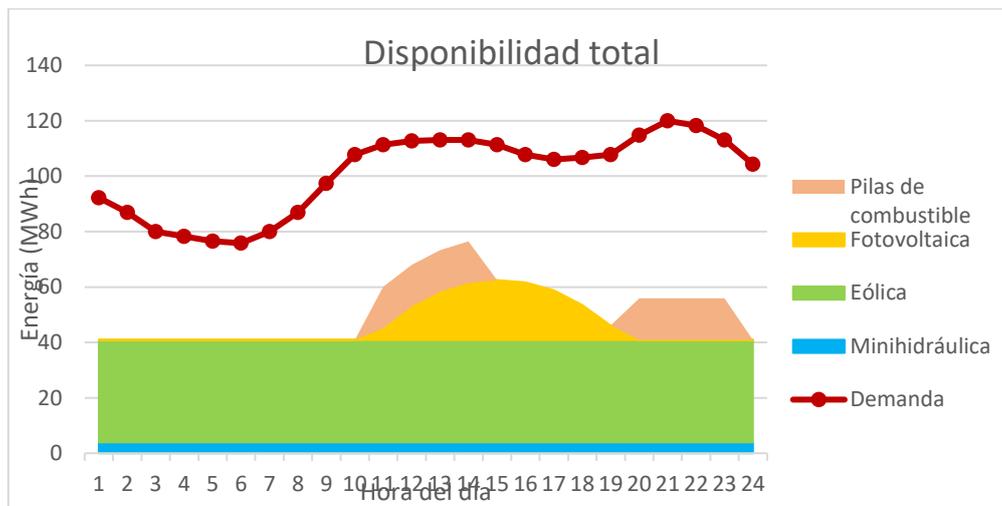
Las pilas de combustible son dispositivos electroquímicos a los que se les suministra un flujo constante de combustible (hidrógeno en este caso) y que permite la generación de energía eléctrica. Se trata de una tecnología capaz de producir electricidad de manera rápida, ideal para una tecnología de respaldo.

Para el diseño del sistema de pilas, se ha realizado teniendo en cuenta la disponibilidad de pilas suficientes para cubrir la demanda máxima, por lo que se pretenden instalar 120

pilas de combustible de la marca Ballard, cuya tecnología se ha determinado como óptima.

Además, para el almacenamiento del hidrógeno presente en el gas de síntesis cuando este no esté siendo utilizado, se ha escogido la tecnología de hidruros metálicos (considerada óptima por su capacidad de almacenamiento, seguridad y por ser reutilizable) del fabricante LabTech Int. LTD modelo Hbond 7000L.

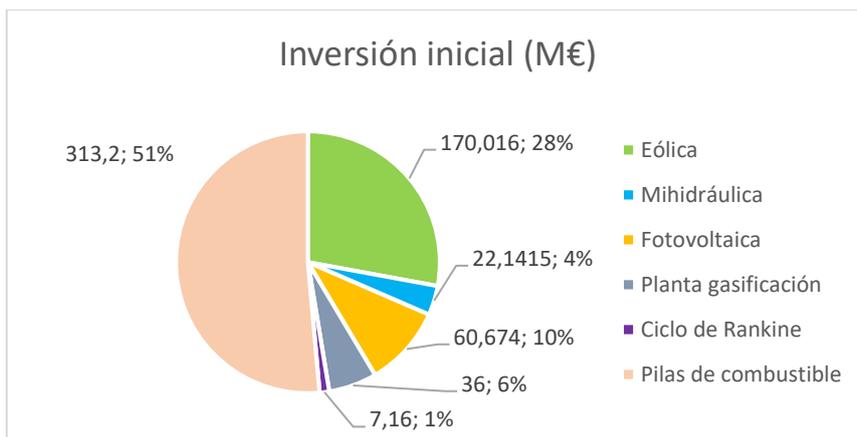
Dada el elevado consumo de hidrógeno de las pilas de combustible, se ha escogido utilizarlas en aquellos momentos donde la demanda presente máximos, en las horas punta, para la optimización de su aprovechamiento y la correspondiente reducción de los precios al no depender de la red de transporte cuando la energía se encuentra más cara.



Respecto a la viabilidad económica de la microrred, se ha llevado a cabo un estudio de la inversión llevada a cabo para comprobar su viabilidad. Se han calculado y obtenido los costes de inversión de cada tecnología, así como los costes de operación y mantenimiento de las plantas y el precio de la electricidad resultante de ello.

De cara al cálculo de estos costes, se ha supuesto una vida útil de las instalaciones de 25 años y una subida anual debido al IPC del 2%, teniendo una reducción del 1,6% a partir del 4º año debido a la curva de aprendizaje.

También es necesario que la construcción y explotación de la microrred sea interesante y viable para los inversores. Por ello, se ha calculado el precio óptimo para la venta de la electricidad producida de manera que a los inversores les reporte beneficio su inversión, a lo largo de la vida útil de las instalaciones.



Se ha determinado que, suponiendo la venta de toda la producción esperada, los inversores serán capaces de recuperar su inversión con un precio de venta de electricidad menor al del mercado eléctrico, por lo que se conseguirá beneficiar también a los consumidores.

STUDY OF A SMART GRID IN THE CITY OF SALAMANCA WITH THE ENERGETIC USE OF BIOMASSIC RESIDUES

Author: Rubí Rodríguez, Antonio.

Director: Montes Ponce de León, Julio.

Collaborating entity: ICAI - Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT.

With the emergence of Law 54/1997 and the appearance of the special regime, renewable technologies began to gain importance in the Spanish energy landscape. Premiums are granted to renewable generation with the aim of promoting the participation of these in the energy mix, being the most developed and implemented wind and photovoltaic technologies. However, these premiums were excessive in their beginning, and caused a high tariff deficit (10 billion euros of debt each year) whose interests are still being paid by consumers today, thus forming one of the most expensive electricity rates in Europe.

The problem of wind and photovoltaic technologies is their non-manageability, which causes great instability in the system in those situations where they are not available (lack of wind or sun). Due to this lack of manageability of solar and photovoltaic technologies, it will be necessary to have a technology that works as backup when these are not operational. Currently, the technology responsible for exercising this function are combined cycles, which due to their reduced utilization factor make the electricity tariff more expensive due to the premiums that consumers must pay for their non-functioning.

The Spanish electricity system is a centralized system and due to this it experiences great losses in energy transport of up to 15%. In response to this, the European community is encouraging the creation of intelligent microgrids, already existing and functioning in certain countries, in order to improve the energy landscape.

A smart micro-grid is a low-voltage distribution system that has distributed generation sources, generally of a renewable type, as well as storage devices. The microgrids allow both island mode operation, independent of the main electric grid, and operation coupled to the main grid.

This project proposes the creation of an smart microgrid in the city of Salamanca that will incorporate the existing generating groups, mainly wind and photovoltaic solar energy. This will reduce the costs of electricity by eliminating losses from transport, as well as achieving some energy independence from the main electricity grid.

For this project, biomass will be responsible for fulfilling the role of backup technology, specifically using urban solid waste and agricultural and forestry waste from the surroundings of the city of Salamanca, and a plasma gasification plant will be built in order to take advantage of the waste generated around the city in the most efficient way.

Plasma is an ionized gas at high temperature. Plasma gasification technology takes full advantage of the energy capacities of the material it processes as it is capable of molecularly dissociating all those components that go through the so-called plasma torches, reaching temperatures of up to 5000°C in the process. The heat generated in this

process is used on the one hand to feed the plant itself, so it is a feedback installation, through a Rankine cycle, and at the same time it allows the reduction of humidity of incoming waste in the plant, as will be explained in the project.

Due to the high temperatures that are reached in the plasma gasification technology, the byproducts that are generated are not polluting, as they form a synthesis gas that will be harnessed energetically through fuel cells and a safe vitrified solid material.

A study of the area surrounding Salamanca has been carried out, with a radius of 50 km around for the determination of the available technologies for its integration into the microgrid. It has been determined that there are and will be operated 15 MW of mini-hydraulic technology, 148 MW of wind power and 53 MW of photovoltaic technology and it will also integrate the plasma gasification plant, each with their respective annual productions.

To verify the operation of the microgrid, the expected demand of the city of Salamanca, determined at a maximum peak of 120 MWh, that these technologies must cover, must be met.

For this, a study has been carried out to cover the demand under different hypotheses of generation of the technologies, considering the randomness that they present and the possibility of variation of both demand and generation. As a result of this study, it has been concluded that there will be no total independence on the part of the micro grid with respect to the transport network, but dependence will be reduced by up to 40%.

Wind technology will be a fundamental pillar in the generation of electricity in the area and its absence will cause greater dependence on the transport grid.

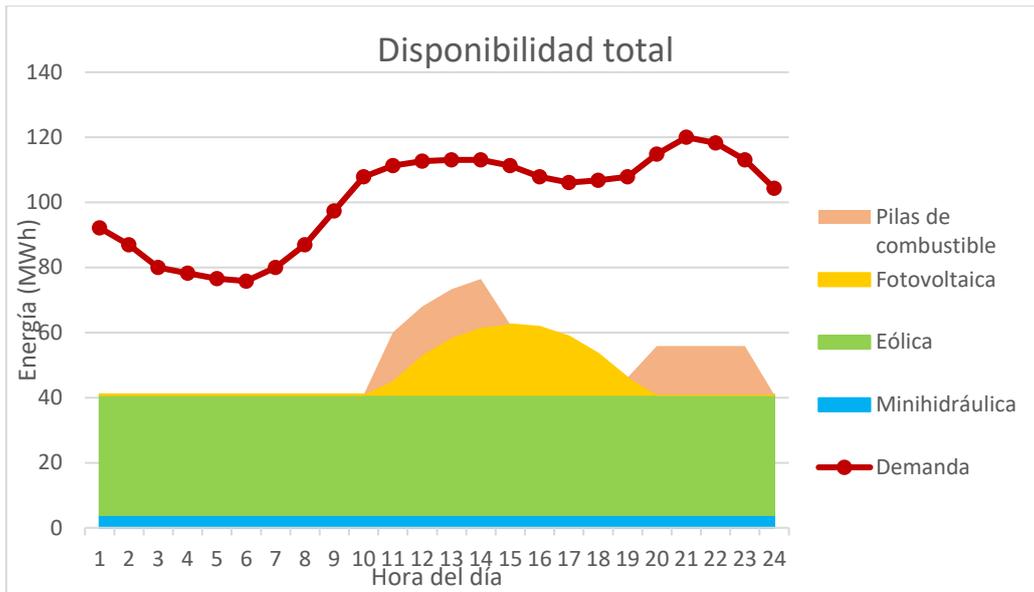
As already mentioned, the backup technology that will act as a reserve system for the micro-grid will be hydrogen fuel cells, a component that will be obtained through the plasma gasification plant that will generate the synthesis gas, rich in hydrogen, which can be used in the batteries for the generation of energy.

Fuel cells are electrochemical devices that are supplied with a constant flow of fuel (hydrogen in this case) and that allows the generation of electrical energy. It is a technology capable of producing electricity quickly, ideal for a backup technology.

For the design of the battery system, it has been carried out taking into account the availability of enough batteries to cover the maximum demand, which is why we intend to install 120 fuel batteries of the Ballard brand, whose technology has been determined as optimal.

In addition, for the storage of the hydrogen present in the synthesis gas when it is not being used, the metal hydride technology (considered optimal due to its storage capacity, safety and being reusable) has been chosen. The fuel tank of the manufacturer LabTech Int. LTD model Hbond 7000L will be the one used for the project.

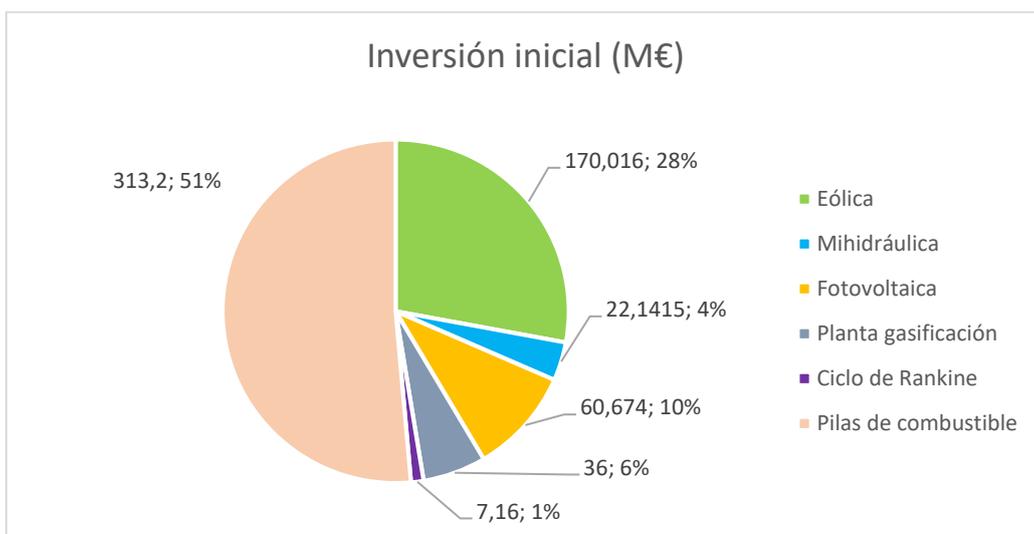
Given the high hydrogen consumption of fuel cells, it has been chosen to use them at those times when demand is highest, at peak times, for the optimization of their use and the corresponding reduction in prices, since they do not depend on the grid of transport when the energy is more expensive.



Regarding the economic viability of the microgrid, a study of the investment to verify its viability has been carried out. The investment costs of each technology have been calculated and obtained, as well as the operation and maintenance costs of the plants and the price of the electricity resulting from it.

In order to calculate these costs, it has been assumed a useful life of the facilities of 25 years and an annual rise due to the CPI of 2%, having a reduction of 1.6% from the 4th year due to the learning curve.

It is also necessary that the construction and exploitation of the microgrid is interesting and viable for investors too. Therefore, the optimal price for the sale of the electricity produced has been calculated so that investors benefit from their investment, throughout the useful life of the facilities.



It has been determined that, assuming the sale of all the expected production, investors will be able to recover their investment with a sale price of electricity less than the electricity market, so it will also benefit consumers.



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ESTUDIO DE UNA MICRORRED INTELIGENTE EN LA CIUDAD DE SALAMANCA CON EL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LOS RESIDUOS BIOMÁSICOS

Autor: Antonio Rubí Rodríguez

Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid

Julio de 2019

Índice

1	Introducción.....	1
1.1	Motivación del proyecto	1
1.2	Objetivos del proyecto	4
1.3	El sistema eléctrico español en 2018	5
2	Microrred en Salamanca.....	7
2.1	¿Qué es una microrred inteligente?	7
2.2	Localización de la microrred	8
2.3	Demanda energética de Salamanca.....	10
2.4	Análisis potencia instalada.....	12
2.4.1	Energía minihidráulica	13
2.4.2	Energía eólica	15
2.4.3	Energía solar fotovoltaica.....	18
2.4.4	Cogeneración, aprovechamiento de residuos y otros	21
2.4.5	Resumen tecnologías integrables.....	21
3	Residuos disponibles en los alrededores de Salamanca	23
3.1	Residuos sólidos urbanos (RSU)	23
3.1.1	Centro de tratamiento de residuos de Gomecello	24
3.2	Residuos agrarios	27
3.2.1	Residuos ganaderos	28
3.2.2	Residuos agrícolas y forestales.....	29
3.2.3	Resumen energético residuos agrarios	30
3.3	Resumen residuos	31
4	La gasificación por plasma.....	33
4.1	¿Qué es el plasma?.....	33
4.2	La tecnología.....	33
4.3	Alternativas de valorización energética	33
4.3.1	Vertederos controlados	34
4.3.2	Incineración	35
4.3.3	Pirólisis	36
4.3.4	Digestión anaerobia	36
4.3.5	Gasificación	37
4.4	Sistema convertidor de plasma directo	38
4.4.1	Etapas del proceso	38
4.4.2	Componentes y sistemas del proceso	42

4.5	Gas de síntesis.....	45
4.6	Dimensionado de la planta de gasificación por plasma.....	46
4.7	Balance energético.....	47
4.8	Ciclo Rankine para recuperación del calor.....	49
4.8.1	Caldera de recuperación de calor.....	49
4.8.2	Turbina.....	50
4.8.3	Condensador.....	51
4.8.4	Bomba.....	51
4.8.5	Potencia total del ciclo.....	52
4.9	Calor requerido para el secado de los residuos.....	52
4.10	Producción de hidrógeno.....	53
4.11	Resumen de operación de la planta de gasificación.....	54
5	Tecnología de respaldo: pilas de combustible y almacenamiento de hidrógeno....	55
5.1	Funcionamiento de las pilas de combustible.....	55
5.2	Tipos de pilas de combustible.....	57
5.2.1	Pila de combustible alcalinas (AFC).....	58
5.2.2	Pila de combustible de ácido fosfórico (PAFC).....	59
5.2.3	Pila de combustible de membrana polimérica (PEMFC).....	60
5.2.4	Pila de combustible MCFC.....	61
5.2.5	Pila de combustible SOFC.....	62
5.2.6	Elección de la pila de combustible.....	63
5.3	Almacenamiento de hidrógeno.....	64
5.3.1	Hidrógeno gaseoso comprimido.....	64
5.3.2	Hidrógeno líquido.....	64
5.3.3	Almacenamiento en hidruros metálicos.....	64
5.3.4	Otros métodos de almacenamiento.....	65
5.4	Elección del método de almacenamiento.....	65
5.5	Producción de energía.....	65
6	Configuración de la microrred.....	67
6.1	Configuración elegida.....	68
6.1.1	Tecnologías no gestionables.....	68
6.1.2	Gasificación por plasma.....	68
6.1.3	Intercambios con la red.....	69
6.2	Casos de estudio.....	69
6.2.1	Disponibilidad total de generación.....	71

6.2.2	Ausencia tecnología eólica	73
6.2.3	Ausencia tecnología fotovoltaica	74
6.2.4	Ausencia tecnología minihidráulica	75
6.3	Resumen microrred inteligente	76
7	Estudio económico	79
7.1	Estudio económico de la energía minihidráulica	79
7.1.1	Inversión inicial	80
7.1.2	Costes de explotación	82
7.1.3	Resumen de costes tecnología minihidráulica.....	82
7.2	Estudio económico de la energía eólica.....	82
7.2.1	Inversión inicial	83
7.2.2	Costes de generación, operación y mantenimiento	84
7.2.3	Resumen de costes tecnología eólica	84
7.3	Estudio económico de la energía fotovoltaica	85
7.3.1	Inversión inicial	86
7.3.2	Costes de generación, operación y mantenimiento	86
7.3.3	Resumen de costes tecnología fotovoltaica.....	86
7.4	Estudio económico de la planta de gasificación	87
7.4.1	Gasificación por plasma	87
7.4.2	Ciclo de Rankine	88
7.4.3	Pilas de combustible	89
7.5	Evaluación económica de la microrred.....	90
8	Rentabilidad de la microrred	93
9	Anexos.....	97
10	Referencias	101
11	Bibliografía.....	103

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Cobertura demanda eléctrica peninsular.....</i>	<i>2</i>
<i>Figura 2. Demanda eléctrica y potencia instalada por CC. AA. y variación respecto al año anterior (GWh y %).....</i>	<i>6</i>
<i>Figura 3. Esquema microrred inteligente</i>	<i>7</i>
<i>Figura 4. Ciudad de Salamanca.....</i>	<i>9</i>
<i>Figura 5. Factor de carga típico de generación</i>	<i>12</i>
<i>Figura 6. Generación minihidráulica esperada.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 7. Ejemplo de la variación de la demanda eólica</i>	<i>16</i>
<i>Figura 8. Instalaciones eólicas de interés.....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 9. Evolución potencia fotovoltaica en España</i>	<i>18</i>
<i>Figura 10. Irradiación solar en España</i>	<i>18</i>
<i>Figura 11. Tecnología fotovoltaica disponible en Salamanca.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 12. Instalaciones fotovoltaicas en Salamanca.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 13. Perfil típico generación solar.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 14. Tratamiento de residuos en 2016</i>	<i>23</i>
<i>Figura 15. Resumen residuos urbanos 2016.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 16. Entradas de residuos en CTR.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 17. Ejemplo vertedero controlado en Málaga.....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 18. Esquema gasificación por plasma.....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 19. Esquema básico ciclón</i>	<i>41</i>
<i>Figura 20. Eficiencias de ciclones según familia.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 21. Esquema reactor de plasma</i>	<i>43</i>
<i>Figura 22. Antorcha de Plasma</i>	<i>44</i>
<i>Figura 23. Esquema básico tornillo sinfín.....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 24. Composición del gas de síntesis según origen</i>	<i>46</i>
<i>Figura 25. Balance de materia y energía.....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 26. Esquema básico ciclo de Rankine</i>	<i>49</i>
<i>Figura 27. Condiciones de trabajo de la bomba.....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 28. Esquema general pila de combustible.....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 29. Pila de combustible alcalina</i>	<i>59</i>
<i>Figura 30. Pila de combustible tipo PAFC</i>	<i>60</i>
<i>Figura 31. Esquema pila PEM.....</i>	<i>60</i>

<i>Figura 32. Esquema MCFC</i>	62
<i>Figura 33. Pila SOFC</i>	63
<i>Figura 34. Perfil de demanda 04/04/2019</i>	67
<i>Figura 35. Demanda diaria Salamanca</i>	68
<i>Figura 36. Curva típica generación solar</i>	70
<i>Figura 37. Curva típica generación minihidráulica</i>	70
<i>Figura 38. Generación-demanda con disponibilidad total</i>	71
<i>Figura 39. Generacion-demanda con pilas de combustible</i>	72
<i>Figura 40. Reparto porcentual generación eléctrica</i>	72
<i>Figura 41. Generación-demanda ausencia eólica</i>	73
<i>Figura 42. Reparto porcentual generación eléctrica (ausencia eólica)</i>	74
<i>Figura 43. Generación-demanda ausencia solar</i>	74
<i>Figura 44 Reparto porcentual generación eléctrica (ausencia solar)</i>	75
<i>Figura 45. Generacion-demanda ausencia minihidráulica</i>	75
<i>Figura 46. Reparto porcentual generación eléctrica (ausencia minihidráulica)</i>	76
<i>Figura 47. Distribución costes de inversión minihidráulica</i>	81
<i>Figura 48. Costes medios para cada tecnología</i>	91
<i>Figura 49. Costes medios tecnologías con mayor participación de pilas</i>	92
<i>Figura 50. Desglose tarifa eléctrica en España</i>	93
<i>Figura 51. Precios del kWh</i>	94
<i>Figura 52. Catálogo comercial Ballard</i>	97

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Temperaturas registradas Salamanca</i>	<i>10</i>
<i>Tabla 2. Consumo eléctrico provincia de Salamanca 2018.....</i>	<i>11</i>
<i>Tabla 3. Centrales minihidráulicas de interés</i>	<i>14</i>
<i>Tabla 4. Instalaciones fotovoltaicas a integrar.....</i>	<i>20</i>
<i>Tabla 5. Otras tecnologías para considerar</i>	<i>21</i>
<i>Tabla 6. Resumen tecnologías integrables</i>	<i>21</i>
<i>Tabla 7. Entradas residuos año 2016 al CTR.....</i>	<i>26</i>
<i>Tabla 8. Energía biomasa ganadera disponible</i>	<i>29</i>
<i>Tabla 9. Energía biomasa forestal disponible</i>	<i>30</i>
<i>Tabla 10. Energía biomasa agrícola disponible</i>	<i>30</i>
<i>Tabla 11. Resumen biomasa agroforestal</i>	<i>31</i>
<i>Tabla 12. Resumen residuos útiles</i>	<i>32</i>
<i>Tabla 13. Condiciones de trabajo de la caldera</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 14. Condiciones de trabajo de la turbina.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 15. Condiciones de trabajo del condensador.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 16. Composición final gas de síntesis</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 17. Resumen de masas y energías de la instalación</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 18. Características pilas de combustible</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 19. Resumen tecnologías integrables.....</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 20. Resumen centrales minihidráulicas</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 21. Costes de inversión minihidráulica.....</i>	<i>81</i>
<i>Tabla 22. Resumen de costes tecnología minihidráulica</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 23. Resumen parques eólicos</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 24. Distribución costes de inversión eólica</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 25. Resumen de costes tecnología eólica</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 26. Resumen instalaciones fotovoltaicas.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 27. Resumen de costes tecnología fotovoltaica.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 28. Costes explotación planta gasificación.....</i>	<i>88</i>
<i>Tabla 29. Costes personal planta gasificación</i>	<i>88</i>
<i>Tabla 30. Resumen de costes pilas de combustible</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 31. Comparativa costes de las tecnologías</i>	<i>90</i>

<i>Tabla 32. Costes explotación minihidráulica.....</i>	<i>98</i>
<i>Tabla 33. Costes explotación eólica.....</i>	<i>99</i>
<i>Tabla 34. Costes explotación fotovoltaica</i>	<i>99</i>
<i>Tabla 35. Costes explotación pilas de combustible.....</i>	<i>100</i>

MEMORIA

1 Introducción

1.1 Motivación del proyecto

En el año 1997 el sistema eléctrico español que hasta el momento había sido un sistema regulado por el gobierno, encargado de establecer los precios de la electricidad de manera que se cubrieran los costes debidos principalmente a generación, transporte y distribución, sufre una transformación con la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico que liberaliza parcialmente el mercado eléctrico permitiendo así una relativa competencia.

Actualmente, y debido a la regulación de esta ley, las tecnologías de generación existentes en España se agrupan en los denominados régimen ordinario y régimen especial, según las características de las fuentes de energía.

El régimen ordinario incluye a las centrales de carbón, los ciclos combinados de gas, las nucleares, el fuel-oil y las grandes centrales hidráulicas. Estas tecnologías compiten por entrar en la curva de generación.

El régimen especial incluye aquellas tecnologías que por lo general cuentan con menos de 50 MW de potencia instalada y cuya energía procede de fuentes renovables como es el caso de la eólica, la fotovoltaica, la geotérmica, la cogeneración y la biomasa. Las tecnologías en régimen especial se benefician también de la prioridad de entrada a la curva de generación para evitar situaciones discriminatorias.

Con el surgimiento de la nueva Ley 54/1997 y la aparición del régimen especial, las tecnologías renovables empiezan a cobrar importancia en el panorama energético español. Se otorgan primas a la generación renovable con el objetivo de impulsar la participación de estas en el mix de energía. Sin embargo, estas primas resultaron en sus inicios excesivas, y dada la facilidad de instalación y explotación de ciertas tecnologías como la eólica y la fotovoltaica, las inversiones fueron mayormente destinadas a aquellas que mayor rentabilidad otorgaban, a pesar de su no gestionabilidad.

La concesión a las autoridades autonómicas de las autorizaciones de funcionamiento de este tipo de energías provocó un déficit tarifario totalmente insostenible (10.000 millones de euros cada año) y cuyas consecuencias recayeron en los consumidores, quienes vieron su tarifa eléctrica incrementada notablemente, únicamente para poder costear los intereses de la deuda que se había generado. Esta deuda aún sigue pagándose y la tarifa eléctrica en España es una de las más caras de Europa, a pesar de los reducidos costes de generación que se tienen.

Debido a los numerosos problemas que se sucedieron durante los años en los que se otorgaban estas subvenciones, fue en el año 2012 y con la implantación del Real Decreto ley 1/2012 cuando se modificaron las primas a la generación renovable para conseguir un sistema que fuera sostenible y que evitara lo ya sucedido.

Las tecnologías que más se han visto beneficiadas han sido la energía solar fotovoltaica y la eólica, dejándose de lado otras tecnologías renovables como la geotérmica, el aprovechamiento de biomasa o la tecnología mareomotriz.

La energía eólica ha experimentado un incremento en su participación en el mix energético y ha supuesto en el año 2018 el 23,4% de la potencia instalada en el país. Por otro lado, la energía solar fotovoltaica de la que se suponía un gran porcentaje de la generación dadas las importantes inversiones realizadas solamente ocupa el 4,5% de la potencia instalada. Si bien es cierto que la energía eólica en muchas ocasiones es una de las mayores fuentes de generación del país (19% en el año 2018 a nivel peninsular), la tecnología fotovoltaica se encuentra muy por detrás. [1]

Es importante destacar que se trata de dos tecnologías totalmente dependientes de las condiciones climatológicas y por tanto no gestionables: la necesidad de viento en el caso del eólico y la necesidad de luz solar en el caso de la tecnología fotovoltaica. Es por eso que cuando estas condiciones fallan, el mix energético se resiente al no poder depender de su generación y es el motivo por el que hay que encontrar tecnologías capaces de suministrar energía sin dependencia de factores externos.

En 2017, únicamente se aprovecharon una media equivalente de 1780 y 2082 horas al año de producción solar fotovoltaica y eólica respectivamente.[2] Esto se ve claramente reflejado en las variaciones que sufre la generación aportada por la eólica y la fotovoltaica casi diariamente a la hora de cubrir la demanda.

Cobertura de la demanda eléctrica peninsular. Año 2018 [%]

■ Nuclear	20,6%	■ Eólica	19,0%
■ Carbón	13,5%	■ Hidráulica	13,2%
■ Ciclo combinado	10,2%	■ Solar fotovoltaica	2,9%
■ Cogeneración	11,2%	■ Solar térmica	1,7%
■ Residuos no renovables	0,9%	■ Otras renovables	1,4%
■ Turbinación bombeo ⁽¹⁾	0,8%	■ Residuos renovables	0,3%
		■ Saldo importador de intercambios internacionales	4,3%

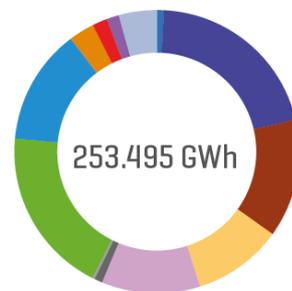


Figura 1. Cobertura demanda eléctrica peninsular. [1]

Con motivo de la no gestionabilidad de las fuentes de energía actuales surge la necesidad de encontrar un sistema de respaldo energético que permita cubrir la demanda en aquellos momentos en los que estas tecnologías no se encuentren disponibles.

Son los ciclos combinados los encargados de ejercer esta función. En los casos en los que se producen cambios bruscos en la demanda eléctrica, se vuelve necesario apoyarse en ellos para cubrir cualquier variación. El problema surge en que los combustibles empleados por esta tecnología son de origen fósil, con los perjuicios medioambientales que estos suponen y, sobre todo, en la baja operabilidad que estos tienen durante todo el año.

En el año 2017, el coeficiente de utilización de las centrales de ciclos combinados fue de un 16,7% [3], una producción muy por debajo de sus posibilidades. Siete de las plantas que se encuentran en funcionamiento en España operaron por debajo del 1% de su capacidad y algunas incluso llegaron a no funcionar. Con este motivo, debe pagarse una prima por su no operabilidad que recaerá nuevamente en la tarifa de los consumidores encareciéndola aún más.

El sistema eléctrico español presenta una inconveniencia debido a que es un sistema centralizado y se producen pérdidas de hasta un 15% durante el transporte de energía. Por ello, se considera que la inclusión de todas las tecnologías de generación en un sistema denominado microrred inteligente permitirá reducir dichas pérdidas.

Las microrredes inteligentes consisten en una agregación de cargas (puntos de consumo) y generadores operando como un sistema único que proveen energía eléctrica aprovechando las fuentes de energía existentes en sus alrededores. Esto evita los transportes (y por consiguiente las pérdidas) de energía de una punta a otra del país y aporta independencia respecto a la red principal de transporte para las ciudades donde se instalen que pueden ver su demanda cubierta por la microrred.

Este proyecto plantea la creación de esta microrred inteligente en la localidad de Salamanca. Incorporará los grupos generadores circundantes existentes, principalmente la energía eólica y solar fotovoltaica. Debido a la baja disponibilidad y a la no gestionabilidad de estas fuentes de energía, será necesario contar con una tecnología que funcione como respaldo cuando estas no se encuentren operativas.

La cantidad de residuos de biomasa que no son aprovechados en la mayoría de las ocasiones resulta alarmante. En el caso de los residuos forestales o agrícolas, el peligro al que se exponen los campos y los montes por posibles incendios y propagación de plagas se eleva cuando se acumulan y no se hace nada con ellos. En lo que respecta a residuos sólidos urbanos, se calcula que cada habitante español generó de media 471 kg de residuos en el año 2017, muchos de los cuales fueron destinados a métodos de tratamiento de residuos tradicionales.

Actualmente, los residuos reciben tratamientos tradicionales como los vertederos controlados o la incineración que no explotan de manera efectiva sus posibilidades energéticas.

Los vertederos controlados son el método de tratamiento de residuos más extendido. Se trata de depósitos donde se almacenan los residuos, compactándolos y disponiéndolos en capas para su fermentación anaerobia.

Otro de los métodos de tratamiento más populares es la incineración de los residuos. En este proceso se queman los diferentes tipos de residuos, previamente clasificados para obtener masas homogéneas. Cuenta con la ventaja respecto a los vertederos controlados de que se aprovecha la combustión de los residuos para generar electricidad a través de una turbina y para suministrar energía térmica.

El plan de economía circular promovido por la Comisión Europea pretende ofrecer un plan de acción con el que los residuos que se generen puedan ser reciclados, reutilizados o recuperados energéticamente (valorización energética). En concordancia con ello, este proyecto aborda la opción de la tecnología de gasificación por plasma como alternativa a los métodos tradicionales de tratamiento de residuos.

En esta tecnología se introducen los residuos en una vasija donde existe una atmósfera de plasma. Se denomina plasma a un gas ionizado a alta temperatura. Debido a las altas temperaturas que se alcanzan, hasta 5000 °C, los residuos experimentan una disociación molecular dando principalmente como resultado hidrógeno y monóxido de carbono. Además, debido a estas temperaturas los residuos apenas requieren clasificación previa. El gas obtenido como resultado de este proceso, el gas de síntesis, es rico en hidrógeno y monóxido de carbono y es tratado para obtener la mayor pureza posible de hidrógeno. Este hidrógeno será aprovechado para generar energía mediante las pilas de combustible, que son dispositivos que permiten transformar energía química (hidrógeno en este caso) en energía eléctrica, y que harán las funciones de tecnología de respaldo para la microrred del proyecto.

La principal ventaja de la gasificación por plasma es la obtención del gas de síntesis, que puede aprovecharse como se acaba de explicar, y un material sólido vitrificado que no resulta tóxico y que, además, puede emplearse en diferentes aplicaciones, especialmente en la construcción.

Aparte de incluir las tecnologías renovables de las que se dispone en los alrededores de Salamanca en la microrred inteligente, para lo que se hará un estudio de la zona, se integrará también la planta de gasificación por plasma mencionada, de manera que se aprovecharán los residuos de biomasa generados en las cercanías de Salamanca. Dada la baja disponibilidad que presentan las tecnologías eólica y fotovoltaica, las pilas de combustible actuarán como tecnología de respaldo cuando las otras no estén en funcionamiento.

1.2 Objetivos del proyecto

El proyecto plantea la creación de una microrred inteligente que sea viable tanto técnica como económicamente y que aproveche las fuentes renovables de los alrededores de la ciudad de Salamanca, haciendo hincapié en la inclusión de una planta de gasificación por plasma que aprovechará los residuos sólidos urbanos y los residuos agrícolas y forestales recolectados. Todo ello con el objetivo principal de cubrir la demanda energética de la ciudad y de ofrecer una alternativa a los tratamientos actuales de residuos.

Se pretenden alcanzar los siguientes objetivos:

- Aprovechar la generación eólica y fotovoltaica de la zona junto con el resto de las energías disponibles integrándolas en una microrred inteligente para lograr un sistema eléctrico independiente de la red nacional.

- Reducir la aleatoriedad a la hora de cubrir la demanda debido a las tecnologías eólica y fotovoltaica a través de una tecnología que permita el almacenamiento energético. En este proyecto esta función la realizarán los residuos de biomasa mediante el almacenamiento del hidrógeno producido en la planta de gasificación por plasma que se aprovechará con las pilas de combustible.
- Aprovechar y explotar los residuos generados en los alrededores de Salamanca, específicamente los residuos sólidos urbanos y los agrícolas y forestales mediante una planta de gasificación por plasma, en concordancia con el plan de economía circular de la Comisión Europea.
- Reducir la dependencia de los ciclos combinados en momentos de indisponibilidad de las energías eólica y fotovoltaica mediante la introducción de microrredes inteligentes locales que disponen de otros métodos de almacenamiento energético.
- Estudiar la viabilidad técnico-económica con vistas a futuro de una planta de gasificación por plasma mediante el análisis de los recursos disponibles y del potencial de producción eléctrica que estos representan respecto a la demanda de la ciudad de Salamanca.

1.3 El sistema eléctrico español en 2018

En el año 2018 la demanda de energía eléctrica en España alcanzó los 268.808 GWh, algo superior al año 2017. Concretamente, la comunidad autónoma de Castilla y León tuvo un consumo de 14.288 GWh, un 1,5% más que en el año anterior, y la provincia de Salamanca 1.426 GWh.

La generación de las centrales de carbón y de los ciclos combinados sufrió una importante caída, de hasta el 17,2% y el 18,9% respectivamente, debido al aumento de la energía aportada por la tecnología hidráulica que durante el año anterior se había situado muy por debajo de su media por las condiciones meteorológicas adversas. La mayor participación de la hidráulica ha permitido que la producción de energía en España haya recuperado niveles significativos de energía renovable en su cuota de generación, cubriendo el 40% de la demanda total en la península.

En el sistema peninsular, representativo de más del 94% de la demanda eléctrica del país y del 95% de la potencia instalada, la energía nuclear volvió a ser la fuente principal de energía, seguida de la energía eólica. Como ya se ha dicho, debido al incremento de la producción hidráulica en un 5%, las centrales de carbón y ciclos combinados vieron reducidas su participación.

La potencia instalada ha experimentado una pequeña reducción debido al cierre de la central de ciclo combinado de Tarragona y cabe destacar el aumento de la energía eólica de un 1,5% y, en concreto, en las Islas Canarias la capacidad eólica instalada ha aumentado un 103,8%.

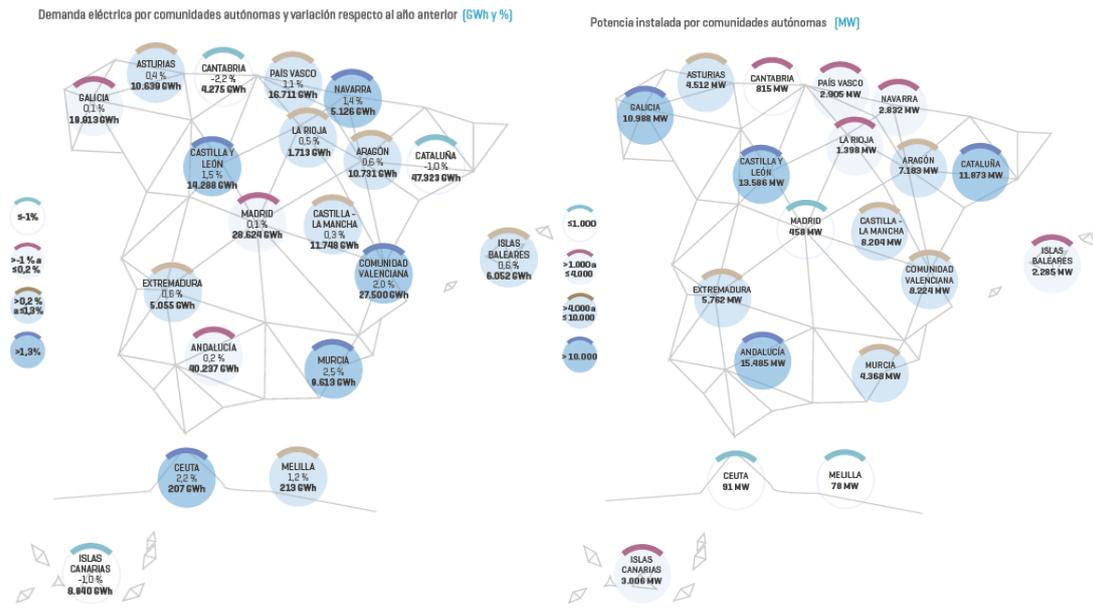


Figura 2. Demanda eléctrica y potencia instalada por CC. AA. y variación respecto al año anterior (GWh y %). [1]

2 Microrred en Salamanca

2.1 ¿Qué es una microrred inteligente?

En el proyecto Microgrids del VI Programa Marco se definen las microrredes de la siguiente manera: “Las microrredes comprenden sistemas de distribución en baja tensión junto con fuentes de generación distribuida, así como dispositivos de almacenamiento. La microrred puede ser operada tanto en modo autónomo como no autónomo. La operación de sus elementos puede proporcionar beneficios globales al sistema si se gestionan y coordinan de manera eficiente”. [4]

El esquema básico de una microrred es el que sigue:

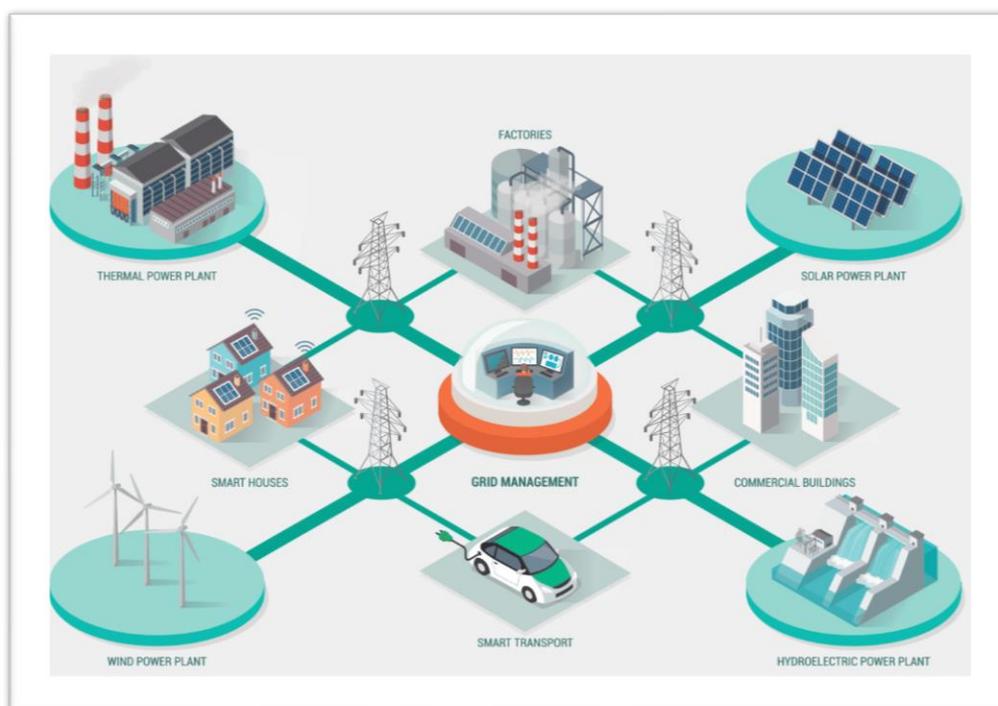


Figura 3. Esquema microrred inteligente [5]

Las microrredes permiten un flujo bidireccional de energía entre consumidores y generadores, que pueden alternar sus funciones según varíen sus necesidades. De esta manera los consumidores toman un papel activo en la distribución de energía y pueden vender la energía sobrante al sistema general. Es relevante saber que generalmente las fuentes de energía que conforman una microrred son en su mayoría de origen renovable, pues la reducción de la emisión de partículas contaminantes es uno de sus objetivos.

Existen dos tipos de funcionamiento de las microrredes: conectadas a la red principal o en modo isla.

Cuando se encuentran conectadas a la red principal, esta última es la encargada de proporcionar las referencias de tensión y frecuencia de forma que los elementos que conforman la generación de la microrred puedan funcionar apropiadamente. En esta situación la estabilidad de la microrred se encuentra asegurada gracias a dicha conexión.

En el modo isla los generadores son los encargados de cubrir las variaciones de demanda eléctrica del consumo local. En este modo es necesario un sistema de almacenamiento, objeto de estudio en este proyecto, que asegure el equilibrio entre generación y demanda. La variación de demanda y/o generación cuando se trabaja en modo isla debe ser cubierta por dichos sistemas, que ejercen ahora la función de la red principal.

Estos sistemas de almacenamiento son especialmente importantes sobre todo en un país como España donde la mayor parte de la energía renovable instalada es no gestionable, tal como son las tecnologías eólicas y solar fotovoltaica. Esto supone una dependencia de las condiciones externas que puede causar problemas.

En este proyecto se pretenden integrar las tecnologías de producción eléctricas circundantes a Salamanca, entre ellas la planta de gasificación por plasma, conformando así un sistema de distribución eléctrica local que permita cubrir las demandas de la ciudad y que permita cierta independencia energética de la red principal. Además, al encontrarse dicha microrred situada en las cercanías de la ciudad, se reducirán drásticamente las pérdidas que ocurren durante el transporte de energía eléctrica.

La tecnología encargada de ejercer el papel de sistema de almacenamiento serán las pilas de combustible de hidrógeno, que aprovecharán el hidrógeno obtenido en el proceso de la gasificación por plasma y lo almacenarán para su posterior uso, cuando sea necesario.

2.2 Localización de la microrred

Se ha elegido la ciudad de Salamanca, capital de la provincia homónima y perteneciente a la comunidad autónoma de Castilla y León para la implantación de la microrred.

La ciudad se localiza en la meseta Norte y en el cuadrante noroeste de la península a 212 km de la ciudad de Madrid, haciendo frontera con el país vecino Portugal. Se encuentra situada a 798 metros sobre el nivel del mar y ocupa una superficie de 39,34 km² rodeada por el río Tormes, el más importante de la zona.



Figura 4. Ciudad de Salamanca

En el año 2018 alcanzó la cifra de 143.978 habitantes según el instituto nacional de estadística (INE), con lo que se sitúa como segunda ciudad más poblada de su comunidad autónoma, por debajo únicamente de la ciudad de Valladolid.

En ella se encuentra la universidad más antigua de España, la Universidad de Salamanca, que fue fundada el año 1218 por el rey Alfonso IX de León. Es por ello considerada como la ciudad referente del sistema de enseñanza español y representa el 78% de la oferta educativa de la comunidad de Castilla y León, conformando con el ello el 16% del mercado del país.

La provincia de Salamanca registró en 2016 un PIB de 6,9 millones de euros y un PIB per cápita de 20.483 €. Existen 4.894 empresas en la ciudad según datos del INE.

El sector de servicios es el más representativo de la provincia con un valor total de 4,4 millones de euros, el 73,79% del total de sectores económicos, y ofrece el 83,83% de los contratos que existen en la provincia. También cabe destacar el sector de la industria, que conforma el 15,84% del total con un valor de casi 1 millón de euros. A pesar de la importancia de la ganadería en la provincia, la agricultura únicamente representa el 4,58% de la totalidad. [6]

Con respecto al sector de energías, la provincia de Salamanca cuenta con las mayores instalaciones hidroeléctricas de España, que incluyen, entre otras, las presas de Aldeadávila, Villarino y Saucelle, que suponen anualmente una producción media de 5000 GWh, más del 12% de la producción hidroeléctrica nacional. [7]

La presa y central hidráulica de Aldeadávila, construida en el curso del río Duero y situada a 7 km de la localidad con el mismo nombre, es una construcción iniciada en 1956 y que fue finalizada el año 1963. Es la central hidroeléctrica más importante de España, tanto respecto a capacidad instalada como a producción anual, y pertenece a la empresa de energías Iberdrola.

Consta de una potencia instalada de 1275 MW, y produce el 10% de la energía hidráulica del país, además de ahorrar anualmente una emisión de CO₂ de 1,3 millones de toneladas colaborando así con la consecución de un panorama energético más sostenible.[8]

El clima de la provincia de Salamanca se caracteriza por ser un clima mediterráneo continental con veranos cálidos, inviernos fríos y precipitaciones algo escasas, a pesar de contar con tan importante producción hidroeléctrica. Las precipitaciones son escasas a lo largo de todo el año, con una media de 370 mm anuales, aunque son más frecuentes en primavera y otoño. El verano es especialmente seco, con tal solo dos días de lluvia al mes de media.

En la siguiente tabla se recogen los datos meteorológicos desde el año 1981 hasta el año 2010, registrados en el observatorio del aeropuerto de Salamanca, a 790 metros sobre el nivel del mar.

Mes	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Temp. máx. abs. (°C)	17.2	23.0	27.0	29.6	34.4	37.0	39.4	39.0	37.2	29.8	22.4	18.6	39.4
Temp. máx. media (°C)	8.6	11.2	14.9	16.5	20.6	26.6	30.0	29.5	25.1	18.9	12.8	9.4	18.7
Temp. media (°C)	4.0	5.5	8.3	10.1	14.0	18.8	21.5	21.1	17.6	12.6	7.6	4.9	12.2
Temp. mín. media (°C)	-0.7	-0.2	1.7	3.8	7.3	11.0	12.9	12.6	10.0	6.4	2.4	0.4	5.6
Temp. mín. abs. (°C)	-11.2	-12.6	-9.0	-4.8	-2.3	3.0	5.4	4.8	1.0	-3.2	-10.6	-12.0	-12.6
Precipitación total (mm)	29.5	25.3	20.7	37.6	46.8	29.1	11.3	12.5	32.4	45.6	40.4	41.5	372.5
Días de precipitaciones (≥ 1 mm)	5.8	5.4	4.7	7.4	7.9	3.8	1.8	1.9	4.2	7.1	6.9	6.9	63.8
Días de nevadas (≥)	1.6	1.9	0.8	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	1.2	6.8
Horas de sol	118	154	211	224	265	317	358	330	251	183	130	104	2667
Humedad relativa (%)	82	73	63	62	59	52	47	51	59	71	79	83	65

Tabla 1. Temperaturas registradas Salamanca [9]

2.3 Demanda energética de Salamanca

Con el fin de conocer las dimensiones de la planta de gasificación por plasma y la cantidad de pilas de combustible que harán falta, es necesario disponer de las cifras de consumo eléctrico requeridas por la ciudad de Salamanca durante el año.

Iberdrola es la encargada de la distribución eléctrica en Salamanca y cuenta con más de 9000 km de líneas eléctricas con diferentes niveles de tensión para el transporte y la distribución, además de 40 subestaciones y 2.480 centros de transformación. Gracias a ello es capaz de suministrar energía a unos 300.000 consumidores.

Según datos aportados por Ente Regional de la Energía de Castilla y León (EREN), y confirmados por la empresa Iberdrola, la provincia de Salamanca representa el 11,34% de la demanda eléctrica de la comunidad autónoma, con un consumo total de 1.426.263 MWh en el año 2018, distribuidos de la siguiente manera:

Consumo energía eléctrica 2018 (MWh)					
USO DOMÉSTICO	USO INDUSTRIAL Y SERVICIOS	OTROS USOS	TOTAL (MWh)	% RESPECTO DEL TOTAL REGIONAL	% RESPECTO AÑO ANTERIOR
457.839	967.121	1.304	1.426.263	11,34%	+ 2,89%

Tabla 2. Consumo eléctrico provincia de Salamanca 2018 [10]

Puesto que estos son datos referentes a la provincia, va a hacerse una aproximación teniendo en cuenta que el censo poblacional es mayor en la ciudad capital que en otras ciudades y/o pueblos, y a sabiendas de que la industria, y el sector servicios, están situados en gran parte en la ciudad y sus alrededores.

La ciudad de Salamanca representa el 43% de la población total de la provincia, que cuenta con 331.473 habitantes. Eso sumado a que el sector de servicios y la industria están localizados mayormente en la ciudad hace que se considere que el 60% de la demanda provincial lo ocupa la ciudad de Salamanca.

Para la aproximación los cálculos son los siguientes:

$$1.426.263 \frac{MWh}{año} * \frac{1 año}{365 días} * \frac{1 día}{24 h} * 60\% = 97,68 MWh$$

Se espera un consumo medio de 97,68 MW cada hora en la ciudad de Salamanca durante el año. Hay que tener en cuenta que la fluctuación de la demanda provoca máximos y mínimos que pueden estar alejados del valor medio.

Para hacer una aproximación acertada de los picos máximos de demanda que puede experimentar la ciudad de Salamanca, van a tomarse como referencia los registrados en la ciudad de Toledo, de 84.248 habitantes y con características relativamente similares a Salamanca. Sin embargo, en Toledo la industria se encuentra mucho más desarrollada, por lo que va a estimarse un pico de demanda máximo ligeramente menor para Salamanca.

En el año 2015 en la ciudad de Toledo el pico máximo de consumo fue de 76 MWh [11]. Teniendo en cuenta que Salamanca cuenta con algo menos del doble de población, pero con una presencia de industria notablemente menor, va a suponerse un pico de 120 MWh, un 20% por encima de la media de consumo anual de la ciudad.

Se ha comprobado también con la curva típica de demanda del país proporcionada por REE que los datos son coherentes.

La potencia instalada gestionable necesaria para asegurar la capacidad de abastecimiento se estima en 120 MW, para poder cubrir variaciones más elevadas de lo previsto.

2.4 Análisis potencia instalada

El objetivo de este proyecto es integrar las distintas tecnologías de generación eléctrica situadas en los alrededores de Salamanca, prestando especial atención a las energías de origen renovable con el fin de reducir la contaminación y la dependencia energética para alcanzar un panorama energético sostenible.

Dentro de las tecnologías renovables se encuentran las denominadas no gestionables, que no permiten el almacenamiento energético y que suministran energía a tiempo real, lo que presenta un problema cuando no están disponibles y que es el caso de las energías eólica y solar fotovoltaica que dependen fuertemente de las condiciones meteorológicas.

De las energías gestionables existentes, en este proyecto se va a utilizar la disponible a través de los residuos de biomasa, mediante la planta de gasificación propuesta.

Se van por tanto a analizar todas las tecnologías que puedan aportar al mix energético local de Salamanca y se valorará si deben incluirse o no en la producción, ya sea por su capacidad de generación o por otros motivos energéticos. Las fuentes de energía que se tendrán en cuenta serán las situadas en los alrededores de Salamanca, a unos 50 kilómetros a la redonda, y que permitan un suministro que evite grandes pérdidas por transporte.

Es importante tener en cuenta el factor de carga típico de las tecnologías de generación, pues influirá notablemente en su capacidad de aportación a la microrred para determinar si merece la pena integrarlas en la misma. También es relevante conocer las horas de funcionamiento anuales que suele presentar cada tipo de tecnología.

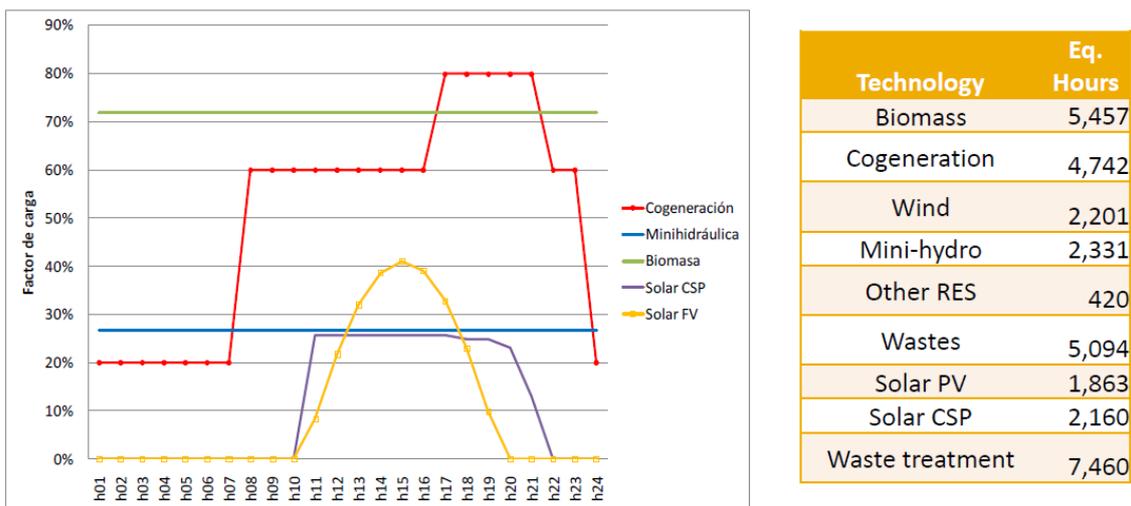


Figura 5. Factor de carga típico de generación

Se ha determinado que existen las siguientes tecnologías en un radio cercano a Salamanca [12],[13] y que podrían ser incluidas en la microrred inteligente:

2.4.1 Energía minihidráulica

Las centrales minihidráulicas constituyen un tipo especial de central hidráulica que aprovechan la energía cinética o potencial del agua, dependiendo del tipo de central que se trate. Según el Real Decreto 661/2007 se considera una central minihidráulica aquella cuya potencia instalada no supera los 10 MW. [14]

Existen tres tipos principales de centrales minihidráulicas:

1. Central de agua fluyente:

Se desvía el cauce del río a través de canales o conductos para dirigir el agua a la central donde se encuentra la turbina, donde se genera electricidad gracias al movimiento de esta. Una vez atravesada la turbina el agua es redirigida a su cauce original.

2. Central de pie de presa:

Se trata de la típica central hidroeléctrica donde puede almacenarse mediante una presa agua procedente de las lluvias o el deshielo para una vez acumulada hacerla atravesar una turbina donde se generará la energía eléctrica. En el caso de las centrales minihidráulicas al disponer de un volumen reducido de almacenamiento suelen aprovecharse para producir energía durante algunas horas del día.

3. Central en canal de riego o de abastecimiento:

Existen dos aplicaciones según el tipo de desnivel existente. En caso de que haya desnivel a lo largo del canal de riego se aprovecha el mismo para desviar el agua hasta una turbina para luego enviarla de vuelta al canal principal. Si el desnivel es entre el canal y algún río cercano se instala la central cerca del río y se utilizan las aguas sobrantes del canal.

Las centrales minihidráulicas de las que se dispone en la zona de interés [15], unos 50 kilómetros alrededor de Salamanca, con sus respectivas potencias instaladas para generación son las siguientes:

Instalación	Municipio	Distancia a Salamanca (km)	Potencia instalada (MW)
C.H. de Ledesma	Ledesma	34,6	1,471
Central de Almenara	Almenara de Tormes	16,9	0,396
Zorita de Valverdón	Valverdón	12,29	1
La Flecha	Cabrerizos	4,41	0,984
Villagonzalo I y II	Villagonzalo de Tormes	16,43	3,86
C.H. Santa Eolina	Villagonzalo de Tormes	16,43	0,42
San Fernando	Cespedosa de Tormes	47	5
Puente Congosto I	Puente del Congosto	54,79	0,88
C.H. El Tejado	El Tejado	58,5	0,75
Total			14,761

Tabla 3. Centrales minihidráulicas de interés [Elaboración propia]

Todas estas centrales minihidráulicas se abastecen del cauce del río Duero, que fluye desde Portugal y pasando por gran parte de la comunidad de Castilla y León y que tiene un cauce medio de unos $21 \text{ m}^3/\text{s}$ en las centrales mencionadas. Se trata de centrales hidráulicas fluyentes que dependen del cauce del río, por lo que existe variación dependiendo de la época del año, según las precipitaciones que hayan tenido lugar. Es interesante destacar que para todas estas centrales se han realizado estudios comprobando que no afectan a la vida de los peces. [16]

Como se puede observar en la tabla, se dispone de aproximadamente 15 MW para generación.

Considerando el factor de carga típico de la energía minihidráulica (26,6%), se calcula una curva típica de potencia generada por las centrales a lo largo del día:

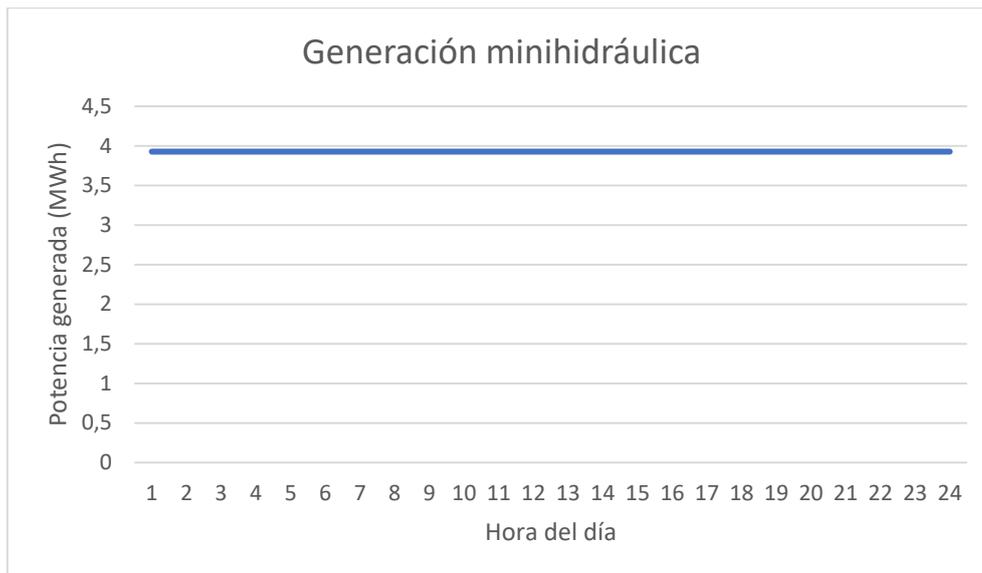


Figura 6. Generación minihidráulica esperada [Elaboración propia]

Como puede observarse, la generación aportada será mínima, pero es una energía a tener en cuenta pues estas centrales minihidráulicas funcionan de manera constante gracias a el flujo del río Duero, de manera que conformarán una energía pequeña de base.

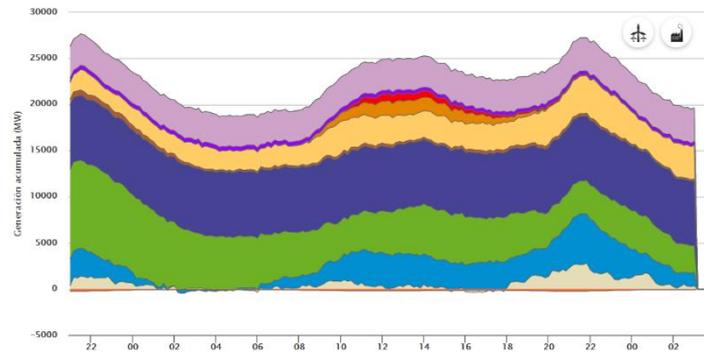
2.4.2 Energía eólica

La tecnología eólica presenta la ventaja de ser una energía renovable y no contaminante, pero no es gestionable. A pesar de disponer de extensos parques eólicos capaces de generar grandes cantidades de electricidad hay que tener en cuenta la posibilidad de que debido a la falta de viento estos pueden no encontrarse operativos lo que supone una notable variabilidad en su capacidad de producción. Esto corrobora la necesidad e importancia de disponer de un sistema de respaldo que cubra las variaciones de demanda en estas situaciones.

Un ejemplo de la variación que llegan a sufrir estas tecnologías viene presentado en las siguientes gráficas, de apenas unos días de diferencia. La primera figura corresponde al día 21 de abril de 2019 y la siguiente a día 24 de abril de 2019.

Estructura de generación (MW) a las 17:00 - 21/04/2019

Cogeneración y residuos	3.663	18,56 (%)
Térmica renovable	375	1,9 (%)
Solar térmica	0	0 (%)
Solar fotovoltaica	28	0,14 (%)
Ciclo combinado	3.672	18,6 (%)
Carbón	186	0,94 (%)
Nuclear	7.016	35,55 (%)
Eólica	2.868	14,53 (%)
Hidráulica	1.525	7,73 (%)
Intercambios int	404	2,05 (%)
Enlace balear	-80	0 (%)



Estructura de generación (MW) a las 17:00 - 21/04/2019

Cogeneración y residuos	3.616	16,2 (%)
Térmica renovable	350	1,57 (%)
Solar térmica	0	0 (%)
Solar fotovoltaica	28	0,13 (%)
Hidráulica	146	0,65 (%)
Ciclo combinado	1.607	7,2 (%)
Carbón	603	2,7 (%)
Nuclear	7.003	31,38 (%)
Eólica	8.877	39,78 (%)
Intercambios int	86	0,39 (%)
Enlace balear	-80	0 (%)

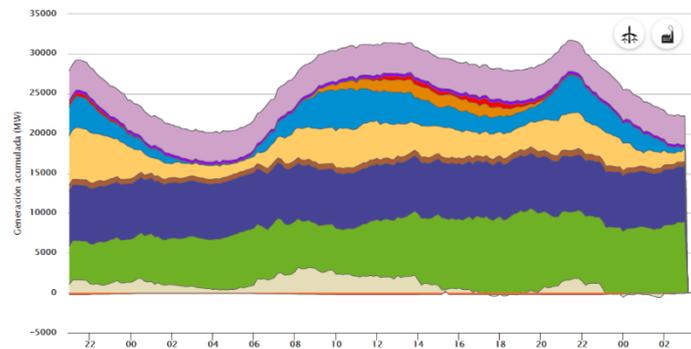


Figura 7. Ejemplo de la variación de la demanda eólica [17]

Como se observa, la variabilidad y aleatoriedad de la energía eólica provoca que unos días pueda aportar apenas el 15% de toda la generación eléctrica del país y unos días después suponga el 40% de la generación total, una diferencia muy importante. Debido a esta variabilidad, no se dispone de una curva típica de generación de la energía eólica.

En los alrededores de Salamanca se dispone de los siguientes parques eólicos:

Parque eólico	Municipio	Distancia a Salamanca (km)	Potencia instalada (MW)
Sierra de Dueña	Frades de la Sierra	36,36	31,45
Matabuey	Garcihernández	22,73	16,2
Alba de Tormes	Alba de Tormes	20,58	4,5
Bandeleras	Zamayón	24	34
Teso Santo	Santiz y Palacios del Arzobispo	32,8	50
Los Concejiles	Sorihuela	58,9	11,69
Total			147,84

Figura 8. Instalaciones eólicas de interés [Elaboración propia]

Decide incluirse el parque eólico de Sorihuela, a pesar de superar los 50 km de distancia, por ser más eficiente integrarlo en la microrred inteligente que directamente a la red principal de transporte.

Esta tecnología presenta una potencia instalada elevada y será la que mayor participación tendrá en el mix energético de la microrred. Se va a incluir como aporte de energía para la microrred inteligente de Salamanca.

2.4.3 Energía solar fotovoltaica

La evolución de la energía solar fotovoltaica en España ha experimentado un parón debido a que no se han llevado a cabo proyectos importantes de instalación en los últimos años.

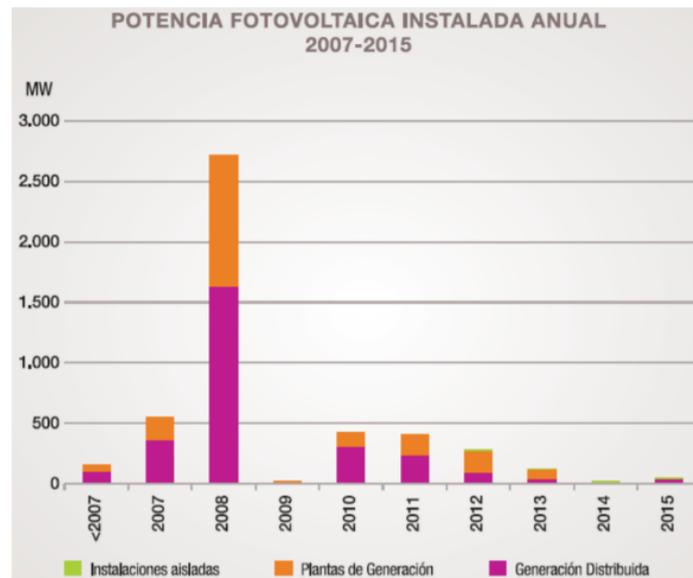


Figura 9. Evolución potencia fotovoltaica en España [18]

En el año 2018 supuso, así mismo, una cuota en el mix de capacidad eléctrica instalada del 4,5% en el sistema peninsular, un 3,5% en el sistema balear y un 5,6% en el sistema canario, no siendo su producción demasiado elevada en comparación con otras tecnologías como la cogeneración, que tan solo con un 5,8% del total de instalación llegó a producir el 11,2% en la península. [1]

Para este proyecto, es importante conocer las características solares de la zona alrededor de Salamanca, que como se observa a continuación rondan los 4,8 KWh/m² anuales.

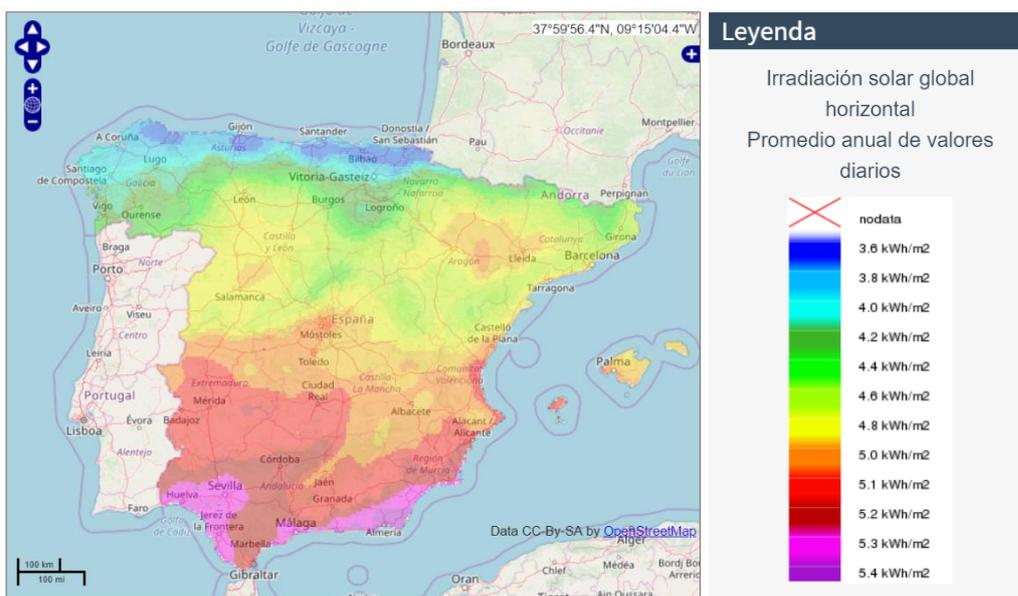


Figura 10. Irradiación solar en España [19]

En los alrededores de Salamanca existen hoy en día 806 instalaciones de generación fotovoltaica y que suman un total de 338 MW de potencia instalada.

Nº de instalaciones	806
Potencia media (MW)	0,42
Potencia total instalada (MW)	338,09

Figura 11. Tecnología fotovoltaica disponible en Salamanca [Elaboración propia][13]

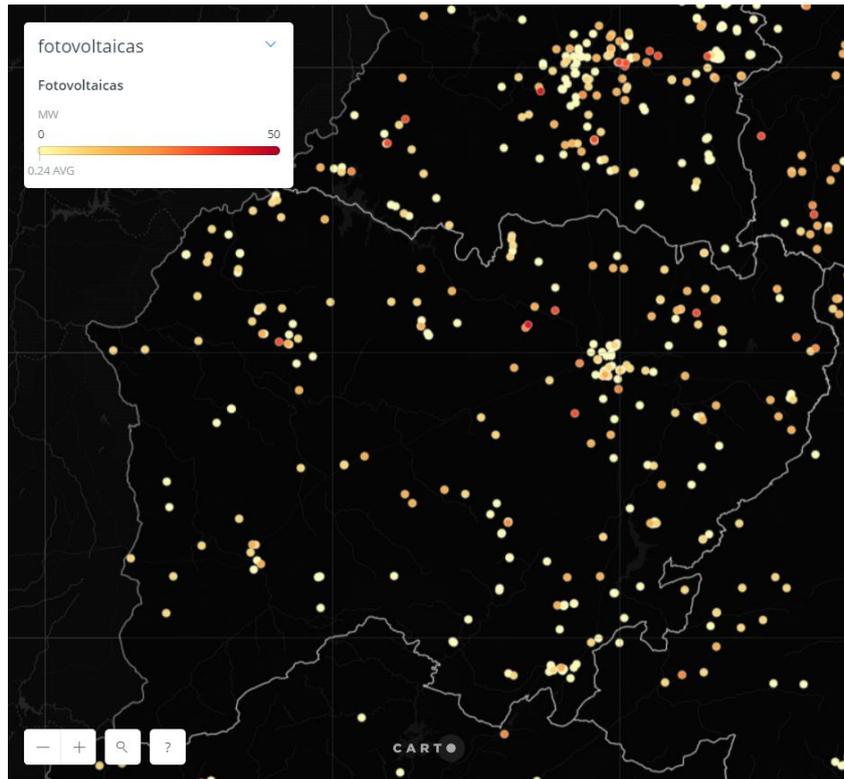


Figura 12. Instalaciones fotovoltaicas en Salamanca [12]

Dado que muchas de estas instalaciones son de muy reducida potencia y el transporte de dicha energía hasta la microrred probablemente suponga pérdidas mayores que el aprovechamiento propio de la instalación, se ha decidido únicamente escoger aquellas que se consideren útiles, es decir las más cercanas a la ciudad y de mayor potencia instalada.

Municipio	Distancia (km)	Potencia instalada (MW)	Nº instalaciones
Valverdón	12,29	5	1
Zarapicos	20	11,69	118
San Pedro del valle	19	1,4	14
Zorita de la frontera	40	2	1
Mozárbez	14,09	4,44	45
Pitiegua	19,49	4,3	44
Narros de Matalayegua	41	1,13	28
Ledesma	31,21	0,84	9
Pedrosillo el Ralo	14,07	0,9	1
Topas	20,94	0,5	9
Galindo y Perahuy	15,63	0,55	6
Morille	18,41	3,3	33
Negrilla de Palencia	14,8	0,64	5
Salamanca	0	1,6	16
Carbajosa de la Sagrada	4,31	3,3	33
Abusejo	49,58	11,17	11
Total		52,76	374

Tabla 4. Instalaciones fotovoltaicas a integrar [Elaboración propia]

Se dispone de un total de 374 instalaciones con una potencia instalada de 52,76 MW, que se incorporarán a la microrred inteligente.

Basado en el factor de carga típico de la energía solar y su curva característica, se obtiene la siguiente curva de funcionamiento, en relación con la potencia disponible para la integración en la microrred.

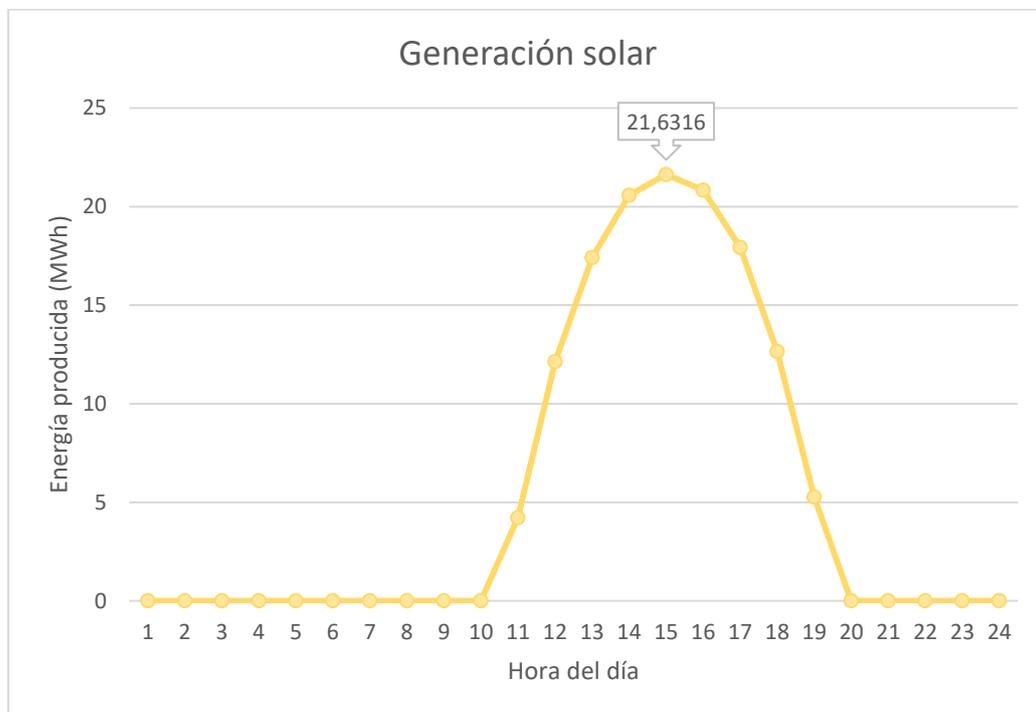


Figura 13. Perfil típico generación solar [Elaboración propia]

Como puede observarse en la figura, se alcanzan máximos alrededor de las horas de mediodía, llegando hasta algo más del 40% del total de potencia instalada, mientras que en las horas en las que no hay sol la producción es nula.

2.4.4 Cogeneración, aprovechamiento de residuos y otros

Debido a la agrupación de distintas tecnologías bajo el mismo concepto en los mapas de instalaciones eléctricas proporcionados por el e-sios, el sistema de información del operador del sistema de REE, se introducen a continuación aquellas centrales o plantas que se han encontrado en las cercanías de Salamanca y que podrían ser incluidas en el mix de generación especificando la tecnología empleada en cada caso en la siguiente tabla:

Tecnología	Municipio	Distancia a Salamanca (km)	Potencia instalada (MW)
Planta bioetanol	Doñinos de Salamanca	6,83	0,995
Planta bioetanol	Babilafuente	19,9	24,75
Planta bioetanol	Salamanca	0	2,006
Motor biogás	Villamayor	6	0,48
Planta de biogás	Juzbado	20,51	0,5
CTR	Gomecello	13,34	0,925
EDAR	Salamanca	0	1,192
Total			30,848

Tabla 5. Otras tecnologías para considerar [Elaboración propia]

Debido a la imposibilidad de encontrar información en referencia a los regímenes de funcionamiento de las centrales mencionadas va a prescindirse de ellas para su integración en la microrred de Salamanca.

2.4.5 Resumen tecnologías integrables

Tras llevar a cabo un análisis de qué tecnologías son más fácilmente integrables en la microrred y teniendo en cuenta la disponibilidad según el tipo de energía del que se trate se ha decidido incluir las siguientes instalaciones en el mix de la microrred.

Tecnología	Potencia instalada (MW)
Eólica	147,84
Fotovoltaica	52,76
Minihidráulica	14,76

Tabla 6. Resumen tecnologías integrables [Elaboración propia]

3 Residuos disponibles en los alrededores de Salamanca

La actividad humana conlleva irremediablemente a la generación de residuos. Durante las últimas décadas y debido a la evolución de las sociedades la variedad de los residuos generados se ha visto ampliada, especialmente por el surgimiento de la tecnología.

Además, debido al crecimiento demográfico de todo el planeta, cada vez se generan mayores cantidades de residuos y se hace necesaria una gestión de estos para evitar los problemas que produce su acumulación, como son la contaminación o la intoxicación de hábitats naturales, aparte de los impactos visuales y sociales que tienen algunas técnicas tradicionales de tratamiento de residuos.

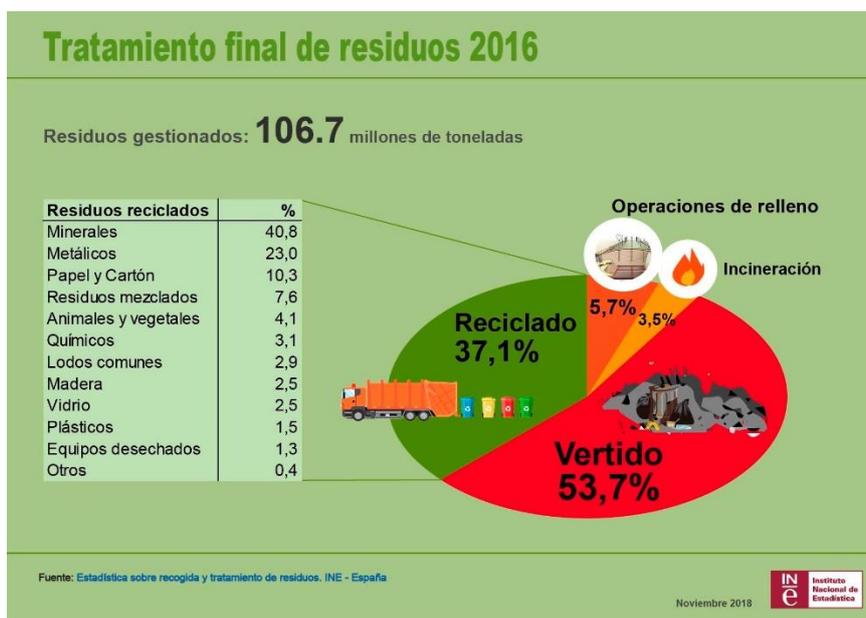


Figura 14. Tratamiento de residuos en 2016 [20]

En este proyecto los residuos que van a emplearse como recurso en la planta de gasificación por plasma van a ser los residuos sólidos urbanos (RSU) y los residuos agrícolas y forestales de los alrededores de Salamanca.

3.1 Residuos sólidos urbanos (RSU)

Un estudio realizado por el Banco Mundial [21] determinó en 2010 que la producción anual de residuos sólidos urbanos fue alrededor de 1.300 millones de toneladas, y que para el horizonte de 2025 esa cifra iba a aumentar hasta alcanzar los 2.200 millones. A pesar de que estas cifras son alarmantes, el hecho de que existan proyectos como este que persiguen la gestión adecuada de estos residuos sacándoles partido energéticamente hablando, hace que el futuro sea más esperanzador.

En el año 2016 se generaron en España 21,9 millones de toneladas de residuos urbanos [20], lo que se traduce en una cantidad anual media de aproximadamente 471 kg de residuos al año por habitante, algo mayor que la cantidad generada en 2015 y que sigue siendo demasiado elevada.

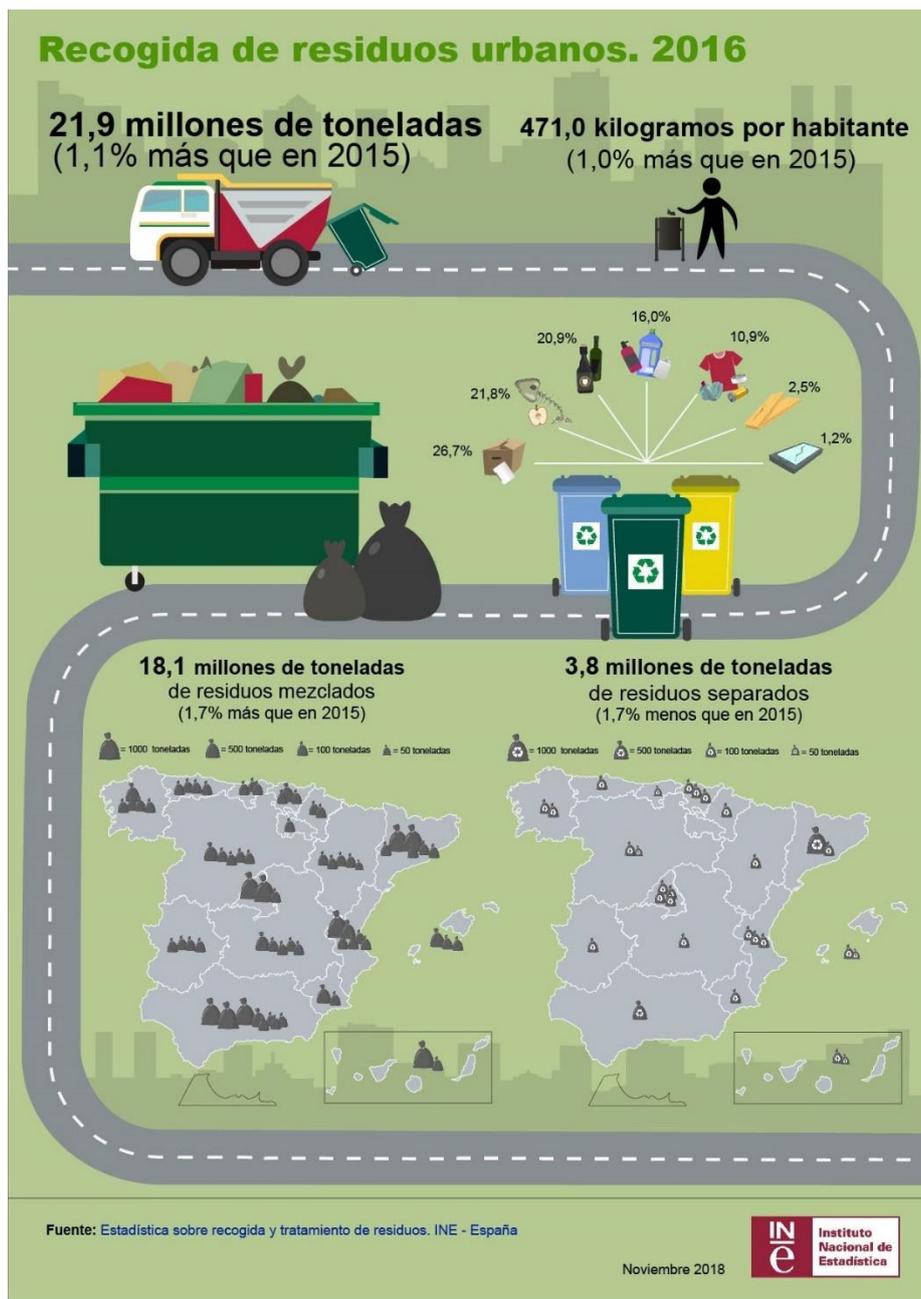


Figura 15. Resumen residuos urbanos 2016 [20]

En la ciudad de Salamanca la gestión de los residuos sólidos urbanos es llevada a cabo por el centro de tratamiento de residuos de Gomecello, situado a unos 15 km de Salamanca. Es un centro provincial gestionado por el consorcio Girsra en el que participa el Ayuntamiento de Salamanca, pero es mayoritaria la Diputación Provincial.

3.1.1 Centro de tratamiento de residuos de Gomecello

El Centro de Tratamiento de Residuos de Salamanca (CTR) es el encargado de gestionar, clasificar y reciclar todos los residuos urbanos de la provincia de Salamanca. Para ello cuenta con las Plantas de Transferencia, situadas en distintas localidades de la provincia (Vitigudino, Peñaranda, Guijuelo, Ciudad Rodrigo y Béjar), que reciben y almacenan

todos los residuos de la provincia para posteriormente transportarlos hasta el CTR. Con ello se consigue cubrir y dar servicio a unos 350.000 habitantes.

El objetivo del CTR es mejorar la calidad de vida de los ciudadanos y ofrecer una solución óptima para la gestión y tratamiento de residuos. Su gestión corre a cargo del consorcio de Girsra (Gestión Integral de Residuos sólidos de la provincia de Salamanca). Para ello, el CTR cuenta con una capacidad de tratamiento de residuos de 170.000 toneladas/año, suficiente para gestionar todos los residuos producidos en la provincia.

Las instalaciones del CTR disponen de un proceso de biometanización capaz de procesar hasta 20.000 toneladas/año de materia orgánica. Posteriormente, el biogás generado es aprovechado y se dispone de unos túneles de compostaje de 50.000 toneladas/año de capacidad que permiten tratar toda la materia orgánica entrante. Los residuos restantes son destinados al depósito de rechazo, cuyo contenido es objeto de estudio en este proyecto. Los lixiviados generados en toda la planta son conducidos a una estación depuradora.

En la planta se diferencian dos tipos de procesos: el pretratamiento y el proceso biológico.

En primer lugar, en el pretratamiento, se realiza una clasificación de los residuos urbanos entrantes según sean RSU o residuos voluminosos.

Los RSU son transportados en una cinta hasta un trómel de doble malla que separa los residuos según su diámetro: de 60 mm, entre 60 y 190 mm, y mayores de 190 mm de diámetro. La fracción con diámetro menor a 60 mm es considerada materia orgánica y recibe el tratamiento biológico.

Los residuos voluminosos son revisados in situ para retirar los materiales valiosos que contengan y a continuación son dirigidos a un proceso de trituración.

La materia orgánica, correspondiente a la fracción menor de 60 mm de diámetro, se trata para la producción de abono orgánica o compost. Para el compostaje es necesario un aporte de oxígeno ya que es un proceso aeróbico.

En el proceso biológico la materia es conducida hasta las naves donde están los túneles de compostaje, para ser estabilizada y fermentada.

La fermentación se produce a temperaturas de entre 45 y 55°C, hasta el último momento cuando se incrementa la temperatura hasta los 70°C para eliminar los patógenos presentes. Este proceso suele tardar 14 días.

Una vez acabado el proceso de fermentación, la materia es transportada a la nave de maduración, donde la materia acabará su proceso de estabilización en 30 días y será transportada al proceso de afino.

En el proceso de afino se eliminan los materiales impropios (plásticos, vidrios, piedras) y se obtiene el abono orgánico o compost dando como resultado dos rechazos que serán transportados al vaso de vertido:

- Rechazo de criba: son materiales cuya granulometría es mayor a 15 mm.

- Rechazo de mesa densimétrica: obtenido después de separar los materiales más pesados del abono orgánico

En los procesos de maduración y fermentación se generan lixiviados que son canalizados hasta la balsa de lixiviados para ser tratados posteriormente en la depuradora. Una vez tratados, pueden ser aprovechados de nuevo para el proceso de compost o en proceso de baldeo y limpieza.

Durante el año 2015 las cifras de entradas de residuos en la planta de Gomecello fueron las siguientes:

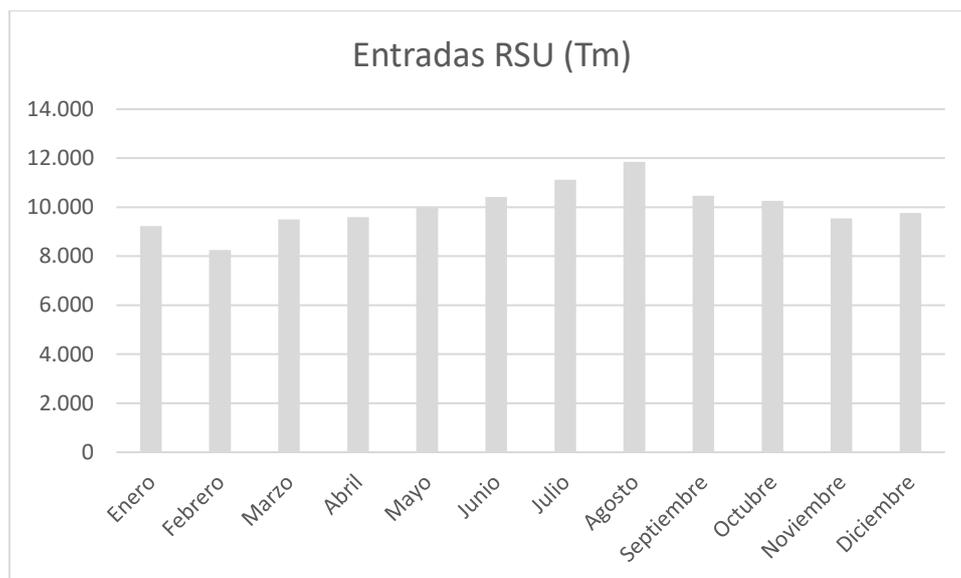


Figura 16. Entradas de residuos en CTR [Elaboración propia]

Mes	RSU (Tm)
Enero	9.236
Febrero	8.255
Marzo	9.498
Abril	9.589
Mayo	9.996
Junio	10.413
Julio	11.118
Agosto	11.850
Septiembre	10.470
Octubre	10.262
Noviembre	9.537
Diciembre	9.760
Total	119.989

Tabla 7. Entradas residuos año 2016 al CTR [Elaboración propia]

En el año 2016 el informe del Ministerio para la Transición Ecológica determinó que 88.879 toneladas del total de residuos recibidos en el centro de tratamiento de Gomecello

fueron destinadas al depósito de rechazo, una cifra que demuestra el poco aprovechamiento real de los residuos.

Es relevante conocer la composición de los recursos que llegan a la instalación y que son procesados en la planta puesto que el aprovechamiento será sobre el hidrógeno generado a partir de los residuos orgánicos. Aun así, los residuos de origen no orgánico también serán procesados de tal manera que se consiga un producto final inocuo.

La materia orgánica representa el 49% de la composición de los RSU, mientras que el resto de materia que componen los RSU son plásticos, vidrios, papel-cartón, ... en menores proporciones.

Del total de las entradas al centro de tratamiento de residuos de Gomecello, se asumirá su composición en un 49% de materia orgánica dando como resultado un total de:

$$\text{Biomasa disponible} = 119.989 * 0,49 = 58794,61 \text{ toneladas}$$

La materia orgánica tiene un poder calorífico que depende tanto de la humedad como de otras condiciones. Para este proyecto va a asumirse que el poder calorífico de la materia orgánica es de 3000 kcal/kg.

$$58794,61 \text{ Tm/año} * 1000 \text{ kg/Tm} * 3000 \text{ kcal/kg} = 176.383,83 \text{ Gcal/año}$$

Esto supone una energía total de 205,13 GWh/año. Por tanto, el dimensionamiento necesario de la planta para cubrir el aporte de RSU será de:

$$205,13 \frac{\text{GWh}}{\text{año}} * \frac{1 \text{ año}}{8760 \text{ h}} = 23,42 \text{ MW}$$

La planta de gasificación por plasma dispondrá de hasta 23,42 MW de energía cada hora con el aporte de los RSU si el rendimiento de su explotación fuera del 100%.

3.2 Residuos agrarios

Se consideran residuos agrarios a aquellos provenientes del sector primario de la economía, como son la agricultura, la ganadería y la pesca entre otros, y también los provenientes de la industria alimenticia como los mataderos o empresas lácteas. Suelen tratarse en su mayoría de residuos orgánicos y es por ello por lo que en muchas ocasiones se aprovechan para el mantenimiento de los campos al aportar nutrientes al suelo. Al ser tratarse de materia orgánica serán de gran utilidad e interés para la planta de gasificación por plasma, por poder obtener el gas de síntesis con ellos.

Las zonas rurales de toda la provincia de Salamanca basan gran parte de su economía en el sector agrario y éste conforma su vía fundamental de desarrollo ambiental y socioeconómico. Además, la historia de Salamanca ha estado siempre vinculada a las actividades del sector agrícola y ganadero que han servido de motor económico manteniendo con vida zonas pobladas que de otra manera hubieran desaparecido.

En concordancia con ello, la Diputación de Salamanca defiende y apoya cualquier iniciativa relacionada con el sector agrario llevada a cabo en la provincia de Salamanca para contribuir al desarrollo de esta.

La Consejería de agricultura, en colaboración con la agencia estatal de meteorología (AEMET) realizó en 2009 un estudio para la determinación de los recursos de biomasa disponibles para la producción de energía [22]. Estas cifras serán las utilizadas en este proyecto como material de entrada a la planta de gasificación por plasma.

Las zonas de interés utilizadas serán las zonas circundantes a la ciudad de Salamanca, determinadas en el mapa creado por AEMET. Dado que los datos presentados muestran variación, se va a hacer una aproximación suponiendo el valor medio del rango.

3.2.1 Residuos ganaderos

Dentro del sector agrario, el ganadero es uno de los más relevantes de la zona de Salamanca. En el año 2017 aportó 438 millones de euros a la economía de la comunidad de Castilla y León y su tradición viene de muchos años atrás. Hoy en día Salamanca es la provincia que mayor cantidad de cabezas de ganado tiene de toda España y los residuos generados por este sector no son para nada despreciables.

Durante muchos años estos residuos fueron aprovechados por los propios ganaderos en quemas, abonos para los campos o la producción de paja como alimento para los animales. Sin embargo, debido al desarrollo de la industria alimenticia actual, resulta más económico alimentar al ganado con piensos que con paja, puesto presentan una mayor calidad nutricional. Por contrapartida, los materiales empleados para el embalaje y almacenaje de estos piensos y de las pajas empleadas para alimentación suponen un residuo, pues las sacas y cuerdas de plástico que se utilizan no tienen ningún uso posterior.

Por esta y otras razones el sector ganadero genera numerosos residuos que no están siendo aprovechados en la zona y no ha sido hasta finales del año 2018 que se ha puesto en marcha un servicio de recogida de dichos plásticos. Debido a la incorporación reciente de este sistema no se dispone de cifras que permitan conocer cuánto podría aprovecharse.[23]

Sin embargo, sí se dispone de la energía de biomasa proveniente del sector ganadero disponible en los alrededores de Salamanca, como se muestra en la siguiente tabla.

Zona del mapa	Energía (tep)	Energía (KWh)	Energía (MWh)
37-2	1.750	20.352.500	20.352,5
37-3	1.750	20.352.500	20.352,5
37-4	1.750	20.352.500	20.352,5
37-5	1.750	20.352.500	20.352,5
37-6	1.750	20.352.500	20.352,5
Total			101.762,5

Tabla 8. Energía biomasa ganadera disponible [Elaboración propia]

A pesar de disponer de la energía que podría extraerse de los residuos ganaderos, no se disponen de datos sobre el poder calorífico de los mismo, que además dependerán notablemente de la procedencia de dicho residuo. Se descarta por ello los residuos ganaderos como análisis del estudio.

3.2.2 Residuos agrícolas y forestales

Según el Estudio de las potencialidades de la biomasa en el desarrollo del espacio rayano [24], se conoce como biomasa vegetal a “aquella que se produce como objeto, ya sea espontaneo o provocado, de la actividad agrícola o forestal sin fines alimenticios”. Se incluyen también en esta definición los subproductos generados del sector agroforestal como pueden ser las virutas, astillas, huesos de aceituna...

Se estima que el 16,7% de todos los recursos provenientes de la biomasa en España se encuentran en Castilla y León lo que la sitúa como comunidad autónoma líder. Especialmente, la zona oeste de Salamanca que colinda con el país vecino Portugal presenta una riqueza forestal y agrícola muy interesante pero que no se incluirá en el proyecto debido a la distancia existente en el punto de instalación de la microrred y dicha zona, que supondría elevados costes por transporte. [24]

Es importante diferenciar la biomasa agroforestal según el origen de esta. Las principales categorías son las siguientes:

- Combustibles de madera: todos aquellos subproductos que se derivan de los árboles y arbustos. Incluyen los provenientes de podas, prevención de plagas, clareos... y los mencionados anteriormente que son resultado de las actividades de la industria del sector forestal como los residuos de los aserraderos.
- Agrocombustibles: incluyen por lo general a aquellos subproductos que provienen del sector agrícola y agroindustrial, como los restos del maíz (tallos, mazorcas) o aquellos restos que se producen en la industria de la alimentación como las cáscaras del arroz o de otros alimentos.

Mediante la eliminación y el uso de los residuos agroforestales para la generación de energía, se consiguen dos objetivos. Primero, la prevención de posibles incendios y el

frenado de la propagación de plagas a las que se exponen los campos y los bosques cuando no se llevan a cabo las limpiezas necesarias. También, las posibilidades energéticas que el aprovechamiento de estos residuos conlleva, que, debido a la existencia de grandes superficies forestales en la provincia de Salamanca, serán de gran importancia.

La zona de interés para el aprovechamiento de las biomásas agroforestales son los alrededores de la ciudad Salamanca, concretamente las mismas zonas que para los residuos ganaderos.

En primer lugar, los datos de 2008 de la biomasa forestal y la asociada a la industria de la madera y que serán los utilizados en este proyecto son los siguientes [22]. Habrá que tener en cuenta la variación que estas cifras podrán sufrir dependiendo del año de recogida para no sobredimensionar en exceso la capacidad de la planta de gasificación por plasma.

Zona del mapa	Energía (tep)	Energía (KWh)	Energía (MWh)
37-2	1.000	11.630.000	11.630
37-3	1.750	20.352.500	20.352,5
37-4	1.000	11.630.000	11.630
37-5	1.000	11.630.000	11.630
37-6	1.000	11.630.000	11.630
Total			66.872,5

Tabla 9. Energía biomasa forestal disponible [Elaboración propia]

Por otro lado, los datos de biomasa residual de origen agrícola se incluyen en la siguiente tabla:

Zona del mapa	Energía (tep)	Energía (KWh)	Energía (MWh)
37-2	1.750	20.352.500	20.352,5
37-3	12.500	145.375.000	14.5375
37-4	7.500	87.225.000	87.225
37-5	1.750	20.352.500	20.352,5
37-6	3.750	43.612.500	43.612,5
Total			316.917,5

Tabla 10. Energía biomasa agrícola disponible [Elaboración propia]

3.2.3 Resumen energético residuos agrarios

Para calcular la cantidad de materia orgánica de origen agrícola y forestal se va a considerar un poder calorífico medio de 4.300 kcal/kg para ambos [25].

Residuos forestales:

$$66.872,5 \frac{MWh}{año} * \frac{0,859 Gcal}{1 MWh} * \frac{10^6 kcal}{1 Gcal} * \frac{1 kg}{4.300 kcal} * \frac{1 Tm}{1.000 kg} = 13.372,09 Tm/año$$

Residuos agrícolas:

$$316.917,5 \frac{MWh}{año} * \frac{0,859 Gcal}{1 MWh} * \frac{10^6 kcal}{1 Gcal} * \frac{1 kg}{4.300 kcal} * \frac{1 Tm}{1.000 kg} = 63.372,1 Tm/año$$

Por tanto, a modo resumen, se disponen para la microrred de los siguientes residuos agrícolas y forestales:

Tipo de residuo	Energía (MWh)	Cantidad (Tm/año)
Forestales	66.872,5	13.372,09
Agrícolas	316.917,5	63.372,1
Total	383.790	76.744,19

Tabla 11. Resumen biomasa agroforestal [Elaboración propia]

En caso de un rendimiento del 100% de la planta de gasificación por plasma para el aprovechamiento de los residuos agrarios, pondrían obtenerse cada hora un total de:

$$383.790 \frac{MWh}{año} * \frac{1 año}{8760 h} = 43,81 MW$$

3.3 Resumen residuos

La composición de los residuos aprovechables en este proyecto son residuos sólidos urbanos, residuos agrícolas y residuos forestales.

Los RSU son generados por la provincia de Salamanca, manteniéndose relativamente constantes durante todo el año, por lo que serán la base de suministro para la planta de gasificación por plasma.

Por otro lado, los residuos agrícolas y forestales presentan dos inconveniencias: son estacionales, por lo que dependen del momento del año, y además se utilizan en otras aplicaciones como los pellets, que son un tipo de combustible renovable resultado de la compactación de materiales leñosos de origen forestal y cuyo uso se encuentra en expansión. Además, el transporte de los residuos desde ciertos puntos de difícil acceso no es económicamente viable, especialmente en el caso de biomasa forestal. Por lo tanto, únicamente una fracción de la cantidad de biomasa agroforestal va a ser contabilizada como útil para el proyecto.

Tras analizar el mapa topográfico de la zona de interés y comprobar que no existen terrenos montañosos que suponga una dificultad muy elevada de evacuación de residuos forestales y sabiendo que parte de ellos son empleados para la producción de pellets, se aproxima una cantidad total disponible para la planta del 30% del total real.

La parte agrícola, compuesta generalmente de restos de cultivos de cereales o similares, va a suponerse que, por estacionalidad, también supongan un 30% del total disponible.

Residuos forestales disponibles = 13.372,09 * 0,3 = 4.011,63 Tm/año

Residuos agrícolas disponibles = 63.372,1 * 0,3 = 19.011,6 Tm/año

	<i>Tm/año (real)</i>	<i>Tm/año (útil)</i>	<i>Tm/día (útil)</i>	<i>Total (%)</i>
<i>RSU</i>	58.794,16	58.794,16	161,08	71,8
<i>Forestal</i>	13.372,09	4.011,63	10,99	4,9
<i>Agrícola</i>	63.372,1	19.011,6	52,08	23,3
<i>Total</i>			224,15	100

Tabla 12. Resumen residuos útiles [Elaboración propia]

Para el diseño de la planta únicamente van a tenerse en cuenta como aporte constante los RSU, dada la variabilidad que presentan los residuos agrícolas y forestales según el año de cosecha o el clima.

Al no perder sus cualidades energéticas mediante el almacenamiento, los residuos agrícolas y forestales serán almacenados cuando sean recogidos para introducirlos de manera controlada en el proceso de gasificación por plasma para su aprovechamiento.

La planta de gasificación por plasma va a dimensionarse para procesar las 161 Tm/día y suponiendo que el aporte de residuos forestales y agrícolas vaya a hacerse de manera controlado y constante, se mayorarán las dimensiones de la planta para poder procesar hasta 225 Tm/día.

4 La gasificación por plasma

4.1 ¿Qué es el plasma?

El primer paso necesario para entender el funcionamiento de las plantas de gasificación por plasma es conocer y entender el propio plasma.

El plasma es el cuarto estado de la materia y se define como un gas ionizado a alta temperatura. Es el más abundante en todo el universo, presente en rayos, estrellas y auroras boreales. Presenta características, como la capacidad de movimiento de átomos, que lo diferencian de los otros estados de la materia.

Su formación se debe al sometimiento de un flujo gaseoso a temperaturas muy elevadas (cerca de los 5000°C) lo que provoca la disociación molecular y la ionización del gas. Como conjunto es eléctricamente neutro, pero está formado por diferentes partículas entre ellas electrones e iones, que sí presentan carga eléctrica.

En su formación, los electrones presentan una gran movilidad que provoca colisiones con otras partículas del plasma, los átomos neutros, dando como resultado más electrones e iones. Los nuevos electrones formados vuelven a colisionar en lo que se denomina un proceso en cascada y que, finalmente, da como resultado el plasma. Debido a la movilidad que presentan los electrones, el plasma es conductor de la electricidad, además de ser sensible a los campos electromagnéticos.

4.2 La tecnología

Se pretende emplear un sistema convertidor de plasma capaz de crear un campo de energía radiante lo suficientemente intenso como para provocar la disociación de los residuos que sean tratados, logrando su eliminación, independientemente del estado de la materia en el que estos se encuentren (sólido, líquido o gas).

En el proceso, que ocurre a temperaturas mayores a 5000 °C, los residuos introducidos son desintegrados y experimentan una disociación molecular dando como resultado dos subproductos:

- Gas de síntesis (proveniente de la parte orgánica de los residuos) formado por hidrógeno y monóxido de carbono, y además de por otras sustancias en menores proporciones y que es tratado a posteriori para obtener una mayor pureza de hidrógeno.
- Residuos sólidos, que son materia inerte (e inocua) y que se encuentran vitrificados y que son resultado de la solidificación de parte inorgánica de los residuos.

4.3 Alternativas de valorización energética

La valorización energética de residuos consiste en su aprovechamiento para la producción de energía y como alternativa al uso de otros materiales. Los principales métodos de obtención de energía son los tratamientos térmicos, como la incineración, la pirólisis, la gasificación y la gasificación por plasma. Otros procesos, como la digestión anaerobia (o biometanización) aprovechan el biogás generado por los residuos que suele ser empleado como combustible.

La valorización energética está en línea con el plan de economía circular de la Comisión Europea ya que busca la eliminación de los residuos y además permite un aprovechamiento energético.

De entre todos los procesos disponibles para el tratado de residuos, la gasificación por plasma resulta de mayor interés por sus características. Se va a realizar un pequeño análisis de las tecnologías de valorización energética actuales. [26]

4.3.1 Vertederos controlados

Los vertederos controlados son el método de tratamiento de residuos más extendido en España. Se trata de depósitos donde se almacenan los residuos, compactándolos y disponiéndolos en capas. Existen distintos depósitos según el tipo de residuo del que se trate.

Debido al peligro que pueden suponer para el medioambiente, los vertederos controlados deben contar con una impermeabilización total de los suelos, unos sistemas de canalización y evacuación de lixiviados y conductos que permitan recoger el biogás (formado principalmente por CH_4 y CO_2) que generan los residuos. El biogás generado no puede liberarse directamente a la atmosfera, sino que debe ser quemado, si es poca cantidad, o combustionado aprovechándolo para la obtención de energía.



Figura 17. Ejemplo vertedero controlado en Málaga

Según la Directiva Marco de Residuos y la Ley 20/2011 de residuos y suelos contaminados, el vertedero controlado es la opción menos preferible y debe limitarse al mínimo necesario, siendo la última opción deseable de gestión de residuos. En línea con el plan de economía circular, únicamente aquellos residuos que no pueden ser reciclados, reutilizados o aprovechados energéticamente (valorización) deben ser destinados a este tipo de tratamiento.

Los vertederos deben cumplir las disposiciones legales vigentes en cuanto a regulación, control y autorizaciones. Su principal inconveniencia es que los residuos no son eliminados, sino que se acumulan, por lo que deben cerrarse y sellarse una vez alcanzado el límite de capacidad de residuos de cada vertedero, que suele rondar los 25 años.

Tras su sellado, los residuos almacenados siguen generando lixiviados y biogás que deben ser estrictamente controlados durante no menos de 30 años desde la fecha de clausura, según el Real Decreto 1481/2001, dado el riesgo para la salud y el medio ambiente que las filtraciones pueden llegar a suponer.

Esta opción queda descartada puesto que el aprovechamiento del biogás (sobre todo del metano) se lleva a cabo mediante el uso de motores de combustión interna, turbinas o calderas que utilizan la combustión de este para obtener energía y que presentan un tiempo de arranque cercano a los 10 minutos y que es superior al buscado en este proyecto. Además, la oposición desde la Unión Europea para la apertura de nuevos vertederos es otro punto en contra de esta opción de tratamiento.

4.3.2 Incineración

Es una de las técnicas de tratamiento de residuos más extendidas mundialmente ya que permite la valorización energética mediante la combustión de los residuos. En España por otro lado, no es una tecnología muy utilizada.

En una atmósfera con exceso de oxígeno se combustionan los residuos y se alcanzan temperaturas de entre 900 °C y 1200 °C, lo suficientemente elevadas para evitar la formación de dioxinas y furanos, que son tóxicos. El proceso da como resultado gases de combustión, cuya composición depende de los residuos tratados, y un residuo sólido formado principalmente por escorias inertes, cenizas y otros materiales residuales provenientes de la depuración de los gases de combustión.

Según el tipo de horno que se emplee para la combustión se distinguen tres tipos principales de combustión:

- Horno de parrilla: es la tecnología de incineración de residuos más utilizada dada la diversidad de residuos que puede tratar. Concretamente, hasta el 90% de las instalaciones de tratamiento de residuos en Europa emplean este tipo de hornos. Los residuos son transportados mediante una estructura denominada parrilla cuya forma varía según el horno del que se trate. La parrilla permite el avance de los residuos, su mezcla y la propagación de las brasas que acelera el proceso de combustión. No es recomendable su uso para materiales o partículas que pueden fundirse en la parrilla provocando obstrucciones.
- Horno rotativo: se utiliza especialmente para el tratamiento de residuos peligrosos por el tipo de combustión que se lleva a cabo. Consiste en un cuerpo cilíndrico, ligeramente inclinado, que rota sobre un eje permitiendo el avance los residuos. Suele utilizarse una camisa refrigerada para evitar el estrés térmico que pueda sufrir el cilindro. La principal desventaja es su poca escalabilidad debido a la necesidad de un incremento del tamaño de los cilindros, que no resulta práctico. Además, presenta altos costes de mantenimiento debido a la posible fusión de escorias.
- Horno de lecho fluidizado: cámara cilíndrica vertical que contiene el lecho en su zona inferior. Presenta restricciones de forma, tamaño y composición para los

residuos procesados además de requerir un pretratamiento de los residuos tratados para ello, elevando los costes. Sin embargo, permite asegurar una temperatura de combustión suficiente para evitar la formación de dioxinas y furanos.

La energía química que contienen los residuos es convertida casi en su totalidad en energía térmica a excepción de una parte que se queda en los gases de combustión y otra parte muy reducida que es contenida en las cenizas.

La energía térmica que se obtiene de la combustión puede ser aprovechado como calefacción. Un ejemplo es la incineradora Spittelau, localizada en Austria, Viena, donde el calor residual es aprovechado para calefactar viviendas y edificios de la zona.

Si, por otro lado, la combustión se aprovecha para generar electricidad, debe hacerse con turbinas o con motores de combustión interna. Ambas máquinas presentan tiempos de arranque demasiado elevados como para poder considerar esta tecnología viable para el proyecto.

4.3.3 Pirólisis

Es un tratamiento para la degradación térmica de una sustancia en ausencia casi total de oxígeno en la que no se produce ninguna reacción de combustión. En esta reacción el poco oxígeno que interfiere es el contenido en los propios residuos tratados. Debido a la ausencia de combustión, las temperaturas que se alcanzan son menores, de entre 300 °C y 800 °C. En el proceso se forman una serie de subproductos sólidos, líquidos y gaseosos.

Los residuos líquidos (aceites y alquitrán) y gaseosos pueden ser combustionados para calentar agua de un ciclo de vapor que generará energía a través de una turbina. Los residuos sólidos, como el carbón, también pueden funcionar como combustible en determinadas instalaciones industriales.

Sin embargo, dadas las relativamente bajas temperaturas, la producción de subproductos, por ejemplo, de alquitranes, es elevada, lo que no está en línea con lo buscado en este proyecto para la eliminación de residuos. Estos subproductos requerirán de nuevos tratamientos que encarecerán aún más el proceso. Además, no se trata de una tecnología lo suficientemente madura a nivel industrial como para considerarla válida.

Esto hace que se descarte como opción de tratamiento.

4.3.4 Digestión anaerobia

La digestión anaerobia, o biometanización, es un proceso biológico en ausencia de oxígeno que se desarrolla en varias etapas en el que la materia orgánica es degradada por la acción de una serie de microorganismos, como bacterias o protozoos, y que da como resultado fangos y biogás. Se trata de una tecnología madura con la que se ha experimentado durante muchos años, por ejemplo, en depuradoras.

A diferencia de los vertederos controlados, el biogás no se obtiene únicamente a partir de RSU, sino que puede provenir de distintas fuentes según donde esté instalado el digestor anaerobio. Un ejemplo muy típico es en las depuradoras para el tratamiento de aguas residuales que contienen un elevado porcentaje de materia orgánica.

El rendimiento del proceso se ve afectado por el tipo de residuo tratado, siendo de mayor interés aquellos residuos ricos en grasas, proteínas e hidratos de carbono cuya degradación da como resultado componentes precursores del metano.

Tal y como ocurre en los vertederos controlados, el biogás puede ser utilizado como combustible en motores de combustión interna, en turbinas o calderas generando energía eléctrica. Los tiempos de arranque que presentan estas tres opciones, de unos 10 minutos, son superiores a los que se precisa en este proyecto, lo que es un inconveniente. Además, la digestión anaerobia requiere de la eliminación de los subproductos generados en el proceso.

Por estas dos razones esta tecnología queda descartada.

4.3.5 Gasificación

La gasificación es un proceso de oxidación parcial de un sustrato carbonoso en una atmósfera con una presencia de oxígeno menor a la de reacción estequiométrica. Se puede emplear aire u oxígeno puro, lo que influirá en el gas resultante del proceso. La temperatura de trabajo es generalmente superior a 750°C y puede alcanzar los 1500°C.

El carbono que se encuentra en los residuos se transforma en el gasificador en el denominado gas de síntesis.

Además del gas de síntesis, formado por hidrógeno, monóxido de carbono y por otras sustancias en menor medida, se obtiene también un residuo sólido compuesto materiales no combustibles e inertes presentes en el residuo entrante y cuyas características son similares a las de las escorias de los hornos de la incineración. Aparecen también como subproductos alquitranes, compuestos halogenados y partículas.

El gas de síntesis puede ser utilizado como combustible para la generación de energía eléctrica a través de ciclos combinados, turbinas de gas o motores de combustión interna. También pueden usarse en hornos o en calderas tradicionales.

Presenta limitaciones en el tipo de residuos que pueden tratar, ya que estos deben contener el mínimo de inertes y se deben evitar componentes muy húmedos, lo que suele precisar un pretratamiento. Es preferible también que el PCI de las entradas sea lo más alto posible y que los residuos tratados contengan suficiente carbono como para poder llevar a cabo la gasificación.

Por los tiempos de arranque elevados de las máquinas que aprovechan la combustión del gas de síntesis, por el tratamiento previo que muchas veces es necesario y por la formación de ciertos subproductos que no se forman en la gasificación por plasma, se descarta esta opción.

4.4 Sistema convertidor de plasma directo

4.4.1 Etapas del proceso

El proceso de gasificación por plasma se lleva a cabo por etapas. Las etapas principales son: alimentación, disociación, enfriamiento y filtrado del gas de síntesis y, finalmente, neutralización.

La tecnología empleada es la de la empresa Materiales Renovados. El esquema básico de las etapas del proceso es el siguiente:

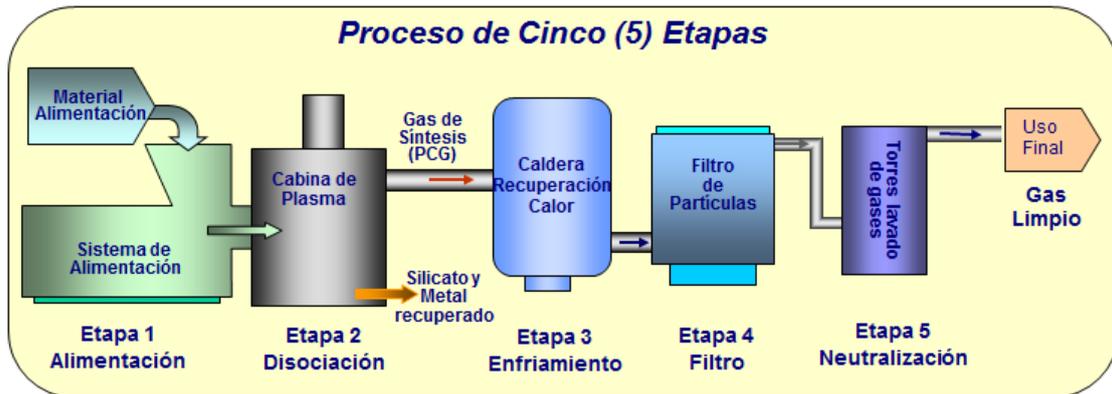


Figura 18. Esquema gasificación por plasma. Fuente: Materiales Renovados

Alimentación:

En esta etapa inicial se procede a la alimentación del reactor donde se producirá la disociación molecular de los residuos.

Dados los diferentes tipos de residuos que se tratan en la planta de gasificación por plasma, puede resultar interesante realizar previamente una serie de tratamientos. A pesar de no ser estrictamente necesario, esto permitirá mejorar los rendimientos del proceso.

Los pretratamientos que van a realizarse son los siguientes:

- **Reducción del tamaño:** con este proceso se logra, mediante el uso de molinos de martillo o de trituradores, reducir el tamaño de los residuos haciendo que estos se presenten como una masa homogénea, más uniforme siendo más fáciles de manejar y de introducir en el reactor.
- **Clasificación:** con este proceso se obtiene un residuo más uniforme y de mayor calidad. La composición del gas de síntesis, que depende de la composición del residuo tratado, se mantendrá invariante debido a esta separación, optimizando así el proceso. Los separadores que pueden utilizarse son los balísticos, los magnéticos o los ópticos, dependiendo del tipo de residuo.

- **Compactación:** mediante la compactación se logra reducir el volumen ocupado por los residuos facilitando así el transporte y el almacenamiento de estos. El proceso más extendido en la actualidad es el de formación de pellets.
- **Reducción de la humedad o secado:** aprovechando el calor residual del gas de síntesis a la salida de la vasija se les aplica calor a los residuos entrantes de manera que se disminuye su humedad desde un 20% hasta un 5 %.

Una vez realizados estos pretratamientos, se procede a la alimentación del reactor. La manera óptima de introducción de los residuos es con una línea. Se realiza de esta manera para conseguir una entrada constante y continua de los residuos y cuyo ritmo se controlará, dependiendo de los residuos disponibles, con un sistema PLC del que se hablará más adelante.

Además de la introducción de los residuos, son necesarios también ciertos gases para la formación de plasma: gas oxígeno y gas plasmógeno.

El oxígeno se utiliza para conseguir una atmosfera oxidante. Con el gas plasmógeno se alimenta a las antorchas para la formación del plasma. Este último gas suele tratarse de aire por ser más económico.

Disociación:

Esta etapa tiene lugar en la vasija de plasma donde los residuos experimentan una disociación molecular que provoca la ruptura de sus enlaces.

Para lograr la disociación molecular es necesario alcanzar elevadas temperaturas. Esto se consigue mediante el uso de un arco eléctrico que es producido debido a la diferencia de potencial existente entre los dos electrodos de la antorcha de plasma, que será el componente encargado de generar dicho diferencial de potencial. Es necesario para ello un generador de corriente continua conectado a la antorcha de plasma.

Para la generación del arco eléctrico es necesaria una atmosfera oxidante, conseguida en la etapa anterior al añadir gas oxígeno en la vasija. Una vez se tiene un arco eléctrico comienza el proceso. Se distinguen varias etapas según de la temperatura:

Se produce la combustión de los residuos entre los 500 °C y 1000 °C y las partículas de la materia experimentan rotación y traslación hasta que llegan a los 2000°C.

Una vez se alcanzan los 2000 °C, las partículas de materia pasan a experimentar vibración. Sigue aumentando la temperatura hasta llegar a los 2760 °C que es cuando empieza a producirse la disociación. En el proceso, la temperatura seguirá aumentando hasta llegar a la temperatura de ionización de la materia (aproximadamente 5250 °C), que se convertirá en plasma y estará formada por iones y partículas en estado de excitación.

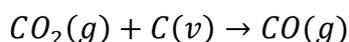
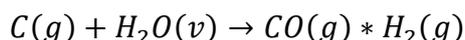
Para el proceso de gasificación por plasma es necesario conseguir este estado de la materia. Por ello, la temperatura objetivo dentro de la vasija de plasma será la temperatura de ionización.

Los procesos que ocurren dentro de la vasija y durante la reacción son los siguientes:

Cracking térmico: las moléculas complejas experimentan la destrucción de sus enlaces moleculares dando como resultado moléculas más livianas como el hidrógeno, de interés para el proyecto, o gases hidrocarburos.

Oxidación parcial: este proceso produce una mezcla de hidrógeno (H₂), monóxido de carbono (CO) y en menor proporción dióxido de carbono y agua. Estos últimos dos componentes reducen la capacidad calorífica del gas de síntesis, por lo que deben ser eliminados o al menos minimizados.

Reformación: se producen reacciones químicas que reducen la cantidad de agua y dióxido de carbono y provocan la formación de más monóxido de carbono e hidrógeno.



Una vez acabado el proceso, se obtiene como resultado un gas de síntesis, que está formado mayormente por monóxido de carbono e hidrógeno, y un material sólido vitrificado inocuo.

Como resultado de la disociación molecular que experimentan los residuos, los materiales inorgánicos caen al fondo de la vasija y los gases se elevan y son conducidos para ser aprovechados en las siguientes etapas.

En el fondo de la vasija se tiene un compuesto arenoso que se encuentra fundido. Para el tratamiento de los materiales inorgánicos que van depositándose, la arena presenta una composición rica en silicio, de manera que cualquier partícula de metal pesado reacciona con la arena y queda atrapada en ella, evitando cualquier contaminación y formándose así un material no lixiviable, inocuo y no tóxico.

Enfriamiento:

El gas de síntesis que se extrae por la parte superior de la vasija se encuentra a temperaturas muy altas, unos 1.000°C. La energía térmica que contiene este gas puede ser utilizada en un intercambiador de calor de un ciclo de Rankine para generar vapor que podrá ser utilizado para producir electricidad. Este calor, además, puede emplearse en la etapa de alimentación para reducir la humedad de los residuos que se introduzcan en la vasija, tal y como se ha explicado en la etapa de alimentación del reactor. Mediante estos dos procesos se consigue un aprovechamiento extra del gas, además de lograr el enfriamiento de este que evita daños en la maquinaria que va a tratarlo a continuación.

Filtrado de gases:

El gas de síntesis que se genera en la vasija contiene otros componentes residuales además del monóxido de carbono y del hidrógeno debido a la composición de los residuos. Mediante el filtrado del gas se eliminan estas partículas y se obtiene un gas de síntesis de mayor calidad que dará mejores rendimientos energéticos. Para lograr un buen filtrado se utilizará un ciclón.

Los ciclones son esencialmente cámaras de sedimentación donde las partículas son sedimentadas con la fuerza centrífuga en vez de con la fuerza de la gravedad. Es una

separación de tipo mecánica. Son construcciones simples formadas por una parte cilíndrica y una parte cónica.

Dada su sencillez, los costes de inversión y de operación son reducidos y al no contar con partes móviles el mantenimiento también es barato. Presentan mayores rendimientos que otras técnicas como la sedimentación gravitacional que está en desuso por este motivo.

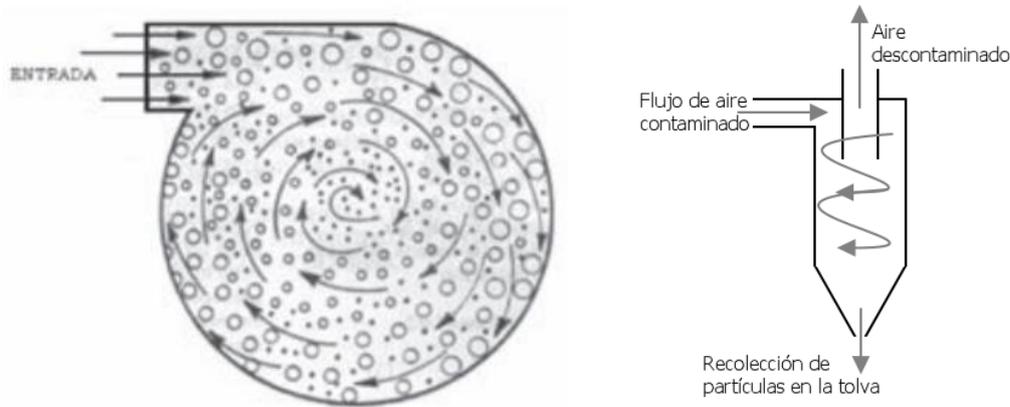


Figura 19. Esquema básico ciclón [27]

La corriente gaseosa entra al ciclón en dirección tangencial al eje y, basado en el principio de impactación inercial, se remueven las partículas sólidas contenidas en el gas de manera que estas chocan con las paredes del recipiente y caen por la gravedad hasta llegar a la tolva, en la parte inferior de la estructura. El gas, purificado ahora, sale por la parte superior del ciclón.

Las principales familias de ciclones de entrada tangencial son: ciclones de alta eficiencia, ciclones convencionales y ciclones de alta capacidad. Sus rendimientos varían dependiendo del tipo de partícula centrifugado y pueden llegar a alcanzar valores muy altos. Una inconveniencia de los ciclones es que ciertas partículas de reducido tamaño (menos de $5\mu\text{m}$) son difíciles de filtrar.

Familia de ciclones	Eficiencia de remoción (%)		
	PST	PM10	PM2.5
Convencionales	70 - 90	30 - 90	0 - 40
Alta eficiencia	80 - 99	60 - 95	20 - 70
Alta capacidad	80 - 99	10 - 40	0 - 10

Figura 20. Eficiencias de ciclones según familia [27]

Neutralización

Una vez eliminadas las partículas sólidas gracias al ciclón, el gas todavía contiene ciertos compuestos halogenados y sulfuros no deseables. Es necesario tratar nuevamente el gas para su eliminación. Para ello se procede a un lavado del gas con un sistema combinado de scrubber y quench.

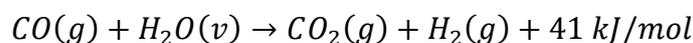
El lavado de gases, o scrubber, pone en contacto un flujo gaseoso con una ducha alcalina (básica), que neutraliza y precipita las moléculas contaminantes no deseadas al fondo de

un depósito donde se acumulan en forma de agua salada que es generalmente evacuada hacia una depuradora. Esto consigue eliminar los compuestos halogenados.

Los sulfuros aún presentes en el gas de síntesis son eliminados en un proceso HEPA (high efficiency particle arresting) donde se añade carbón activo que ayuda en la eliminación, obteniendo finalmente un gas de síntesis limpio de compuestos tóxicos.

Sin embargo, el gas de síntesis aún presenta concentraciones de monóxido y dióxido de carbono no deseadas. Dado que es de interés del proyecto la obtención de hidrógeno, se realiza un nuevo tratamiento al gas para la reducción de estos componentes y la mayor proporción de hidrógeno. Se llevan a cabo dos tratamientos:

Reacción shift: se produce una oxidación total del monóxido de carbono que se transforma en dióxido de carbono y da como subproducto hidrógeno, con lo que se obtiene un gas de síntesis de mayor calidad. Esta reacción es exotérmica, de ahí la energía extra que se obtiene.



Captura del CO₂: para la eliminación del CO₂ formado se hace pasar el gas de síntesis por un baño solvente de aminas.

4.4.2 Componentes y sistemas del proceso

Para llevar a cabo todos los procesos que se han explicado, la planta de gasificación por plasma cuenta con una serie de componentes y sistemas de control que lo hacen posible.

Cada componente participa en alguna de las etapas del proceso.

4.4.2.1 Vasija o reactor

Este componente interviene en la etapa de disociación.

Se trata de un horno de eje vertical donde se alcanzan las elevadas temperaturas del proceso de gasificación por plasma y se produce como consecuencia de ello la disociación de los residuos entrantes. Se halla protegido en su interior por un material refractario encargado de soportar las altas temperaturas que tendrían como consecuencia la condensación de los gases ácidos y generarían una atmósfera corrosiva en el proceso que podría dañar el cuerpo.

El gas de síntesis se genera en este reactor y será evacuado por la parte superior, mientras que los componentes inorgánicos presentes en los residuos formarán el material sólido vitrificado que generalmente se extraerá por la parte inferior de la vasija, donde se habrá acumulado. Para evitar cualquier tipo de fuga de gases (que además aún no han sido filtrados y podrían contener componentes tóxicos) es necesario un buen sellado del reactor y unas condiciones operativas de presión negativa ayudarán con ello.

Un esquema básico del reactor es el siguiente:

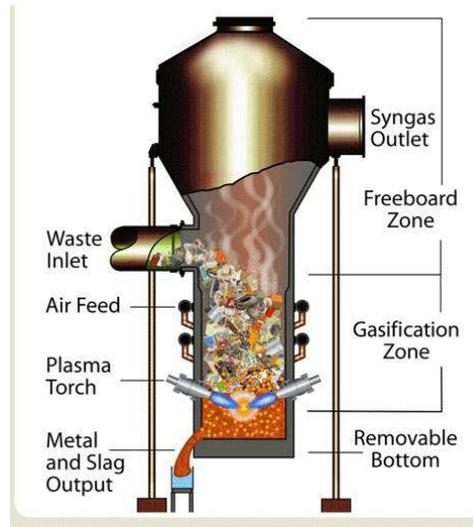


Figura 21. Esquema reactor de plasma. Fuente: Alter NRG

El gas de síntesis obtenido escapará por la parte superior de la vasija a temperaturas de entre 890°C y 1100°C y a una presión cercana a la atmosférica y el material vitrificado se depositará en el fondo de la vasija.

4.4.2.2 Sistema de antorcha de plasma

Para el correcto funcionamiento de la antorcha de plasma es necesario contar con una serie de componentes:

- Generador de corriente continua
- Sistema de suministro de gas
- Sistema de refrigeración (por agua)

Una antorcha de plasma consiste en un sistema de dos electrodos, ánodo y cátodo, mediante los cuales se genera el arco de plasma que es el causante de las elevadas temperaturas que provocan la disociación molecular de los residuos. Por tanto, se encuentra integrada dentro de la vasija.

Existen dos tipos de antorcha de diferentes características:

Antorchas transferidas: en este tipo de antorchas los electrodos se encuentran situados en puntos diferentes. El ánodo se encuentra situado en la propia antorcha y debe ser repuesto de manera periódica. El cátodo, por otro lado, se encuentra ubicado en la zona inferior de la vasija. Se genera el arco de plasma y el calor es transmitido por conducción, convección y radiación y la energía se acumula en el punto donde incide el haz del arco eléctrico que es donde entra en contacto con los residuos que presentan una resistencia eléctrica. Será la tecnología escogida cuando sea necesaria la fundición de la materia.

Antorchas no transferidas: los electrodos se encuentran situados en la antorcha de plasma y ambos deben ser repuestos periódicamente. El calor se transmite por radiación del haz y se emplea para aumentar la temperatura y vaporizar sólidos, líquidos y gases, además de polvos. Es suficiente para el tipo de tratamiento que se persigue en este proyecto y es, además, más barata que la antorcha transferida.

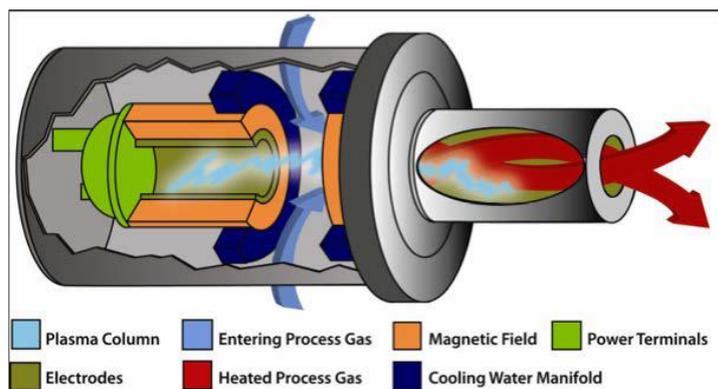


Figura 22. Antorcha de Plasma. Fuente: Materiales renovados

4.4.2.3 Generador de corriente continua

Necesario para la alimentación de la antorcha de plasma y su funcionamiento. Debe ser de corriente continua.

4.4.2.4 Sistema de refrigeración de antorcha

La antorcha requiere de un sistema de refrigeración para mantener sus componentes a una temperatura razonable de operación, además de para reducir el desgaste de los electrodos.

Para ello, se emplea un sistema cerrado que consta de un intercambiador calor agua-agua configurado por medio de una bomba donde el agua circula bajo presión. El agua empleada en el proceso es agua desionizada. Para la evacuación del calor se utiliza un intercambiador agua-aire en paralelo.

El diseño consta de indicadores de presión, válvulas e interruptores para asegurar su correcto funcionamiento.

4.4.2.5 Sistema de alimentación de gas

El gas plasmógeno explicado en las etapas del proceso será introducido en las antorchas de plasma gracias a este sistema. La entrada de este se realiza a presiones de entre 6 y 7 bar y dependiendo del tipo de proceso se empleará un gas u otro. En este caso se utilizará aire por ser el más económico, aunque también se podría emplear oxígeno, nitrógeno o argón. Según el gas utilizado, el gas plasmógeno puede ser oxidante, reductor o inerte.

Para asegurar un correcto ritmo de suministro se requerirá la acción de un sistema de control.

4.4.2.6 Sistema de control de proceso

Imprescindible para que la totalidad del proceso de gasificación por plasma funcione adecuadamente.

Se trata de un sistema PLC (programmable logic control) encargado de regular la cantidad de residuos que se introducen en la alimentación al reactor. También controla el suministro de gas a la antorcha, el funcionamiento del generador de corriente continua y la monitorización del gas de síntesis, para ver si es necesario un ajuste de su composición.

4.4.2.7 Sistema de extracción del material vitrificado

Para la extracción del material vitrificado que va formándose en el proceso pueden emplearse dos métodos:

Extracción lateral mediante inclinación. La extracción se lleva a cabo de manera no continua, ya que no suele formarse una cantidad excesiva de material vitrificado en los hornos. Es por ello el método más utilizado.

Sistema mecánico de extracción. Suele emplearse un tornillo sinfín que permite una extracción continua.

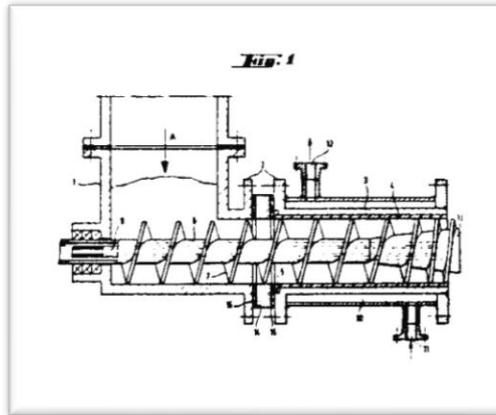


Figura 23. Esquema básico tornillo sinfín. Fuente: WAM Industriale

El método elegido es el tornillo sinfín para evitar que se acumule en el reactor los sólidos vitrificados. A continuación, estos residuos vitrificados se introducirán en un recipiente enfriado por agua donde experimentarán un enfriamiento rápido formando partículas lisas fáciles de manipular.

4.5 Gas de síntesis

El gas de síntesis que se obtiene del proceso de gasificación por plasma, una vez filtrado, tratado y neutralizado, tiene una composición predominante de hidrógeno y monóxido de carbono con presencia de algunos otros gases como el nitrógeno, dióxido de carbono y algunos hidrocarburos.

La composición volumétrica del gas de síntesis dependiendo del tipo de residuo introducido en la planta de gasificación por plasma es la siguiente:

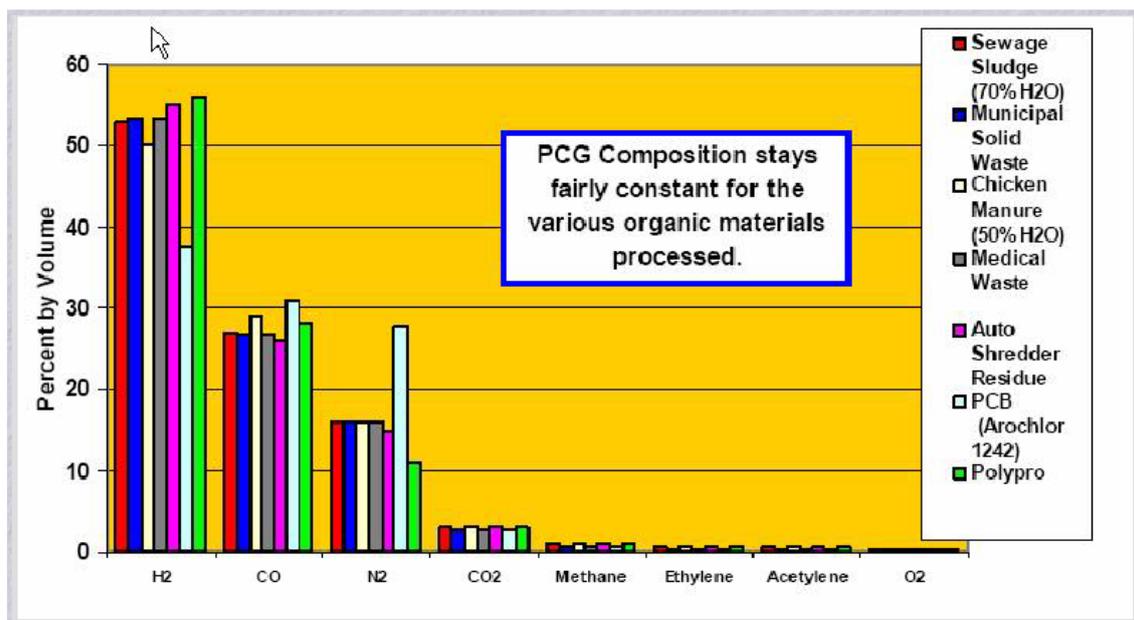


Figura 24. Composición del gas de síntesis según origen. Fuente: Materiales renovados

Como se puede observar en la figura, la composición final del gas de síntesis presenta una débil dependencia del tipo de residuo tratado. Por ello, la tecnología de gasificación por plasma resulta de especial interés al no tener que llevar a cabo previamente un estudio exhaustivo del tipo de residuo que va a introducirse en el reactor.

4.6 Dimensionado de la planta de gasificación por plasma

Para el dimensionado de la plasma van a considerarse los residuos sólidos urbanos como entrada constante durante todo el año. Se ha calculado en el capítulo 3 una cantidad media aproximada de 161 Tm al día.

Dado que los residuos agrícolas y forestales no se encuentran disponibles todo el año, se aprovecharán cuando pueda disponerse de ellos. Para no sobrecargar la planta de gasificación, se almacenarán los residuos agroforestales y se introducirán de manera controlada en la planta. Esto puede hacerse porque los residuos agrícolas y forestales no pierden sus propiedades ni se degradan cuando son almacenados adecuadamente.

Por ello, va a dimensionarse la planta teniendo en cuenta la entrada constante de residuos sólidos urbanos y suponiendo una entrada controlada de los residuos agrícolas y forestales. El flujo total de residuos de alimentación asumido es de 225 toneladas al día, equivalente a 9.375 kg/h.

Los módulos de máquinas ofrecidos por la empresa Materiales Renovados son de 5, 10, 35, 50, 125 y 250 Tm/día. Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se elige el tamaño de 250 Tm/día.

El factor de utilización de la planta se estima en 8040 horas al año suponiendo que haya un mes de inactividad de la instalación por motivos de mantenimiento, reparaciones o revisiones.

4.7 Balance energético

Se representa a continuación un balance de materia y energía del proceso del reactor:

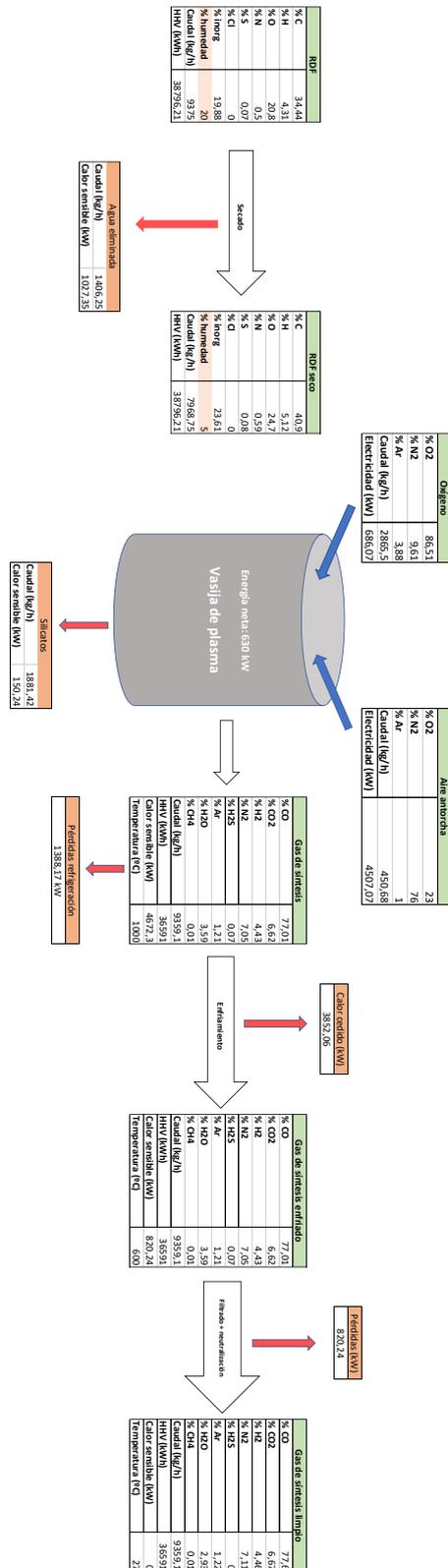


Figura 25. Balance de materia y energía. Fuente: Materiales Renovados

Oxígeno	
% O2	86,51
% N2	9,61
% Ar	3,88
Caudal (kg/h)	2865,5
Electricidad (kW)	686,07

RDF	
% C	34,44
% H	4,31
% O	20,8
% N	0,5
% S	0,07
% Cl	0
% inorg	19,88
% humedad	20
Caudal (kg/h)	9375
HHV (kWh)	38796,21



RDF seco	
% C	40,9
% H	5,12
% O	24,7
% N	0,59
% S	0,08
% Cl	0
% inorg	23,61
% humedad	5
Caudal (kg/h)	7968,75
HHV (kWh)	38796,21

Agua eliminada	
Caudal (kg/h)	1406,25
Calor sensible (kW)	1027,35

Aire antorcha	
% O2	23
% N2	76
% Ar	1
Caudal (kg/h)	450,68
Electricidad (kW)	4507,07



Silicatos	
Caudal (kg/h)	1881,42
Calor sensible (kW)	150,24

Gas de síntesis	
% CO	77,01
% CO2	6,62
% H2	4,43
% N2	7,05
% H2S	0,07
% Ar	1,21
% H2O	3,59
% CH4	0,01
Caudal (kg/h)	9359,1
HHV (kWh)	36591
Calor sensible (kW)	4672,3
Temperatura (°C)	1000

Pérdidas refrigeración	
1388,17 kW	

Calor cedido (kW)	
3852,06	



Gas de síntesis enfriado	
% CO	77,01
% CO2	6,62
% H2	4,43
% N2	7,05
% H2S	0,07
% Ar	1,21
% H2O	3,59
% CH4	0,01
Caudal (kg/h)	9359,1
HHV (kWh)	36591
Calor sensible (kW)	820,24
Temperatura (°C)	600

Pérdidas (kW)	
820,24	



Gas de síntesis limpio	
% CO	77,6
% CO2	6,67
% H2	4,46
% N2	7,11
% H2S	0
% Ar	1,22
% H2O	2,93
% CH4	0,01
Caudal (kg/h)	9359,1
HHV (kWh)	36591
Calor sensible (kW)	0
Temperatura (°C)	27

4.8 Ciclo Rankine para recuperación del calor

La temperatura de los gases a la salida del reactor se sitúa en torno a los 1000°C, por lo que antes de introducirlos en los procesos de filtrado y neutralización es necesario reducir su temperatura para evitar dañar los sistemas.

Para el enfriamiento va a emplearse un intercambiador de calor consistente en una caldera que forma parte de un ciclo de Rankine. Con el ciclo de Rankine se consiguen dos objetivos adicionales, además de reducir la temperatura del gas de síntesis obtenido en el reactor:

- Generación de electricidad: aprovechando el calor cedido por el gas de síntesis en la caldera se va a producir vapor sobrecalentado que introduciéndolo en una turbina generará electricidad que podrá ser utilizada en los propios consumos del sistema, como la alimentación de la antorcha de plasma o la bomba del ciclo de Rankine.
- Secado de los residuos: mediante el uso de un condensador en el ciclo de Rankine se evacuará calor del ciclo que será cedido a los residuos para su secado, pasando de un 20% de humedad al 5% con un consecuente aumento de su poder calorífico.

Un esquema básico del ciclo de Rankine que va a ser empleado es el siguiente:

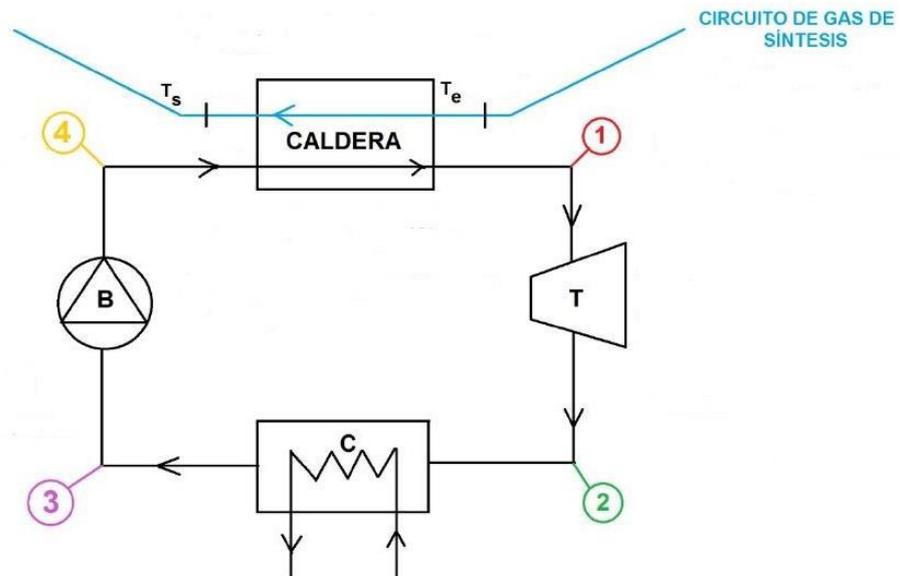


Figura 26. Esquema básico ciclo de Rankine

Para el correcto diseño y funcionamiento del ciclo de Rankine es necesario establecer las condiciones de trabajo de cada uno de los elementos que lo conforman. Se detalla a continuación:

4.8.1 Caldera de recuperación de calor

La caldera empleada en el ciclo de Rankine es un intercambiador de calor que incorpora dos circuitos independientes:

- Circuito de gas de síntesis: el gas de síntesis circulante cede calor al ciclo de Rankine de manera que ve reducida su temperatura desde los 1000°C hasta los 600°C, para ser luego introducido en los procesos de filtrado y neutralización. El calor cedido (3852,06 kW) al circuito de agua permite el calentamiento de esta hasta pasar de estado líquido comprimido a vapor sobrecalentado, que podrá ser aprovechado en la turbina.
- Circuito de agua: absorbe el calor cedido por el gas de síntesis para el cambio de estado del agua a vapor sobrecalentado y su uso en la turbina. Se supone que la temperatura de salida del agua a la salida de la caldera será de 600°C.

Para maximizar el calor intercambiado, se dispondrán los dos circuitos a contracorriente.

Para las condiciones de trabajo de la caldera se ha elegido una presión de 50 bar de manera que las condiciones son (50 bar, 600°C) y se asume sobrecalentamiento del agua.

Punto	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Entalpía (kJ/kg)
4	41,66	50	178,87
1	600	50	3666,02

Tabla 13. Condiciones de trabajo de la caldera [Elaboración propia]

El intercambiador de calor presenta ineficiencias que deberán ser tomadas en cuentas, asumiéndose un rendimiento del 90% del mismo.

$$Q_{cedido} = 3.852,06 * 0,9 = 3.466,85 \text{ kW}$$

4.8.2 Turbina

El calor cedido por el gas de síntesis al circuito de agua permite el cambio de estado de líquido comprimido a vapor sobrecalentado.

Este vapor entra en una turbina isentrópica donde se expande generando así electricidad que puede ser aprovechada para otras etapas del proceso y para alimentar a la bomba del ciclo de Rankine.

El rendimiento isentrópico de la turbina se asume del 85%, de manera que se obtiene la entalpía del punto dos:

$$P_2 = 0,08 \text{ bar}$$

$$s_1 = s_{2s}$$

$$h_{2s} = 2250 \text{ kJ/kg}$$

$$\eta_{isen} = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{2s}} = \frac{3666,02 - h_2}{3666,02 - 2250} = 0,85 \quad h_2 = 2462,4 \text{ kJ/kg}$$

Las condiciones de trabajo de la turbina serán las siguientes:

Punto	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Entalpía (kJ/kg)
1	600	50	3666,02
2	41,51	0,08	2462,4

Tabla 14. Condiciones de trabajo de la turbina [Elaboración propia]

El trabajo de la turbina viene determinado por el gasto másico y la diferencia de entalpías de entrada y salida:

$$W_{turbina} = \dot{m} * (h_1 - h_2) = 3579,05 \frac{\text{kg}}{\text{h}} * \frac{(3666,02 - 2462,4)\text{kJ}}{\text{kg}} * \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = 1196,61 \text{ kW}$$

Se asume un rendimiento mecánico de la turbina del 90%, por lo que el trabajo real es:

$$W_{turbina} = 1196,61 * 0,9 = 1076,95 \text{ kW}$$

4.8.3 Condensador

Se produce en el condensador una reducción de entalpía de la masa de agua que libera calor al cambiar de estado, de vapor a líquido. Este cambio de estado permite la circulación del agua por la bomba del circuito, ya que si la entrada fuese vapor de agua podría producirse cavitación que dañaría la bomba.

Las condiciones de trabajo del condensador a su entrada y salida vienen dadas en la siguiente tabla. La temperatura se mantiene constante por tratarse de un cambio de estado.

Punto	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Entalpía (kJ/kg)
2	41,51	0,08	2462,4
3	41,51	0,08	173,84

Tabla 15. Condiciones de trabajo del condensador [Elaboración propia]

Para el cambio de estado del agua, se libera calor en el condensador, que funciona como intercambiador de calor. Este calor es cedido a un sistema de tuberías que circulan por debajo de los residuos y que consiguen reducir su humedad con ello.

El calor que se extrae en el condensador es:

$$Q_{cond} = \dot{m} * (h_2 - h_3) = \frac{3579,05}{3600} * (2462,52 - 173,84) = 2275,36 \text{ kW}$$

Hay que tener en cuenta el rendimiento del condensador, que se asume de un 90%. Por tanto, el calor que finalmente se cede a los residuos es el siguiente:

$$Q_{cond} = 2275,36 * 0,9 = 2047,83 \text{ kW}$$

4.8.4 Bomba

La bomba es la encargada de llevar a cabo la compresión isentrópica del agua para que pase de estado líquido a líquido comprimido e impulse el agua hasta la caldera a la presión de entrada de la caldera (50 bar).

Las condiciones de funcionamiento de la bomba a su entrada y salida serán las siguientes:

Punto	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Entalpía (kJ/kg)
3	41,51	0,08	173,84
4	41,66	50	178,87

Figura 27. Condiciones de trabajo de la bomba [Elaboración propia]

Para el accionado de la bomba es necesario un aporte de trabajo que va a obtenerse gracias a la turbina. El trabajo necesario se calcula de la siguiente manera:

$$W_{bomba} = \dot{m} * (h_4 - h_3) = \frac{3579,05}{3600} * (178,87 - 173,84) = 5 \text{ kW}$$

El rendimiento mecánico considerado para la bomba va a ser del 90%, por lo que el trabajo real que consumirá es:

$$W_{bomba} = \frac{5}{0,9} = 5,55 \text{ kW}$$

4.8.5 Potencia total del ciclo

El trabajo neto que se produce en el ciclo de Rankine viene dado por el trabajo generado por la turbina menos el consumido por la bomba:

$$W_{ciclo} = W_{turb} - W_{bomba} = 1076,95 - 5,55 = 1071,4 \text{ kW}$$

Y, por tanto, el rendimiento del ciclo será:

$$\eta_{ciclo} = \frac{W_{ciclo}}{Q_{cedido}} = \frac{1071,4}{3466,85} = 0,309 = 30,9\%$$

Conclusiones sobre el ciclo:

Se logra un rendimiento del ciclo de 30,9%.

Cuando el ciclo de Rankine se encuentre en funcionamiento, estará produciendo trabajo neto y por tanto se puede calcular la energía total que puede producir al año, teniendo en cuenta un mes de inactividad debido a mantenimientos y/o reparaciones.

$$E_{ciclo} = 1071,4 \text{ kW} * 8040 \text{ h} = 8614,056 \text{ MWh} = 8,614 \text{ GWh/año}$$

Esta energía será empleada para abastecer a la propia planta de gasificación para sus consumos y también para el funcionamiento de la bomba del ciclo de Rankine.

4.9 Calor requerido para el secado de los residuos

En el pretratamiento de los residuos se lleva a cabo una reducción de la humedad para aumentar su poder calorífico y mejorar la calidad. Esta reducción se llevará a cabo, como ya se ha comentado, con el calor cedido por el condensador de manera que se reduzca de un 20% a un 5% la humedad contenida en los residuos de entrada.

El calor requerido por los residuos para lograr esta reducción es el que sigue:

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

Dónde:

- \dot{m}_{vapor} : gasto másico de la humedad a eliminar
- L_{agua} : calor latente del agua (2255 KJ/KG)

El caudal de residuos de entrada es de 9.375 kg/h y por tanto el gasto másico de agua que se pretende eliminar es de:

$$\dot{m}_{vapor} = (20\% - 5\%) * 9.625 \frac{kg}{h} = 1.406,25 \text{ kg/h}$$

El calor que este caudal requiere para su secado es:

$$Q_{req} = \dot{m}_{vapor} * L_{agua} = \frac{1406,25 \frac{kg}{h}}{3600} * 2255 \frac{kJ}{kg} = 880,86 \text{ kW}$$

Este calor se obtendrá del calor evacuado por el condensador del ciclo, mediante una línea que evacúa el calor del condensador y lo cede a los residuos de alimentación del reactor. El calor que puede obtenerse del condensador es, tal y como se ha calculado previamente, de 2047,83 kW, suficiente para el secado de los residuos, por tanto, puede prescindirse de equipos extra para llevar a cabo este tratamiento, con el consiguiente ahorro económico y optimizando el proceso.

Cumple así el ciclo de Rankine sus dos objetivos propuestos: por un lado, va a permitir evacuar el calor que contiene el gas de síntesis a la salida de la vasija para que este pueda ser introducido a continuación en los procesos de filtrado y neutralización sin problemas por daños a las máquinas. Por otro lado, el calor evacuado del gas de síntesis va a poder ser aprovechado tanto para generar energía eléctrica en la turbina como para conseguir el secado de los residuos de entrada.

4.10 Producción de hidrógeno

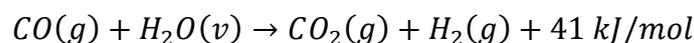
Una vez se ha enfriado el gas de síntesis, este puede ser filtrado para eliminar cualquier partícula no deseada, y una vez hecho esto será neutralizado en el Scrubber para ser a continuación sometido a una reacción Shift mediante la cual va a lograrse aumentar la cantidad de hidrógeno presente en el gas de síntesis.

A la salida de la etapa de neutralización, la composición del gas de síntesis va a ser la siguiente:

Gas de 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 16. Composición final gas de síntesis Fuente: Materiales Renovados

En la reacción Shift el hidrógeno va a reaccionar con agua, de manera que se elimina el exceso de monóxido de carbono no deseado obteniendo hidrógeno puro en el proceso según la siguiente reacción exotérmica:



Añadiendo suficiente agua se consigue transformar todo el monóxido de carbono en hidrogeno, en una relación estequiométrica con el agua de 1:1.

Mediante esta reacción la cantidad de hidrógeno que va a obtenerse será:

$$\dot{m}_{H_2,shift} = \frac{\dot{m}_{CO}}{MM_{CO}} * MM_{H_2} = \frac{77,6}{100} * 9359,1}{28,01} * 2 = 518,57 \text{ kg/h}$$

Además, el gas de síntesis presenta también en su composición hidrógeno previo a la reacción shift, que también será aprovechado:

$$\dot{m}_{H_2,previo} = \frac{4,46}{100} * 9359,1 = 417,41 \text{ kg/h}$$

Por tanto, la obtención total de hidrógeno que va a poder ser utilizado para las pilas de combustible será de:

$$\dot{m}_{H_2,total} = \dot{m}_{H_2,shift} + \dot{m}_{H_2,previo} = 935,98 \text{ kg/h}$$

Un total de 935,98 kg de hidrógeno van a ser producidos cada hora, con una producción total diaria de 22.463,66 kg, a partir del procesado de un caudal de entrada de 9.375 kg/h de residuos.

4.11 Resumen de operación de la planta de gasificación

Los residuos introducidos en la planta serán mayormente RSU, debido a su disponibilidad constante durante todo el año, y también residuos agrícolas y forestales. Estos últimos, debido a su estacionalidad, serán almacenados para su posterior introducción en la planta de manera controlada a lo largo del año, para no sobrepasar el dimensionamiento de la planta.

Un resumen del caudal de entrada de residuos, el gasto másico de hidrógeno que se obtiene con ello y la producción energética anual que permite el ciclo de Rankine viene indicado en la siguiente tabla:

Caudal de residuos alimentación (kg/h)	Gasto másico de hidrógeno (kg/h)	Producción eléctrica ciclo Rankine (GWh)
9.375	935,98	8,614

Tabla 17. Resumen de masas y energías de la instalación. [Elaboración propia]

5 Tecnología de respaldo: pilas de combustible y almacenamiento de hidrógeno

Tras el proceso de gasificación por plasma se obtiene el gas de síntesis que ha sido tratado para obtener la mayor pureza posible de hidrógeno. Este hidrógeno va a ser utilizado en la microrred inteligente del proyecto como tecnología de respaldo a través de su uso en las pilas de combustible.

El hidrógeno es el elemento químico más abundante del universo y se utiliza en multitud de procesos de diversos sectores, por ejemplo, como combustible en algunos automóviles o en la industria química. Al contrario de lo que se cree, su producción no resulta excesivamente cara y desde la Asociación Española de Hidrógeno (AeH2) lo defienden como un sustituto al uso de la gasolina. [28]

A pesar de que el hidrógeno podría utilizarse como combustible en motores de combustión interna para generar electricidad, sus rendimientos son bajos en comparación con los que se pueden obtener mediante la reacción con el oxígeno en una celda o pila de combustible, y por ello se descarta la opción de los motores para este proyecto.

Las pilas de combustible son una tecnología especialmente válida para la obtención de energía y presentan características que las diferencian de otros métodos de generación de energía. Al no existir ningún proceso térmico o mecánico intermedio, no se ven afectadas por la eficiencia del ciclo de Carnot, lo que les permite alcanzar rendimientos muy superiores. Además, su impacto ambiental es mucho menor al no existir combustión de los componentes que reaccionan lo que minimiza las emisiones de elementos contaminantes. Al tratarse de la tecnología de respaldo del proyecto se necesitará que sean rápidas a la hora de cubrir la demanda, requisito que las pilas de combustible cumplen.

Pueden fabricarse con diferentes rangos de potencia, lo que las hace más versátiles, y además pueden ser empleadas en distintas aplicaciones, por ejemplo, en sistemas de cogeneración, donde alcanzan rendimientos de hasta un 85% si se aprovecha el calor residual generado.

En paralelo con las pilas de combustible y para asegurar la disponibilidad de un sistema de reserva adecuado en el caso de que las energías no gestionables fallasen, se van a integrar en la microrred sistemas de almacenamiento de hidrógeno para que esté pueda ser extraído y utilizado cuando sea necesario.

5.1 Funcionamiento de las pilas de combustible

Las pilas de combustible [29], también denominadas células o celdas, son dispositivos electroquímicos que permiten la producción de electricidad mediante una reacción química en la que se oxida un “combustible” y se produce una reducción de un oxidante. En el caso de las pilas de combustible de hidrógeno, se oxida el hidrógeno que actúa como combustible y el agente oxidante es el oxígeno. Es una reacción electroquímica catalítica.

Debido a que en esta reacción no tiene lugar ninguna reacción térmica ni mecánica, la transformación de la energía libre del hidrógeno no se ve limitada por el ciclo de Carnot y ello permite alcanzar rendimientos mucho mayores. Esto es debido a que el hidrógeno

es un vector de energía, es decir, que almacena energía en sí mismo que puede ser utilizada de manera controlada.

Las pilas de combustible están formadas por dos electrodos (ánodo y cátodo) y un electrolito, que actúa como aislante eléctrico entre ambos pero que permite el flujo de iones. Tanto el cátodo como el ánodo cuentan con catalizadores que aceleran la reacción.

Se utilizan dos gases diferentes que dependerán del tipo de pila de combustible del que se trate. Se muestra en la figura un esquema genérico de una pila de combustible:

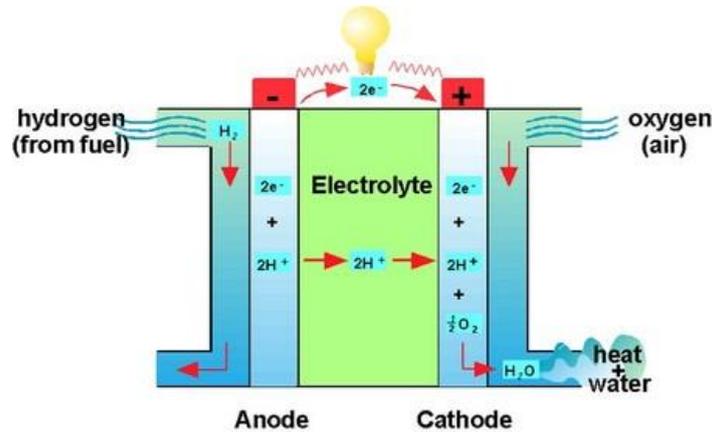


Figura 28. Esquema general pila de combustible [30]

El funcionamiento de las pilas de combustible es el siguiente: se introduce el combustible, hidrógeno, en el ánodo donde experimenta la siguiente reacción de oxidación:

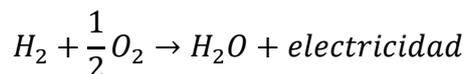


Esto da como resultado iones de hidrógeno, que circulan a través del electrolito hasta llegar al cátodo y también electrones, que se liberan al circuito externo y que se hacen pasar por un conductor produciendo así energía eléctrica.

Por otro lado, se introduce el oxígeno en el cátodo, que reacciona con los electrones provenientes del circuito externo y con los iones de hidrógeno que han atravesado el electrolito dando como resultado agua, mediante la siguiente reacción en la que se reduce:



Se producen por tanto una reacción en el ánodo (1) y una reducción en el cátodo (2) y la reacción global es:



El electrolito cumple un papel fundamental en la pila, pues es el encargado de aislar eléctricamente el ánodo y el cátodo de manera que separa ambas reacciones y permite el flujo de electrones para la producción de energía. De hecho, las pilas de combustible se clasifican en función del tipo de electrolito que emplean (y del combustible).

El rendimiento de las pilas de combustible viene determinado por la ecuación de Ernst y dependerá de la temperatura de la pila de combustible.

$$E = E_0 + R * T * \ln\left(\frac{MM(H_2) + MM(2O_2)}{MM(H_2O)}\right)$$

donde:

- Eo es el potencial estándar = 1.229 V
- R la constante de los gases = 8.31 J/Kmol
- T la temperatura absoluta (K)

5.2 Tipos de pilas de combustible

Las pilas de combustible pueden clasificarse según distintos criterios. Según el tipo de combustible y oxidante, según el electrolito, según la temperatura de operación, según la eficiencia, según el tipo de uso, según la potencia y según el catalizador empleado.

Típicamente, la clasificación se hace según el electrolito utilizado, que define el tipo de reacción química que ocurre en la pila, qué tipo de catalizadores son necesarios para la reacción, la temperatura de operación y el combustible que hace falta. También determina para qué aplicaciones resultan más válidas las pilas.

Se van a comparar las siguientes pilas para determinar cuál es óptima para su uso en el proyecto:

	PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC	DMFC
Electrolito	Membrana de polímero sólido	Solución alcalina	Ácido fosfórico	Carbonatos fundidos	Óxido sólido	Membrana de polímero sólido
Temperatura de operación (°C)	60-80	100-245	200-250	600-700	800-1000	50-120
Rango de potencia	5-250 kW	5-150 kW	50 kW-11MW	100 kW-2MW	100-250 kW	5 kW
Ventajas	Baja temperatura Arranque rápido Baja corrosión y mantenimiento	Mayor eficiencia Reacción cátodo más rápida	Acepta H2 impuro	Reformado interno Cogeneración	Reformado interno Cogeneración	No necesita reformador de combustible
Desventajas	Catalizadores costosos Sensible a impurezas de combustibles	Muy sensible a impurezas	Catalizador caro (platino) Corriente y potencia reducidas Peso y volumen elevados	Corrosión por altas temperaturas Reducida vida útil	Corrosión por altas temperaturas Reducida vida útil	En desarrollo Materiales costosos

Aplicaciones	Transporte					
	Portátiles	Espaciales	Generación eléctrica distribuida y calor	Generación eléctrica distribuida y calor	Generación eléctrica distribuida y calor	Portátiles
	Residencial					

Tabla 18. Características pilas de combustible. [28]

Al tratarse de una tecnología todavía en desarrollo, que además es cara, se descarta el uso de pilas DMFC.

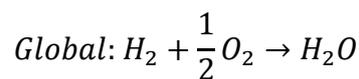
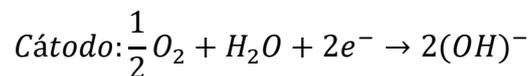
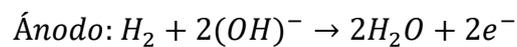
Las opciones que van a estudiarse y valorarse son entonces las pilas AFC, PAFC, PEMFC, MCFC y SOFC, cuyas características y funcionamiento se explican a continuación:

5.2.1 Pila de combustible alcalinas (AFC)

Las pilas de combustible alcalina (Alcaline Fuel Cell en inglés) ha sido una de las tecnologías más desarrolladas y fue la responsable de llevar el hombre a la Luna en la misión Apolo. Desde 1960 la NASA las ha empleado en misiones espaciales para proporcionar electricidad y agua.

Emplea hidrógeno como combustible y oxígeno como agente oxidante, siendo necesario que sean de la máxima pureza para evitar contaminaciones de la pila que reducirían mucho su rendimiento. Por ello su aplicación en ambientes aeroespaciales o submarinos es de interés al verse reducido este riesgo.

Las reacciones que ocurren son las siguientes:



Se producen moléculas de agua, y electricidad y calor como subproductos.

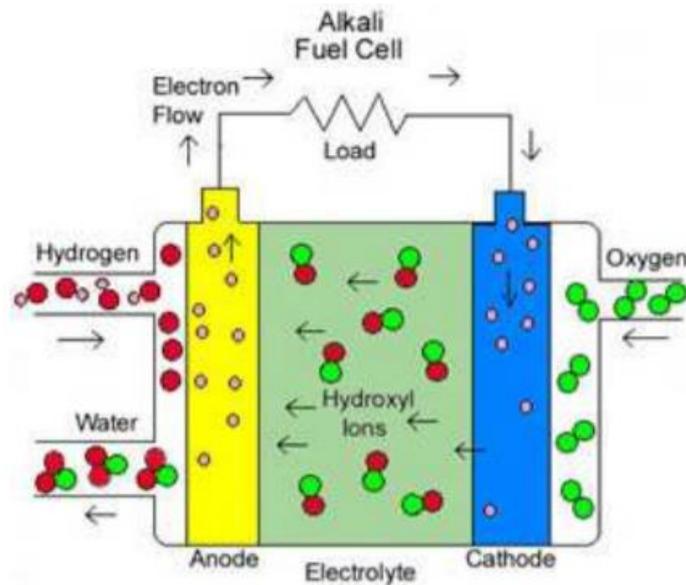


Figura 29. Pila de combustible alcalina

Su temperatura de operación se sitúa entre 100°C y 245°C y varía según la concentración del electrolito. A mayor temperatura mayor concentración permite.

Presenta unos rendimientos muy elevados, uno de los más altos de esta tecnología, que pueden llegar a alcanzar valores del 70% debido a la alta velocidad de las reacciones, además de ser fáciles de fabricar pues puede utilizar catalizadores económicos.

Para el caso concreto de este proyecto, en el que eliminación de residuos produce CO₂, sería necesario el tratamiento de los gases previos a ser introducidos en la pila, lo que encarecería mucho el proceso, además del riesgo de contaminación de la pila que reduciría su vida útil.

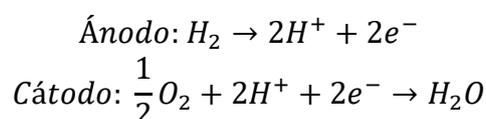
5.2.2 Pila de combustible de ácido fosfórico (PAFC)

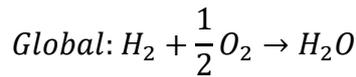
Las pilas de combustible PAFC son una tecnología desarrollada y extendida comercialmente y se emplean frecuentemente en cogeneración. Presentan un tamaño grande y son pesadas.

La pila PAFC emplea como electrolito ácido fosfórico (H_3PO_4) con concentraciones de entre 95 y 98%. Está contenido en estado líquido en una matriz de carburo de silicio (SiC). Los electrodos que utiliza son de platino, lo que las encarece notablemente.

Por la mala conducción iónica del ácido fosfórico a bajas temperaturas y por el riesgo de contaminación del catalizador de platino, debe operar entre 150 y 220°C. Sin embargo, no es sensible a las impurezas y pueden utilizarse hidrocarburos o biogás como combustible.

Las reacciones de las que se obtienen nuevamente agua (y como subproductos electricidad y calor) que se producen en la pila son:





Su rendimiento eléctrico se sitúa alrededor del 40%, pero si se aprovecha el calor desprendido para cogeneración alcanza rendimientos globales de hasta un 85%.

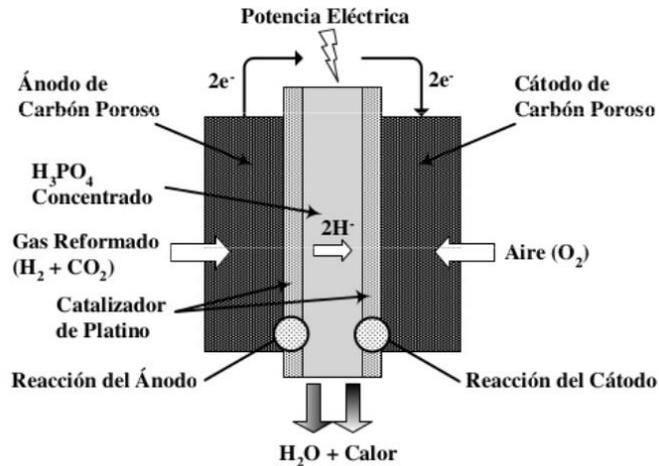


Figura 30. Pila de combustible tipo PAFC

5.2.3 Pila de combustible de membrana polimérica (PEMFC)

La pila de combustible PEMFC empezó a ser investigada en los años 50 y en los años 60 se hicieron pruebas para utilizarlas como fuentes de energía para coches. En la actualidad, se emplean principalmente para generación estacionaria, equipos portátiles y vehículos.

Se trata de una pila que emplea como electrolito una membrana sólida de intercambio de protones cuya estructura consiste en un polímero fluorocarbonado que contiene ácidos sulfónicos. Su temperatura de operación está limitada a 100°C ya que es necesaria agua para el correcto funcionamiento del electrolito y suele trabajar a una temperatura cercana a los 80°C.

Sus reacciones son las mismas que las pilas PAFC y su esquema básico es el de la figura:

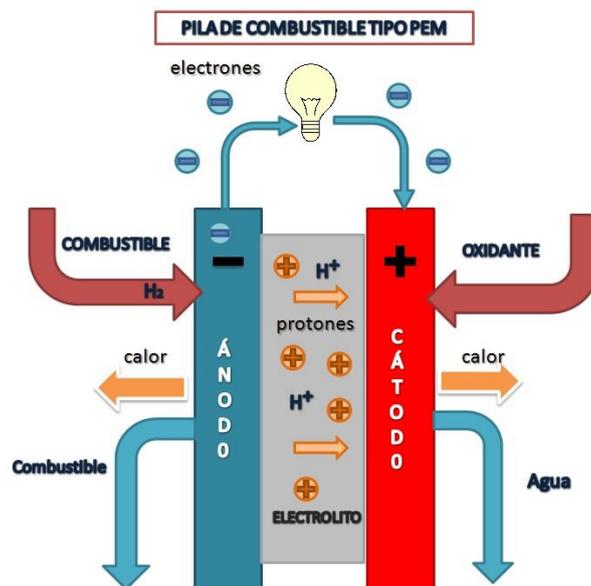


Figura 31. Esquema pila PEM

Debido a que únicamente se emplea como líquido el agua, no presenta problemas de corrosión, lo que alarga la vida útil de este tipo de pilas. Por ser el electrolito una membrana sólida la posibilidad de transferencia de gases de un electrodo a otro por accidente es mínima.

Presenta sensibilidad a la pureza del gas de entrada dado que el catalizador de este tipo de pila es de platino y es susceptible de ser contaminado con CO, reduciendo la vida útil de la pila, además de encarecerla por el tipo de material empleado y por los tratamientos previos que serían necesarios para evitar dicha contaminación.

Se caracteriza por su elevada densidad de potencia y su alta velocidad de variación de potencia aportada, lo que la hace ideal para sistemas que requieran una respuesta rápida como es el caso de las telecomunicaciones, sector en el que se utilizan con frecuencia. Presenta rendimientos de entre 40 y 60%.

5.2.4 Pila de combustible MCFC

Las pilas MCFC (molten carbonate fuel cell) son una tecnología que data de la década de los 50, cuando fueron desarrolladas por primera vez por los holandeses Broers y Ketelaar.

Se trata de una pila cuyo electrolito es una solución líquida formada por una sal carbonatada fundida en K_2CO_3 o Li_2CO_3 (según la pila) y que debe contenido en una matriz sólida de cerámica. Su temperatura de operación es muy elevada, entre 650 y 700°C, lo que le aporta tanto ventajas como desventajas.

Por la alta temperatura, los catalizadores empleados en los electrodos son más baratos (al no ser de platino, como en otras pilas), pero como contrapartida la vida útil de la pila es menor. Además, estas temperaturas permiten el reformado interno de biocombustibles, transformándose el combustible en hidrógeno dentro de la propia pila.

No son especialmente susceptibles de contaminación por CO o CO₂, lo que es una ventaja, pero su electrolito es muy corrosivo y presenta una baja tolerancia a la presencia de azufre, que puede encontrarse en algunos biocombustibles. Su eficacia para la generación de energía es alta, alrededor de un 60%, y si además se aprovecha el calor residual de la reacción puede alcanzar rendimientos del 90%.

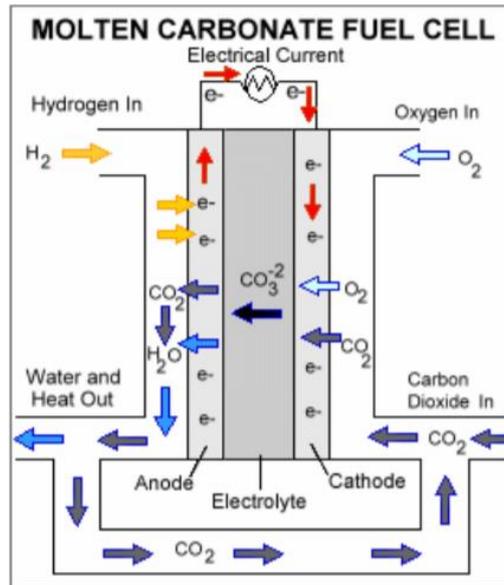


Figura 32. Esquema MCFC

Las reacciones que ocurren en su interior difieren del estándar de las pilas de combustible, y como se observa en la figura, el CO₂ debe ser reconducido para alimentar al cátodo, puesto que participa en la reacción de este.

5.2.5 Pila de combustible SOFC

Es la pila con más tiempo de desarrollo, anterior a la pila AFC de los años 60 y tiene aplicaciones para la generación de energía a gran escala y en menor medida en vehículos.

El electrolito que emplea es un óxido sólido cerámico o un óxido metálico poroso. La temperatura de operación de la pila es cercana a los 1000°C lo que permite que el electrolito sea conductor permitiendo el paso de los iones. Puede ser de óxido de zirconio con adiciones de itrio o calcio.

Como en el caso del MCFC, las altas temperaturas de operación permiten emplear electrodos más económicos que además no son tan sensibles al CO, pero reduciendo la vida útil. El calor residual que produce la pila puede ser utilizado en cogeneración lo que las hace bastante eficientes, hasta casi un 90%.

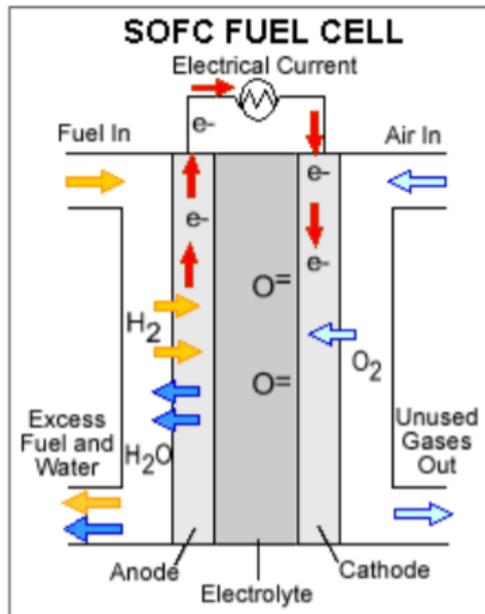


Figura 33. Pila SOFC

5.2.6 Elección de la pila de combustible

A la hora de seleccionar la pila de combustible van a tenerse en cuenta varios factores determinantes.

En primer lugar, deberán ser pilas de larga vida útil, por lo que directamente se descartarán aquellas que trabajen a altas temperaturas y que provocan la reducción de su vida útil. También deberán ser económicamente competitivas para que el proyecto sea viable, descartando así las que contengan electrodos de platino.

Deberán ser pilas de rendimientos considerables, capaces de tolerar ciertas impurezas del hidrógeno presentes en el gas de síntesis y cuya capacidad de potencia eléctrica sea elevada, por lo que las pilas para aplicaciones estacionarias serán ideales.

En la actualidad, diferentes marcas comercializan las pilas de combustible, por ejemplo, Ballard, Hydrogenics, ElectroChem, Horizon Fuel Cell Technologies, Teledyne Energy Systems, Inc., entre otras.

La pila que mejor se adapta a las características requeridas es la tecnología PEM (Protone Exchange Membrane). Por su baja temperatura de operación tienen una vida útil considerable y además presentan tiempos de arranque pequeños, ideal como tecnología de respaldo para poder disponer de ellas en cualquier situación de necesidad. Además, son pilas con densidades energéticas elevadas.

De entre los catálogos, se escoge la pila de la marca Ballard modelo ClearGen Multi-MW Systems. Se trata de una pila de tipo PEM, con capacidad de 1 MW de potencia, un rendimiento del 40% para un consumo de 63 kg/h de hidrógeno. Además, no produce emisiones. Se incluye su catálogo en el anexo.

Para poder producir un 1 MW con estas pilas teniendo en cuenta su rendimiento serán necesarios 157 kg/h de hidrógeno.

5.3 Almacenamiento de hidrógeno

Las pilas de combustible necesitan hidrógeno para funcionar. Por ello, es necesario disponer de un almacenamiento del hidrógeno para poder suministrarlo a las pilas cuando las fuentes de energía no gestionables no se encuentren disponibles.

El almacenamiento de hidrógeno requiere tratamientos específicos, pues al tratarse de un gas ligero este no puede almacenarse directamente. Existen para ello diferentes posibilidades que van a valorarse en el proyecto.

5.3.1 Hidrógeno gaseoso comprimido

El método más habitual de almacenamiento de hidrógeno es comprimido en depósitos donde se encuentra sometido a altas presiones. Los rangos de presión varían desde 200 hasta 700 bar, siendo esta última el estándar que se utiliza en automoción.

Debido a la baja densidad del hidrógeno las tareas de compresión consumen bastante energía en especial si se pretenden almacenar grandes cantidades. Esto conlleva el uso de tanques de almacenamiento pesados y de gran tamaño.

El hidrógeno presenta una elevada energía específica, pero al tratarse de un gas, la cantidad de energía almacenada por unidad de volumen es muy pequeña si la comparamos con otros elementos, de tan sólo 12 MJ/m³. Por ello, se necesita mucho hidrógeno para conseguir cantidades de energía provechosas.

Este tipo de almacenamiento se encuentra extendido en aplicaciones móviles.

5.3.2 Hidrógeno líquido

El hidrógeno se presenta en estado gaseoso en la naturaleza y por ello almacenarlo en estado líquido requiere reducir su temperatura hasta obtener hidrógeno criogénico (-252°C), dado que comienza a hervir a esa temperatura.

Para conseguir su licuefacción se necesita un aporte de energía elevado, que es caro, y además los tanques empleados deben contar con aislación térmica, lo que también es caro. Hay que añadir a esto que, como se ha explicado, el hidrógeno presenta también densidades bajas en estado líquido.

5.3.3 Almacenamiento en hidruros metálicos

Se denomina hidruro al compuesto químico formado por la unión de cualquier elemento e hidrógeno. En los hidruros metálicos, el elemento con el que se une el hidrógeno pertenece a la familia de los metales. Es el único caso donde el hidrógeno actúa con su valencia electrónica negativa H^- .

Es la forma más segura de almacenar hidrógeno, pero puede llegar a ser muy cara. Por su seguridad, en la actualidad existe una producción de métodos y procedimientos para hidruros metálicos a gran escala, siendo Japón uno de sus mayores productores.

En este tipo de almacenamiento el hidrógeno se encuentra en estado sólido unido mediante enlaces covalentes a componentes metálicos y es liberado cuando se procede al calentamiento del compuesto hasta temperaturas de 350°C o por reducción de la presión aplicada.

La capacidad de absorción de hidrógeno dependerá de la aleación metálica escogida, presentando algunos compuestos mejores características. Para lograr la unión del hidrógeno con el metal, debe comprimirse el hidrógeno de manera que el metal lo absorbe formándose una estructura cristalina.

Este proceso de absorción-desorción del hidrógeno puede realizarse repetidas veces sin que el metal vea disminuida su capacidad de almacenamiento. Sin embargo, algunos hidruros metálicos son sensibles a la presencia de impurezas de oxígeno y monóxido de carbono.

Por su seguridad y su capacidad de almacenamiento (además de por la capacidad de reutilizar el propio hidruro), los hidruros metálicos presentan características interesantes para el almacenamiento de hidrógeno, además de ser más eficientes que las tecnologías de hidrógeno comprimido e hidrógeno líquido.

5.3.4 Otros métodos de almacenamiento

Existen otras formas de almacenar hidrógeno que aun siendo interesantes no son lo suficientemente maduras como para considerarlas en este proyecto, como es el caso del almacenamiento por adsorción en carbón, el almacenamiento en microesferas de vidrio y zeolitas, almacenándolos en hidruros líquidos y su almacenamiento en esponja de hierro.

5.4 Elección del método de almacenamiento

El almacenamiento de hidrógeno que mejor se adapta a los requerimientos del proyecto son los hidruros metálicos, pues se trata de la forma más segura de almacenamiento, los volúmenes necesarios son mucho menores que en las otras tecnologías y además pueden ser reutilizados.

Se elige para ello los tanques de hidruros metálicos del fabricante LabTech Int. LTD.

Se escoge el modelo de contenedor HBOND-7000L, con capacidad de almacenar hasta 54 kg de hidrógeno por unidad.

5.5 Producción de energía

Las pilas de combustible elegidas tienen una capacidad de generación de 1 MW. Para poder utilizarlas como tecnología de respaldo serán necesarias al menos 120 pilas para cubrir la demanda máxima prevista, en caso de que todas las demás tecnologías de producción eléctrica no estuvieran disponibles.

Teniendo en cuenta que la alimentación de las pilas es de 63 kg/h y tienen un rendimiento del 40%, la cantidad de hidrógeno necesario para que todas las pilas puedan encontrarse operativas será de:

$$\dot{m}_{H_2} = \frac{63 \text{ kg/h}}{0,4} * 120 \text{ pilas} = 18.900 \text{ kg/h}$$

Una vez conocida la cantidad de hidrógeno que necesaria para poder aportar los 120 MWh con las pilas, se calcula la cantidad de tanques necesarias para su almacenamiento, sabiendo que cada tanque permite almacenar 54 kg de hidrógeno:

$$N^{\circ} \text{ Tanques} = \frac{18.900}{54} = 350 \text{ unidades}$$

Queda así dimensionada la planta de gasificación por plasma, que será capaz de almacenar hasta 18.900 kg de hidrógeno para poder cubrir la demanda en aquellos momentos cuando las tecnologías renovables no gestionables no se encuentren disponibles.

Dado que la producción de hidrógeno en la planta de gasificación por plasma es algo superior a la necesaria para las pilas, se almacenará el sobrante para emplearlo en aquellas ocasiones donde se considere necesario. Por ello, resultará interesante la adquisición de 50 depósitos más para su almacenamiento.

6 Configuración de la microrred

En este capítulo se va a estudiar el funcionamiento de la microrred en diferentes situaciones posibles de generación eléctrica.

Al no disponer de datos de la fluctuación de demanda eléctrica en Salamanca, va a emplearse como referencia la curva de demanda publicada por REE que incluye además la separación de los consumos según sectores.

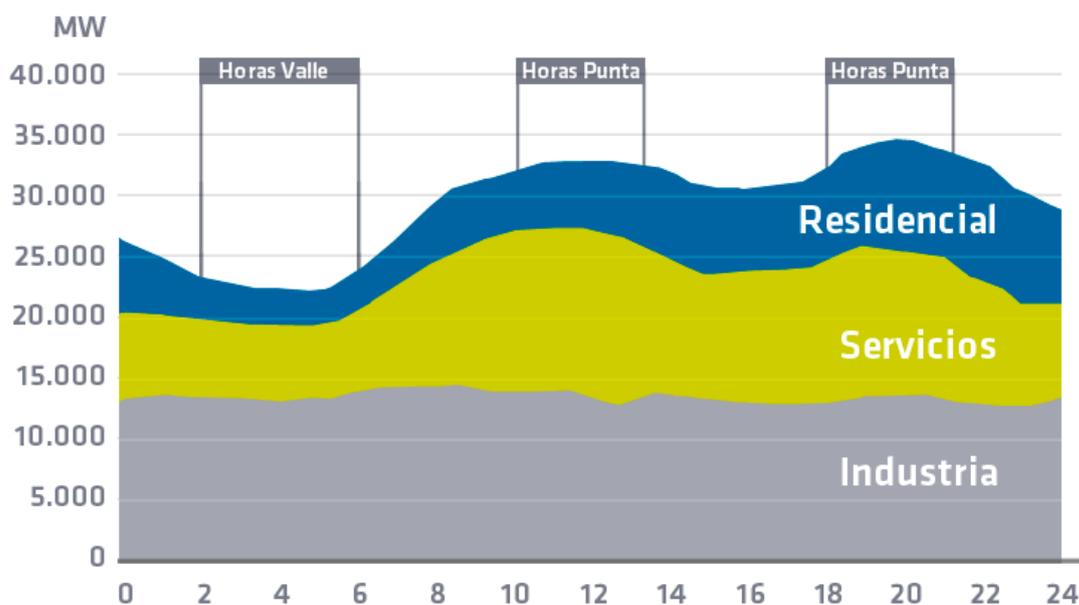


Figura 34. Perfil de demanda 04/04/2019 [31]

Puede observarse en la figura que la industria es el sector que menos picos produce, mientras que el sector servicios y el uso doméstico producen variaciones bruscas, especialmente en horas de la mañana cuando empieza la jornada laboral y por la tarde-noche cuando finaliza la misma.

La curva mostrada es, a grandes rasgos, representativa del perfil típico de demanda de cualquier ciudad de España.

Para la realización del análisis del funcionamiento de la microrred, teniendo en cuenta el perfil típico de demanda van a adaptarse las cifras para los consumos registrados en Salamanca. El resultado obtenido es la siguiente curva de demanda:

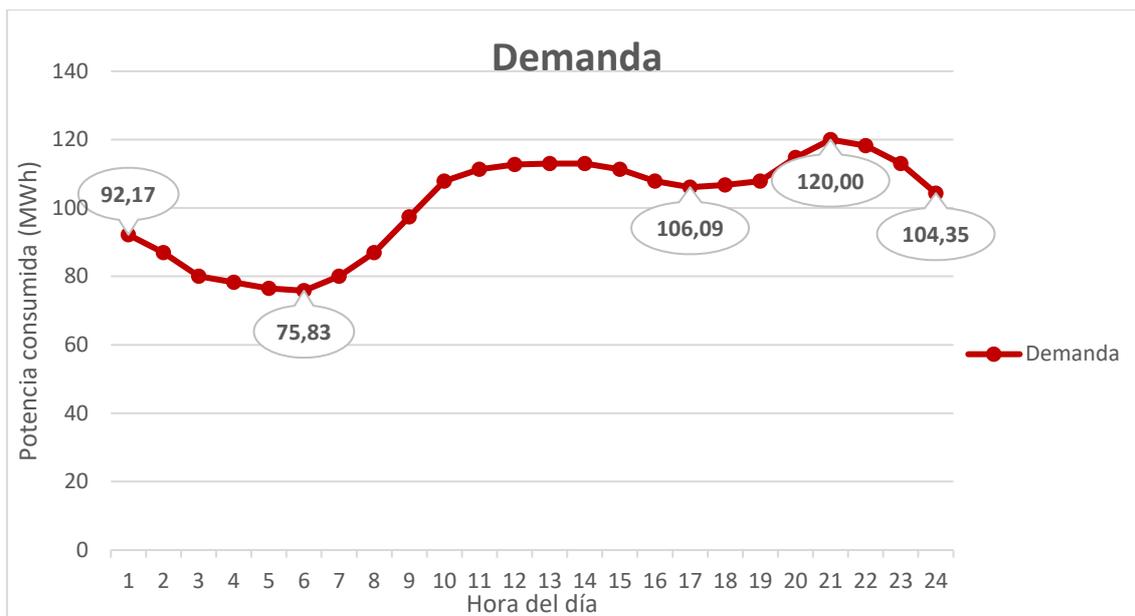


Figura 35. Demanda diaria Salamanca [Elaboración propia]

6.1 Configuración elegida

6.1.1 Tecnologías no gestionables

Las energías no gestionables que se incluyen en el despacho económico de este proyecto son la eólica, la fotovoltaica y la minihidráulica (que son no gestionables por tratarse de centrales de agua fluyente).

En concordancia con el despacho económico vigente en la actualidad en España, las energías renovables tendrán prioridad de generación en el proyecto, por lo que entrarán en el mix energético siempre que se encuentren disponibles.

De esta forma, mientras estas tecnologías sean capaces de suministrar la energía suficiente para cubrir la demanda, el hidrógeno producido en la planta de gasificación por plasma se irá almacenando para su posterior uso en las pilas de combustible cuando sea necesario.

6.1.2 Gasificación por plasma

La planta de gasificación por plasma se encontrará en funcionamiento siempre que sea posible.

Debido a la prioridad en el despacho económico de las tecnologías renovables, el hidrógeno que vaya generándose en la planta de gasificación por plasma será almacenado en los tanques mientras las tecnologías no gestionables se encuentren en funcionamiento y cubriendo la demanda.

Cuando sea necesario recurrir al uso de las pilas de combustible por falta de generación no gestionable, se utilizará el hidrógeno para alimentar a las pilas y poder generar electricidad con ellas.

El hecho de disponer de hidrógeno almacenado aporta gestionabilidad a la microrred que podrá hacer uso de este cuando haga falta.

6.1.3 Intercambios con la red

En aquellos momentos en los que la generación renovable y las pilas de combustible no sean capaces de cubrir la demanda, se dispondrá de una interconexión con la red nacional de transporte para poder garantizar la seguridad de suministro de electricidad.

En el caso concreto del proyecto, la generación disponible en caso de que las tecnologías no gestionables se encuentren operativas no logra ser suficiente para cubrir la demanda máxima.

Sin embargo, dado que las energías no gestionables presentan notable aleatoriedad y, además, la demanda puede ser menor que la esperada, podrán existir momentos del día cuando la producción de energía sea mayor que la demanda. En esos casos, el exceso de energía será entonces vendido a la red principal para evitar paradas de los grupos de generación y el hidrógeno será almacenado para su posterior uso.

La interconexión con la red de transporte cumple por tanto con el papel de asegurar el suministro de electricidad cuando no se disponga de las tecnologías de generación y, además, permitirá la venta de la energía sobrante desde la microrred hacia la red principal, conformando la conexión bidireccional característica de las microrredes inteligentes.

6.2 Casos de estudio

Se van a analizar las diferentes situaciones de generación que pueden darse durante el año: disponibilidad de todas las tecnologías de generación, ausencia de energía eólica, ausencia de energía fotovoltaica y ausencia de energía minihidráulica.

A falta de información sobre la demanda horaria de electricidad, va a emplearse la curva típica de demanda eléctrica de REE para la realización de las gráficas, adaptándola al consumo máximo esperable de la ciudad de Salamanca (120 MWh).

Para la representación de las tecnologías eólicas, fotovoltaica y minihidráulica van a emplearse las curvas explicadas en el capítulo 3. La siguiente tabla es un resumen de las tecnologías y potencias que van a considerarse para generación:

Tecnología	Potencia instalada
Eólica	147,84 MW
Fotovoltaica	52 MW
Minihidráulica	14,7 MW

Tabla 19. Resumen tecnologías integrables

Se incluye nuevamente el perfil típico de generación de la energía solar y de la energía minihidráulica (en coherencia con la potencia instalada de la que se dispone) para facilitar el entendimiento de las gráficas.

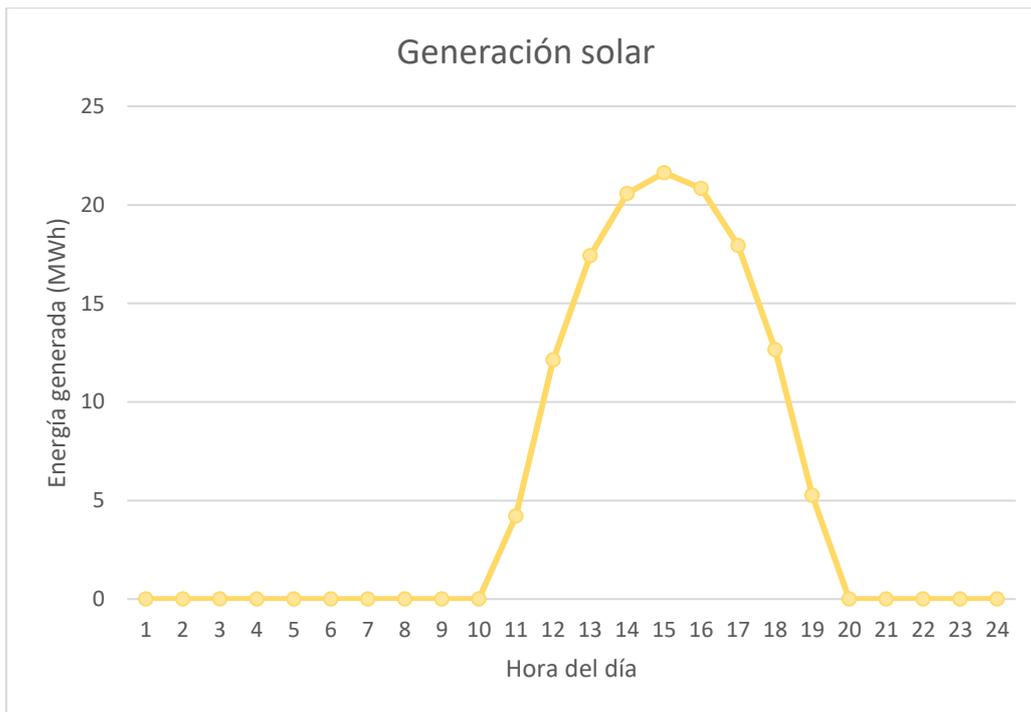


Figura 36. Curva típica generación solar

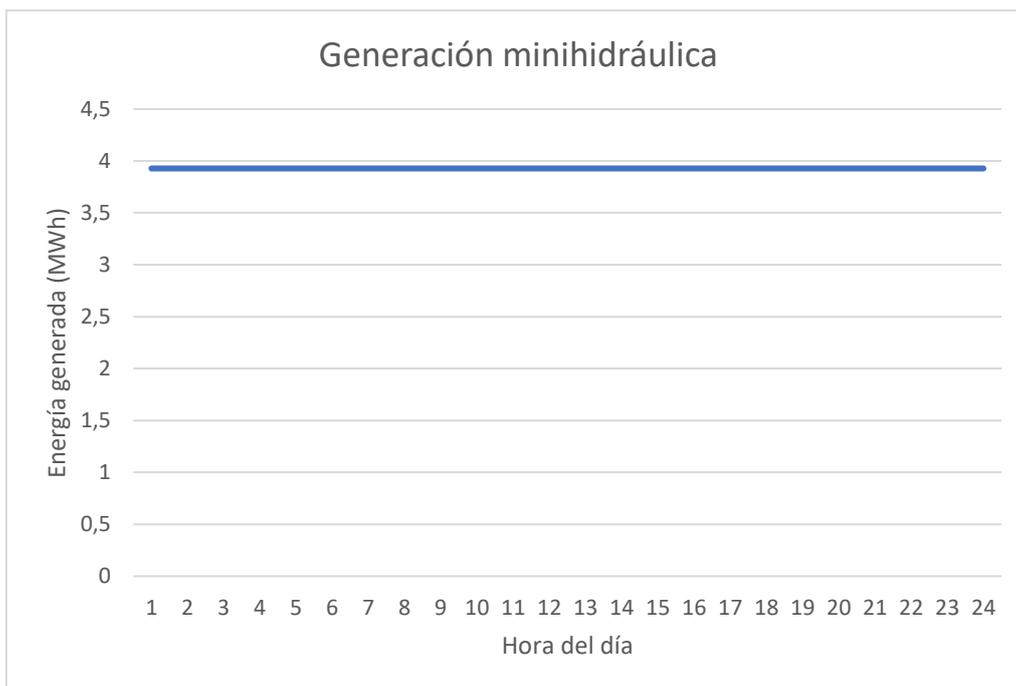


Figura 37. Curva típica generación minihidráulica

Respecto a la energía eólica, al tratarse de una tecnología totalmente aleatoria y no disponer de ninguna curva de generación típica, va a suponerse que se trata de una energía base, que mientras se encuentre en funcionamiento aportará energía, pero teniendo en cuenta el factor de carga de dicha tecnología, que se sitúa en torno al 25%.

Cabe destacar que, en el año 2015 [31], el 82% de la demanda eléctrica de la comunidad autónoma de Castilla y León fue cubierta mediante el uso de la tecnología eólica, convirtiéndola en la comunidad con mayor cobertura de demanda mediante el uso de este tipo de generación.

Aun así, la zona de Salamanca se encuentra cercada en el oeste por las montañas que tocan con Portugal. Es por ello por lo que para el análisis de las situaciones va a suponerse un factor de carga del 25%, a pesar de las características de la comunidad.

Al no disponer de suficiente capacidad de generación para cubrir los máximos (en el caso en que tanto la solar como la eólica estén operativas), va a reservarse el uso de las pilas de combustible para aquellos momentos de pico de demanda y/o en ausencia de otras tecnologías, y no como fuente base de generación.

Dado que se ha comprobado que la generación de la microrred es insuficiente para cubrir toda la demanda, se ha procedido al cálculo del porcentaje cubierto de media por la red principal de transporte, dando como resultado un 61%. Por tanto, de la demanda diaria de Salamanca, la microrred cubrirá de media el 39%.

6.2.1 Disponibilidad total de generación

En este caso todas las tecnologías de generación no gestionables se encuentran en funcionamiento y aportando energía a la microrred de Salamanca. Se representa en la siguiente figura un perfil diario de generación asumiendo como curva de demanda la calculada anteriormente.

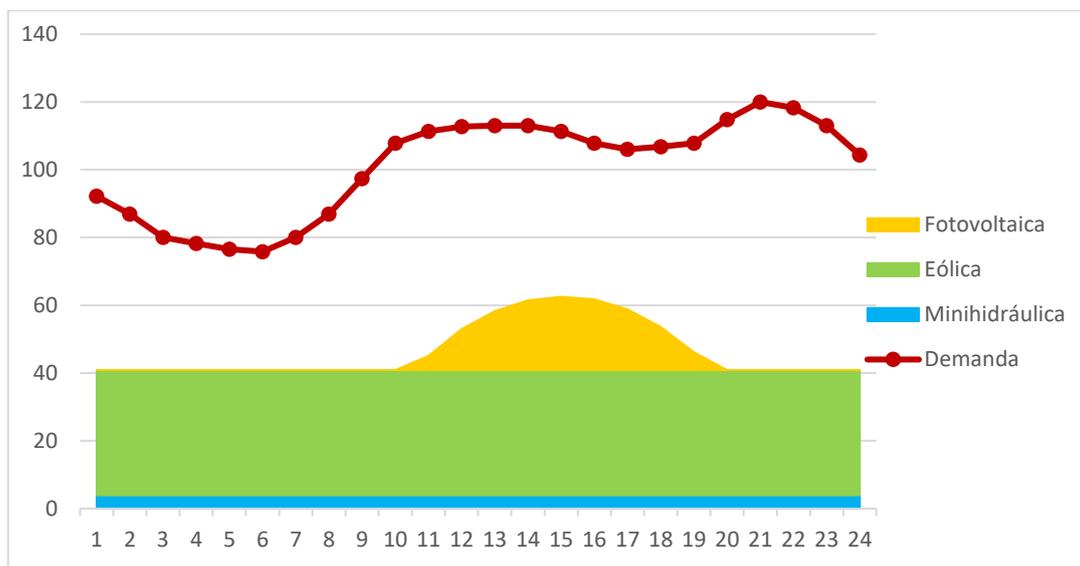


Figura 38. Generación-demanda con disponibilidad total [Elaboración propia]

Como se puede observar va a ser necesario el uso de las pilas de combustible para cubrir la demanda. Al no disponer de suficiente energía, las pilas de combustible van a emplearse únicamente en aquellos momentos donde la demanda esté en horas punta, de manera que suponga un ahorro frente a la opción de conectarse a la red de transporte.

Va a suponerse que se dispone de hidrógeno almacenado suficiente como para hacer funcionar todas las pilas de combustible, de manera que se dispone de un total de 120

MWh a repartir durante el día. Como ya se ha explicado van a utilizarse en aquellos puntos cuando la producción de energía es más cara (de 12:00 a 14:00 y de 20:00 a 23:00).

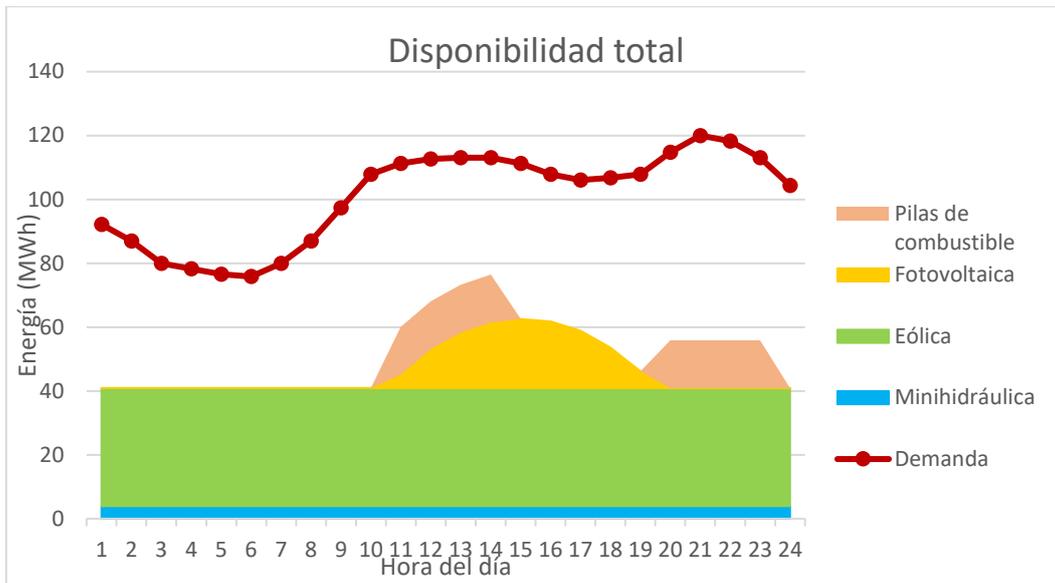


Figura 39. Generación-demanda con pilas de combustible [Elaboración propia]

En esta situación no se dispone de la energía suficiente como para aportar independencia energética total de la red. Sin embargo, se reduce mucho esta dependencia lo que permite reducir las pérdidas por el transporte de la energía eléctrica.

Se debe tener en cuenta que esta curva de demanda puede variar, pues se ha supuesto un pico de demanda que podría encontrarse por encima del real y por tanto la generación podría llegar a cubrir la demanda en algunos casos. Además, la posible mayor capacidad de generación de las tecnologías debido a su aleatoriedad (en especial de la eólica) podrían superar la demanda, en cuyo caso se vendería energía a la red de transporte y se almacenaría el hidrógeno para usarlo más adelante.

En lo que respecta a la generación eléctrica, la distribución de las diferentes tecnologías es la representada en la siguiente tabla, quedando demostrada la importancia de la energía eólica para la microrred.

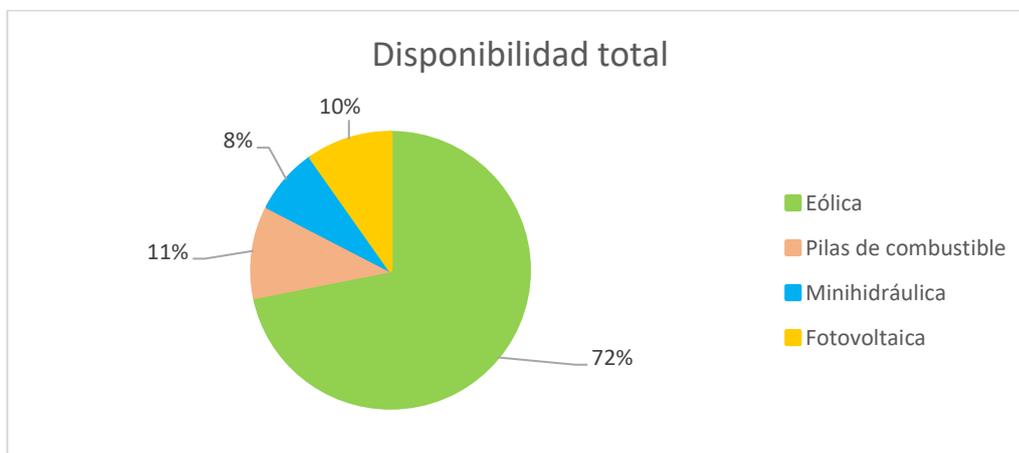


Figura 40. Reparto porcentual generación eléctrica

6.2.2 Ausencia tecnología eólica

Se trata del peor caso posible, pues la energía eólica es la tecnología con mayor aportación energética a la microrred.

Por su alta variabilidad y aleatoriedad, es lógico pensar que el caso de ausencia de energía eólica puede suceder habitualmente. Puede ocurrir tanto que se tengan vientos débiles que no permitan un aprovechamiento energético óptimo de los aerogeneradores como también la ausencia total de cualquier tipo de generación. Otra opción típica es que ciertos parques de aerogeneradores se encuentren parados mientras otros disponen de viento suficiente para poder funcionar.

Para la simplificación de las hipótesis, va a suponerse una ausencia total, pues quiere comprobarse el funcionamiento y la dependencia de la microrred en el peor de los casos. Aun así, esta situación típicamente no ocurrirá, pues la energía eólica queda indisponible a intervalos de horas y no de manera continuada durante el día.

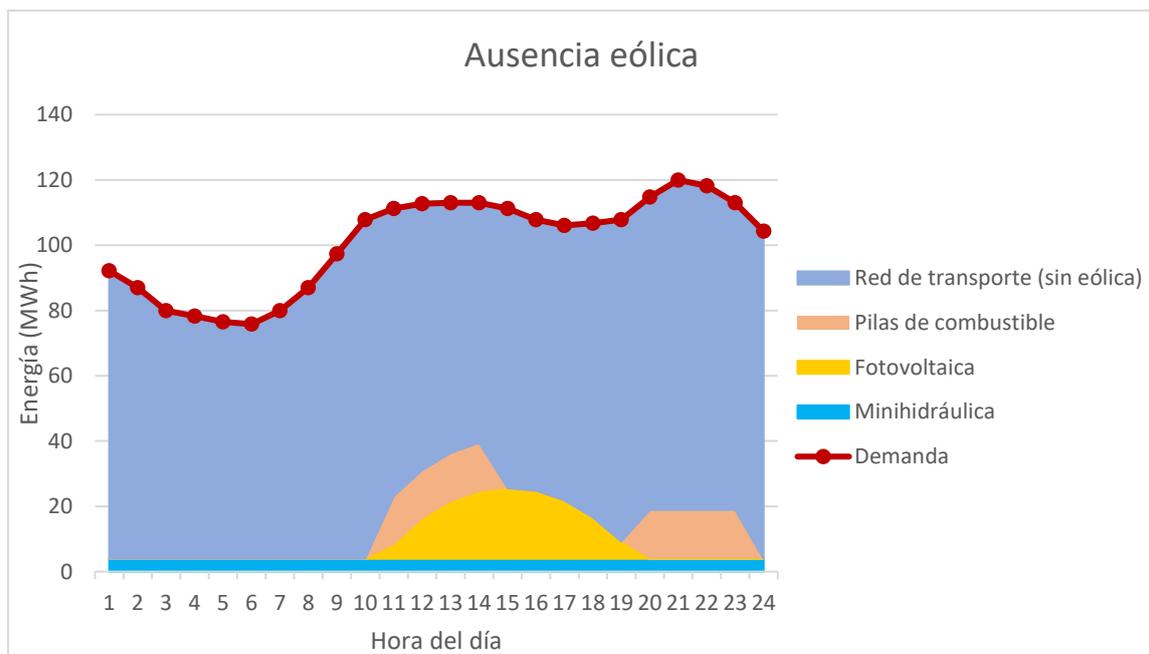


Figura 41. Generación-demanda ausencia eólica

Nuevamente las pilas de combustible van a emplearse en los puntos de demanda máxima para mejorar la viabilidad económica de la microrred.

La dependencia de la red de transporte en este caso es elevada, lo que denota la importancia de la energía eólica en el mix energético de Salamanca.

En este caso los porcentajes generación de la microrred vienen dados de la siguiente manera:

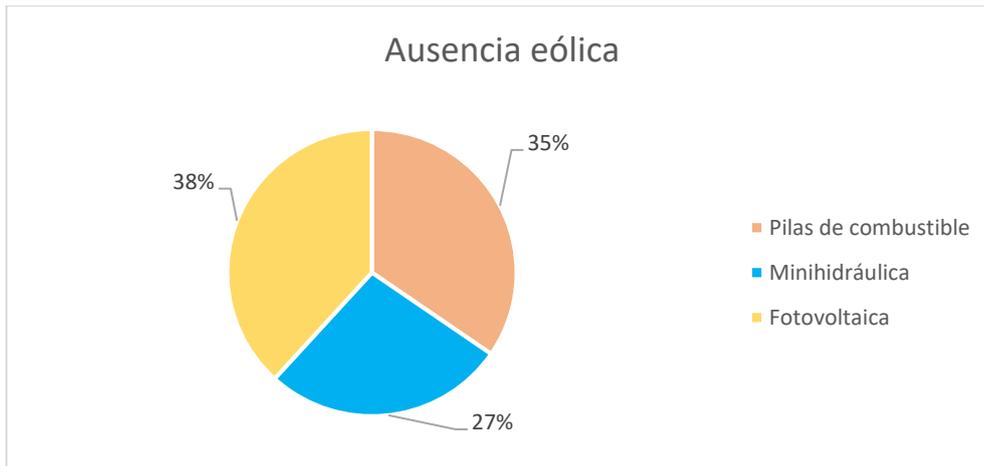


Figura 42. Reparto porcentual generación eléctrica (ausencia eólica)

6.2.3 Ausencia tecnología fotovoltaica

La ausencia de energía fotovoltaica influirá en menor medida debido a contar con menos potencia instalada.

Sin embargo, la coincidencia de los máximos de generación de la energía fotovoltaica con las horas punta de demanda de las horas de mediodía provoca la reducción del precio al no depender del mercado eléctrico. Por ello, su pérdida puede considerarse importante de cara a la viabilidad económica de la microrred.

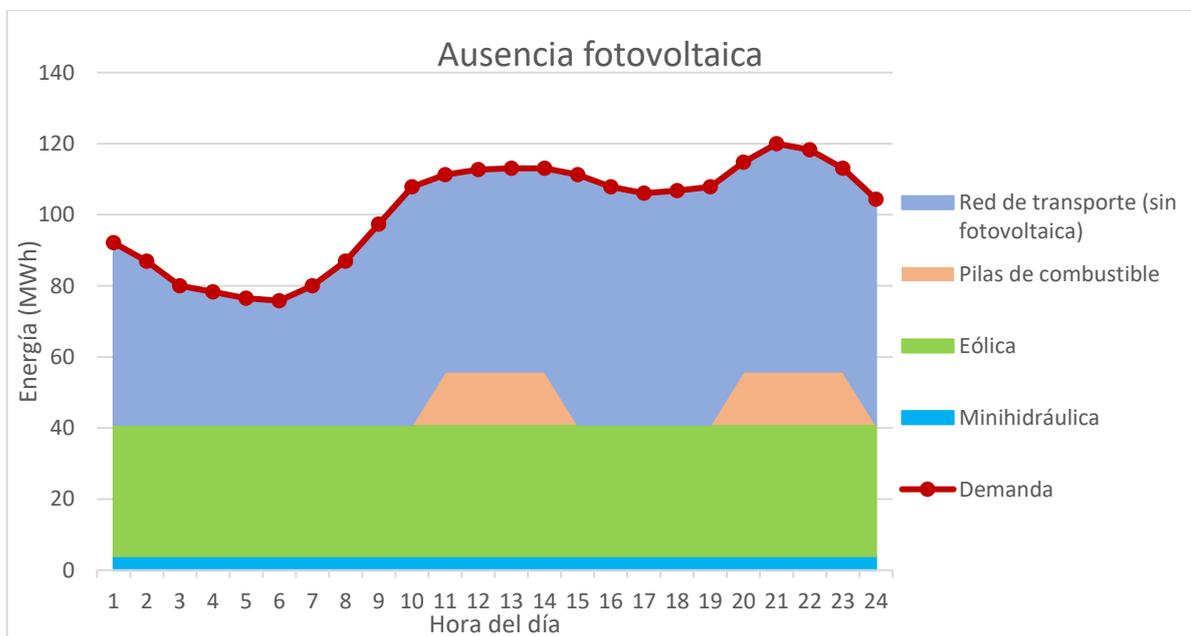


Figura 43. Generación-demanda ausencia solar

El mix energético vuelve a contar con una mayor participación de la energía eólica, que representa prácticamente toda la generación.

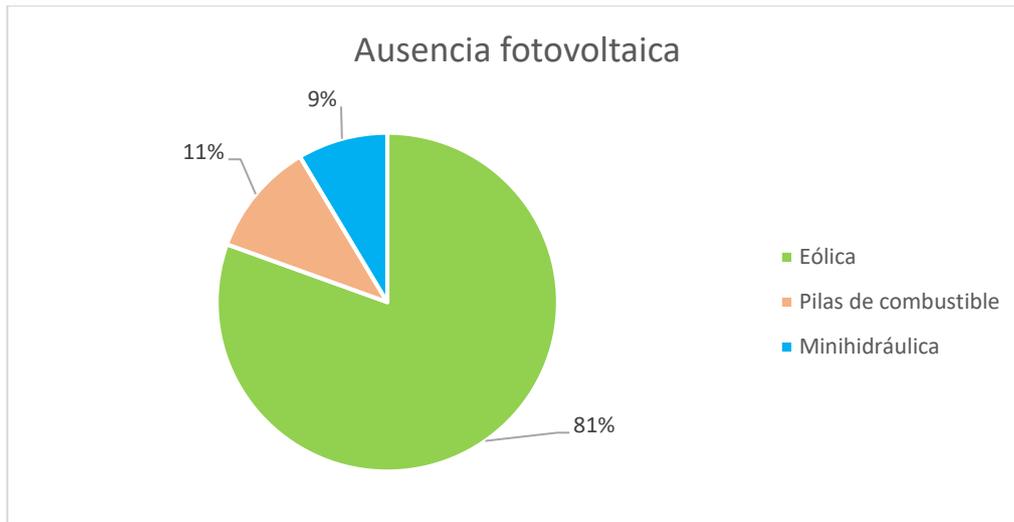


Figura 44 Reparto porcentual generación eléctrica (ausencia solar)

6.2.4 Ausencia tecnología minihidráulica

La generación diaria en caso de falta de aportación por parte de la energía minihidráulica se muestra en la siguiente figura:

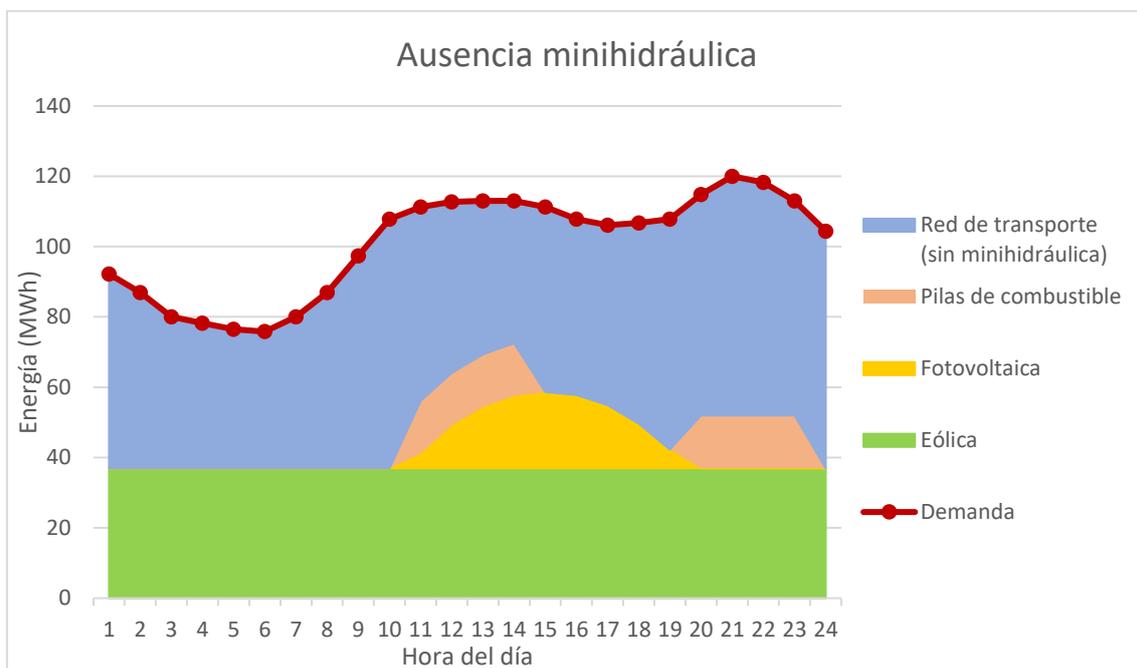


Figura 45. Generación-demanda ausencia minihidráulica

Apenas existe diferencia por la falta de la tecnología minihidráulica, debido básicamente a su pequeña aportación, que además ha sido considerada constante por tratarse de centrales de agua fluyente.

Hay un pequeño aumento de la dependencia con la red de transporte, pero no será determinante para la viabilidad de la microrred inteligente.

La siguiente figura representa los porcentajes de generación de cada tecnología:

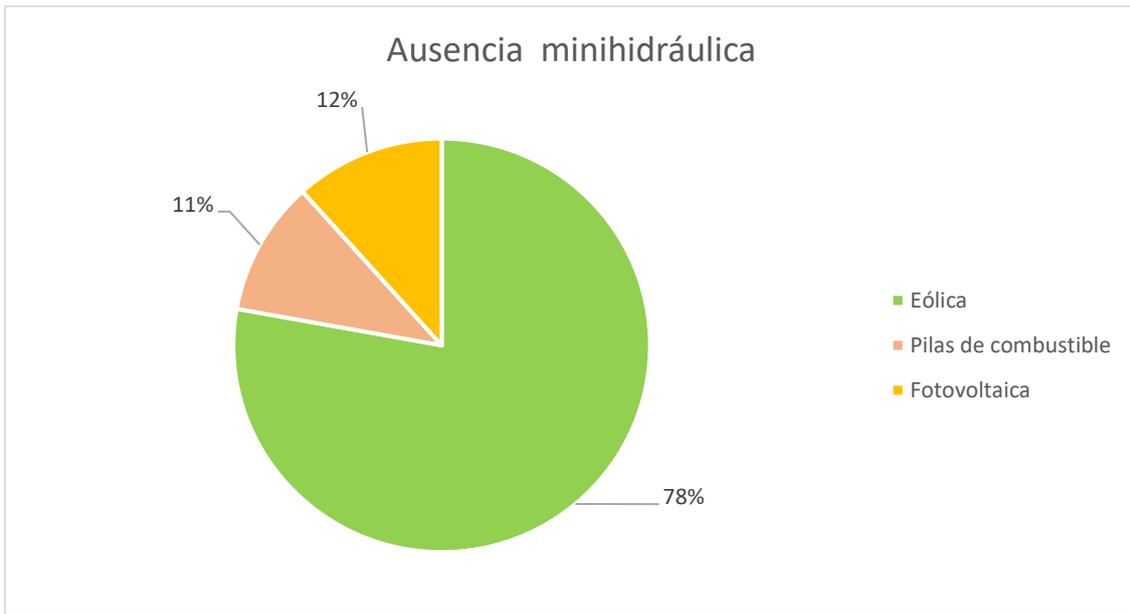


Figura 46. Reparto porcentual generación eléctrica (ausencia minihidráulica)

6.3 Resumen microrred inteligente

Se comprueba la gran importancia de la aportación de la energía eólica al mix de la ciudad de Salamanca. Además, el uso de las pilas de combustible en los picos de demanda ayudará a cubrir la demanda en aquellos momentos donde la energía se encuentra en sus precios más altos.

Dado que se ha comprobado que la generación de la microrred es insuficiente para cubrir toda la demanda, se ha procedido al cálculo del porcentaje cubierto de media por la red principal de transporte, dando como resultado un 61%. Por tanto, de la demanda diaria de Salamanca, la microrred cubrirá de media el 39%, suficientemente interesante como para considerar la creación de la microrred.

Estudio económico

7 Estudio económico

En este capítulo va a llevarse a cabo un análisis del coste de la energía para cada una de las fuentes de producción. Se considerarán los costes de inversión, los costes de operación y el mantenimiento y finalmente se deducirá el coste de producir electricidad con cada una de las tecnologías.

Para poder realizar un estudio económico correcto, van a tenerse en cuenta una serie de hipótesis para el cálculo:

1. La vida útil de todas las tecnologías integradas en la microrred va a considerarse de 25 años. Este será el periodo de amortización para la inversión inicial de las tecnologías.
2. La inversión inicial se contabilizará como realizada el año cero de estudio, a pesar de que ciertas instalaciones ya se encuentren operativas.
3. Para los costes de explotación va a tenerse en cuenta el IPC para el largo de vida útil de las instalaciones. Se estimará en un 2%.
4. A partir del cuarto año de explotación va a considerarse una curva de aprendizaje en las distintas tecnologías, que se tendrá en cuenta junto al IPC y se considerará de un 1,6%.

Toda la información económica se obtiene del estudio del IDAE “Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables” [32].

Para amortizar el coste de la inversión a lo largo de los 25 años, se supondrá un interés efectivo del 5% sobre el capital, y se calculará el valor a pagar cada año de la siguiente manera:

$$P = Co * \frac{r * (1 + r)^N}{(1 + r)^N - 1}$$

Siendo:

- P: amortización anual
- Co: coste de inversión total
- N: años de vida útil de la instalación

A continuación, se definen los costes económicos de las tecnologías integradas en la microrred (minihidráulica, eólica, fotovoltaica y la planta de gasificación por plasma) para una vez computado el cálculo poder obtener mediante ponderación el coste global de generación para el mix energético que conformará la microrred.

7.1 Estudio económico de la energía minihidráulica

El coste de producción de electricidad mediante el uso de la tecnología minihidráulica viene determinado por dos costes fundamentales:

- La inversión inicial para la instalación de la tecnología y su consiguiente puesta en marcha. Será un gasto localizado en el año cero que deberá ser amortizado a lo

largo de los 25 años de explotación de la tecnología, por lo que se calculará la amortización anual correspondiente.

- Los costes de operación y mantenimiento de todas las centrales minihidráulicas, que vienen integradas en un mismo coste y adaptados al año 2019.

En el caso concreto del proyecto, las centrales minihidráulicas y sus características concretas vienen especificadas en la siguiente tabla.

Instalación	Tipo de central	Potencia instalada (MW)	Producción anual esperada (GWh)
C.H. de Ledesma	Agua fluyente	1,471	3,8246
Central de Almenara	Agua fluyente	0,396	1,0296
Zorita de Valverdón	Agua fluyente	1	2,6
La Flecha	Agua fluyente	0,984	2,5584
Villagonzalo I y II	Agua fluyente	3,86	10,036
C.H. Santa Eolina	Agua fluyente	0,42	1,092
San Fernando	Agua fluyente	5	13
Puente Congosto I	Agua fluyente	0,88	2,288
C.H. El Tejado	Agua fluyente	0,75	1,95
Total		14,761	38,3786

Tabla 20. Resumen centrales minihidráulicas [Elaboración propia]

Para el cálculo de la producción anual, se ha supuesto un total de 2.600 horas de funcionamiento al año, según los datos típicos estipulados en el estudio del IDEA para centrales de agua fluyente.

7.1.1 Inversión inicial

Los costes de inversión para centrales hidráulica de agua fluyente se sitúan entre 1,3 y 1,6 M€ por MW instalado. En España debido al pequeño tamaño de las instalaciones, el precio ronda el rango superior. Para el proyecto, y según el IDAE, se asume un coste de 1,5 M€ por MW.

Los principales costes de la inversión son la turbina hidráulica, el generador y la obra civil. La instalación y el margen industrial (que incluye el coste del proyecto) también son gastos de inversión.

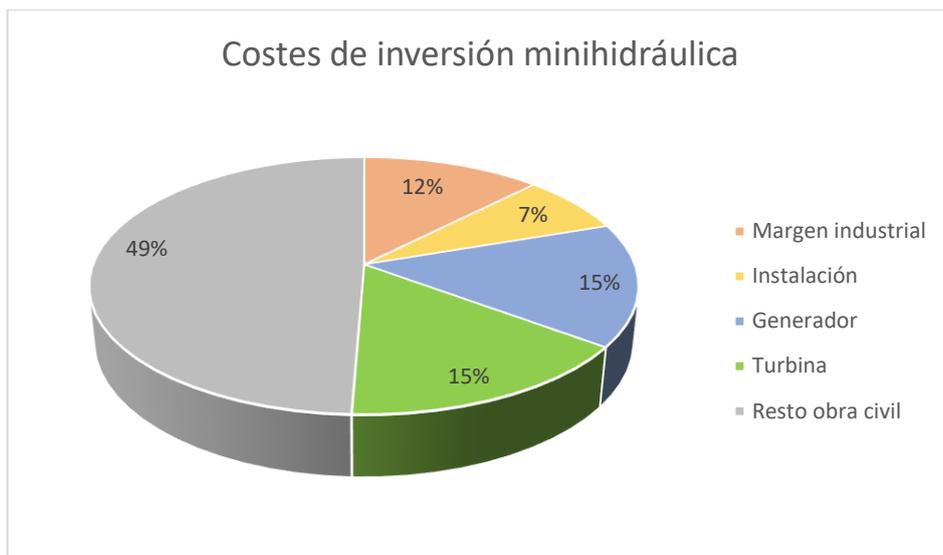


Figura 47. Distribución costes de inversión minihidráulica

Teniendo en cuenta los costes totales de inversión por cada MW instalado y los porcentajes representados por cada parte del proyecto, los costes de inversión resultan:

Instalación	Potencia instalada (MW)	Coste turbina	Coste generador	Coste obra civil	Coste instalación + margen industrial	Coste total
C.H. de Ledesma	1,471	340.509 €	340.509 €	1.089.630 €	435.852 €	2.206.500 €
Central de Almenara	0,396	91.667 €	91.667 €	293.333 €	117.333 €	594.000 €
Zorita de Valverdón	1	231.481 €	231.481 €	740.741 €	296.296 €	1.500.000 €
La Flecha	0,984	227.778 €	227.778 €	728.889 €	291.556 €	1.476.000 €
Villagonzalo I y II	3,86	893.519 €	893.519 €	2.859.259 €	1.143.704 €	5.790.000 €
C.H. Santa Eolina	0,42	97.222 €	97.222 €	311.111 €	124.444 €	630.000 €
San Fernando	5	1.157.407 €	1.157.407 €	3.703.704 €	1.481.481 €	7.500.000 €
Puente Congosto I	0,88	203.704 €	203.704 €	651.852 €	260.741 €	1.320.000 €
C.H. El Tejado	0,75	173.611 €	173.611 €	555.556 €	222.222 €	1.125.000 €
Total	14,761					22.141.500 €

Tabla 21. Costes de inversión minihidráulica

Toda esta inversión deberá ser amortizada a lo largo de los 25 años estimados como vida útil de las centrales minihidráulicas. El coste total debido a la amortización será de **1,57 M€ cada año**.

7.1.2 Costes de explotación

Los **costes de operación y mantenimiento** para las centrales minihidráulicas de agua fluyente según el IDAE son de 50€/kW instalado suponiendo 2.600 horas de funcionamiento. Por tanto, el coste total de este concepto será **738.050 € al año**.

Ambos costes deberán ser pagados durante los 25 años de vida de la instalación aplicando un IPC del 2% y la curva de aprendizaje del 1,6% anual aplicada desde el año 4.

7.1.3 Resumen de costes tecnología minihidráulica

Para el computo de los costes finales de todas las instalaciones minihidráulicas se sumarán los costes de amortización de cada año y los costes de operación y mantenimiento (afectados por la subida anual del IPC y por la reducción debido a la curva de aprendizaje a partir del 4º año). Se obtendrá también el precio de cada kWh producido.

En la siguiente tabla se recogen los costes anuales y su evolución, así como el coste del kWh de electricidad a lo largo de los 25 años de vida útil de las instalaciones:

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Coste amortización (M€)	1,571	1,571	1,571	1,571	1,571	1,571
Coste de explotación (M€)	0,738	0,774	0,790	0,806	0,822	0,838
Electricidad producida (GWh)	38,379	38,379	38,379	38,379	38,379	38,379
Precio electricidad (€/kWh)	0,06016	0,06110	0,06151	0,06192	0,06235	0,06278

Tabla 22. Resumen de costes tecnología minihidráulica

El precio medio del kWh resulta de 0,06164 €.

7.2 Estudio económico de la energía eólica

Para el análisis de costes de las instalaciones de energía eólica se tendrán nuevamente en cuenta los costes de inversión de todas las instalaciones y los costes de operación y mantenimiento anuales correspondientes. Con ello se calculará el coste de producir cada kWh de energía y la inversión inicial será amortizada a lo largo de los 25 años de vida útil de las instalaciones.

Para ser más exactos con el cálculo de los precios se tendrá en cuenta el tipo de aerogenerador y sus características. De nuevo, los datos económicos de costes serán los aportados por el estudio del IDAE.

Se cuenta con las siguientes instalaciones eólicas en el proyecto [33]:

Parque eólico	Aerogenerador	Tecnología	Nº turbinas	Potencia instalada (MW)	Producción anual esperada (GWh)
Sierra de Dueña	Gamesa, G-58	DFIG	37	31,45	69,19
Matabuey	Vestas, V-90	DFIG	8	16,2	35,64
Los Concejiles	Ecotecnia 74	DFIG	7	11,69	25,718
Teso Santo (Santiz y Palacios de Arzobispo)	Vestas, V-90	DFIG	25	50	110
Alba de Tormes	Vensys Energy	-	3	4,5	9,9
Bandeleras	Gamesa, G-90	DFIG	18	34	74,8
Total				147,84	325,248

Tabla 23. Resumen parques eólicos [Elaboración propia]

Para el cálculo de la producción anual esperada se ha supuesto un funcionamiento medio anual de 2.200 horas.

7.2.1 Inversión inicial

Los costes de inversión dependen del tipo de aerogenerador, la altura de la torre, la configuración multiplicador/generador y la facilidad de acceso a la instalación. Los costes suelen rondar entre 1 y 1,3 M€/MW, según las características citadas.

Para el caso del proyecto, dado que se trata de aerogeneradores de características relativamente parecidas, va a estimarse un coste medio de 1,15 M€/MW.

Los principales gastos para el proyecto de un parque eólico vienen dados por el aerogenerador, que es la parte más cara (e importante), la obra civil, los equipamientos y conexiones eléctricas y finalmente los costes de promoción. El porcentaje de estos se representa en la siguiente gráfica:

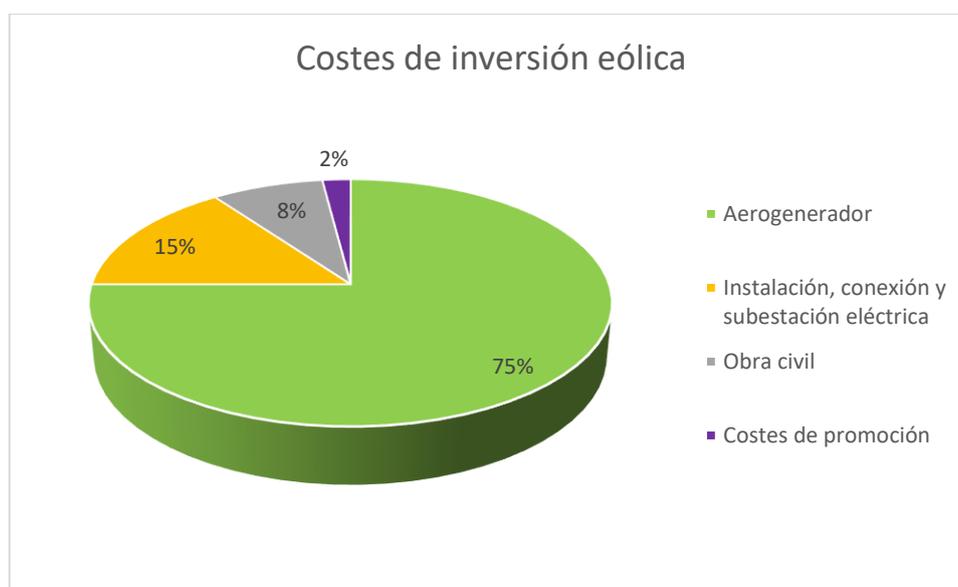


Tabla 24. Distribución costes de inversión eólica

Basado en los porcentajes de cada uno de los componentes de un parque eólico tipo, se estiman los costes de inversión iniciales de la siguiente manera:

Parque eólico	Potencia instalada (MW)	Coste aerogenerador	Coste instalación eléctrica	Coste obra civil	Costes de promoción	Coste total
Sierra de Dueña	31,45	27.125.625 €	5.432.417 €	2.880.275 €	729.183 €	36.167.500 €
Matabuey	16,2	13.972.500 €	2.798.256 €	1.483.639 €	375.605 €	18.630.000 €
Los Concejiles	11,69	10.082.625 €	2.019.235 €	1.070.601 €	271.038 €	13.443.500 €
Teso Santo (Santiz y Palacios de Arzobispo)	50	43.125.000 €	8.636.593 €	4.579.133 €	1.159.274 €	57.500.000 €
Alba de Tormes	4,5	3.881.250 €	777.293 €	412.122 €	104.335 €	5.175.000 €
Bandeleras	34	29.325.000 €	5.872.883 €	3.113.810 €	788.306 €	39.100.000 €
Total						170.016.000 €

Toda esta inversión deberá ser amortizada a lo largo de los 25 años estimados como vida útil de las instalaciones eólicas. El coste total debido a la amortización será de **12,06 M€ cada año**.

7.2.2 Costes de generación, operación y mantenimiento

Los **costes de operación y mantenimiento** para los parques eólicos según el IDAE son de 45.000€ por MW instalado. Estos costes incluyen el mantenimiento de los aerogeneradores, el mantenimiento de la instalación eléctrica, seguros anuales de la inversión, el coste de alquiler, tasas y costes por gestión y administración. El coste total por este concepto será **6.652.800 € al año**.

Ambos costes deberán ser pagados durante los 25 años de vida de las instalaciones aplicando un IPC del 2% y la curva de aprendizaje del 1,6% anual aplicada desde el año 4.

7.2.3 Resumen de costes tecnología eólica

Para el computo de los costes finales de todas las instalaciones eólicas se sumarán los costes de amortización de cada año y los costes de generación, operación y mantenimiento (afectados por la subida anual del IPC y por la reducción debido a la curva de aprendizaje a partir del 4º año). Se obtendrá también el precio de cada kWh producido.

En la siguiente tabla se recogen los costes anuales y su evolución, así como el coste del kWh de electricidad a lo largo de los 25 años de vida útil de las instalaciones:

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Coste amortización (M€)	12,063	12,063	12,063	12,063	12,063	12,063
Coste de explotación (M€)	6,653	6,977	7,118	7,261	7,408	7,557
Electricidad producida (GWh)	325,248	325,248	325,248	325,248	325,248	325,248
Precio electricidad (€/kWh)	0,05754	0,05854	0,05897	0,05941	0,05986	0,06032

Tabla 25. Resumen de costes tecnología eólica

El precio medio del kWh resulta de 0,05911 €.

7.3 Estudio económico de la energía fotovoltaica

Se procede al estudio de los costes de las instalaciones fotovoltaicas incluidas en el proyecto.

Los costes que van a tenerse en cuenta van a ser los costes de inversión de cada una de las instalaciones y los costes de operación y mantenimiento que estas suponen. Una vez calculados se procederá al cálculo del coste de producción de cada kWh de energía.

El coste de inversión inicial será amortizado a lo largo de 25 años, por lo que también se calculará el coste de amortización anual que le corresponde.

Por otro lado, los costes de operación y mantenimiento y el coste de generación son anuales. Se les aplicará un IPC del 2% anual y una reducción del 1,6% anual debido a la curva de aprendizaje a partir del año 4.

De nuevo, se utilizarán los datos económicos proporcionados por el IDAE. Se utilizarán datos de la tecnología más madura (módulos de silicio cristalino) para instalaciones en suelo. Los datos se adaptarán al año 2019 según la evolución de los costes estimada por el IDAE.

Se cuenta con las siguientes instalaciones fotovoltaicas en el proyecto:

Instalación	Potencia instalada (MW)	Producción anual esperada (GWh)
Valverdón	5	7,8
Zarapicos	11,69	18,2364
San Pedro del valle	1,4	2,184
Zorita de la frontera	2	3,12
Mozárbez	4,44	6,9264
Pitiegua	4,3	6,708
Narros de Matalayegua	1,13	1,7628
Ledesma	0,84	1,3104
Pedrosillo el Ralo	0,9	1,404
Topas	0,5	0,78
Galindo y Perahuy	0,55	0,858
Morille	3,3	5,148
Negrilla de Palencia	0,64	0,9984
Salamanca	1,6	2,496
Carbajosa de la Sagrada	3,3	5,148
Abusejo	11,17	17,4252
Total	52,76	82,3056

Tabla 26. Resumen instalaciones fotovoltaicas [Elaboración propia]

Para el cálculo de la producción anual esperada se ha supuesto un funcionamiento medio anual de 1.560 horas, estimado por el IDAE.

7.3.1 Inversión inicial

Los costes de inversión dependen del tipo de módulo utilizado, que puede ser de tecnología cristalina (silicio cristalino) o módulo de capa delgada (thin film) y también del tipo de instalación, que puede ser en el suelo o en tejado.

Para el caso del proyecto, van a utilizarse los datos de costes de los módulos cristalinos en suelo, por ser los que se emplean.

Estos costes incluyen el propio módulo y el resto del sistema (inversor, estructura metálica, montaje y cableado), la ingeniería, obra civil y el margen al contratista llave en mano y licencias y otros gastos asociados.

Para el año 2019, el IDAE estima los costes de inversión en 1,15 M€/MW, por lo que el coste total de inversión inicial del proyecto será de **60,674 M€**, amortizado de manera anual, siguiendo la fórmula explicada anteriormente, con un coste de **4,3 M€/año**.

7.3.2 Costes de generación, operación y mantenimiento

Los **costes de operación y mantenimiento** para este tipo de tecnología son de 42.500€ por MW instalado según el IDAE. El coste total por este concepto será **2.242.300 € al año**.

Ambos costes deberán ser pagados durante los 25 años de vida de las instalaciones aplicando un IPC del 2% y la curva de aprendizaje del 1,6% anual aplicada desde el año 4.

7.3.3 Resumen de costes tecnología fotovoltaica

Para el computo de los costes finales de todas las instalaciones fotovoltaicas se sumarán los costes de amortización de cada año y los costes de operación y mantenimiento (afectados por la subida anual del IPC y por la reducción debido a la curva de aprendizaje a partir del 4º año). Se obtendrá también el precio de cada kWh producido.

En la siguiente tabla se recogen los costes anuales y su evolución, así como el coste del kWh de electricidad a lo largo de los 25 años de vida útil de las instalaciones:

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Coste amortización (M€)	4,305	4,305	4,305	4,305	4,305	4,305
Coste de explotación (M€)	2,242	2,352	2,399	2,447	2,497	2,547
Electricidad producida (GWh)	82,306	82,306	82,306	82,306	82,306	82,306
Precio electricidad (€/kWh)	0,07955	0,08088	0,08145	0,08204	0,08264	0,08325

Tabla 27. Resumen de costes tecnología fotovoltaica

El precio medio del kWh producido es de 0,08163 €.

7.4 Estudio económico de la planta de gasificación

Para el estudio de la tecnología de plasma deberán tenerse en cuenta los tres procesos elementales que la integran:

- La gasificación por plasma de los residuos mediante el proceso explicado en anteriores capítulos.
- El ciclo de Rankine, como método de aprovechamiento de la energía contenida en forma de calor residual en el gas de síntesis obtenido en la vasija de plasma y que se enfría para ser aprovechado para generar electricidad mediante la cesión de calor al ciclo.
- Las pilas de combustible de hidrógeno, que acumularán el hidrógeno que se obtiene como resultado del proceso de gasificación por plasma para ser aprovechado energéticamente.

Se analizan cada uno de los tres procesos por separado:

7.4.1 Gasificación por plasma

La planta de gasificación por plasma se encontrará en funcionamiento durante al menos 8040 horas al año, suponiendo un mes de parada para mantenimiento y reparaciones.

La cantidad de residuos que entrarán y serán procesados se determinó de un total de 225 toneladas diarias, siendo la capacidad total de proceso de la vasija de plasma de 250 toneladas diarias.

El hidrógeno obtenido (contenido en el gas de síntesis) a partir del proceso que tiene lugar en la instalación será posteriormente aprovechado para la generación de energía, pero no será en la propia planta sino mediante las pilas de combustible y el ciclo de Rankine. Por este motivo, en este apartado únicamente se tendrán en cuenta los costes de inversión de la planta y los costes de explotación de esta, pues no existe generación eléctrica como tal.

Se supondrá una vida útil de la instalación de 25 años, al igual que las otras tecnologías. Durante este tiempo se amortizará el coste de la inversión inicial de manera anualizada.

Respecto a los costes de explotación, se les aplicará una subida anual de un 2% asociada al IPC, con una curva de aprendizaje del 1,6% a partir del año 4.

Para la realización del estudio se utiliza la información proporcionada por la empresa Materiales Renovados y los datos económicos empleados serán obtenidos del proyecto fin de carrera de Almudena Valenciano, adaptados a las características concretas de la planta de este proyecto.

7.4.1.1 Inversión inicial

Este coste incluye todos aquellos gastos relacionados con la adquisición e instalación de los componentes de la planta de gasificación por plasma:

- Sistema de alimentación de residuos
- Gasificador
- Sistema de antorcha
- Sistema de control
- Sistema de retirada de residuos del gasificador

➤ Equipos de protección y medida

Esta inversión se supone en el año 0 y en un único pago que irá amortizándose a lo largo de los 25 años restantes de vida útil de la planta. Para la amortización de la inversión se asumirá un interés efectivo del 5%.

Para el caso concreto del proyecto se estiman todos estos costes en 36 millones de €, que resultarán en un **coste amortización** anual de **2,55 M€**. Este coste se realizará de un único pago al comienzo de la instalación.

7.4.1.2 Costes de explotación

Con los costes de explotación se cubrirán tanto los costes de operación y mantenimiento como los costes del personal requerido. Los costes de personal serán acordes a la cantidad de gente requerida para el tamaño de la planta.

Habrà en planta 3 operarios de manera constante, por lo que se tendrá un total de 9 empleados en turnos de 8 horas cada uno.

Para cada turno habrá también un jefe de planta asociado, por lo que finalmente se tendrán 3 jefes de planta.

Se incluye en la siguiente tabla un resumen de los costes de explotación:

Coste operación y mantenimiento	€/Tm	Tm	Total (€)
Consumibles químicos	9	80300	722700
Electrodos	5	80300	401500
Mantenimiento refractario y antorchas	6	80300	481800
Mantenimiento general	7	80300	562100
Total			2168100

Tabla 28. Costes explotación planta gasificación

Coste personal	Salario (€/persona)	Nº empleados	Total (€)
Operarios	24000	9	216000
Jefes de planta	48000	3	144000
Total			360000

Tabla 29. Costes personal planta gasificación

Este será el coste del primer año de **operación** de la planta, un total de **2,52 M€**. Como ya se ha comentado, se le aplicará un 2% de subida anual por el IPC y, a partir del 4º año, una reducción del 1,6% debido a la curva de aprendizaje de la tecnología.

7.4.2 Ciclo de Rankine

El ciclo de Rankine del proceso genera una energía de 8,614 GWh de manera anual.

Para la elaboración del estudio económico del ciclo de Rankine se utilizará como base el proyecto de Almudena Valenciano, adaptado a las características de producción del ciclo de este proyecto.

7.4.2.1 *Inversión inicial*

La inversión inicial incluye los gastos de los equipos, la instalación y demás costes para la construcción de la planta. La inversión inicial será de 7,16 millones de Euros.

Este coste será amortizado a lo largo de los 25 años de vida útil previstos para la planta y se le aplicará el 2% de subida del IPC y el 1,6% de reducción por la curva de aprendizaje, anualmente.

La **amortización** anual resultante es de **0,508 M de euros**.

7.4.2.2 *Costes de explotación*

Los costes de explotación (operación y mantenimiento) son de **0,119 M€** durante el primer año. Como en los demás casos, se le aplica el IPC al 2% con la reducción por la curva de aprendizaje del 1,6% a partir del 4º año.

7.4.3 *Pilas de combustible*

A diferencia de las otras tecnologías integradas en la microrred, las pilas de combustible se encuentran aún en una fase de desarrollo e investigación. A pesar de existir distintas opciones viables, siguen siendo una tecnología con un largo recorrido por delante por lo que su precio es todavía elevado.

Se incluyen en el mix energético de la microrred por ser imprescindibles para poder contar con una tecnología de respaldo que cubra las variaciones de demanda cuando no se encuentren disponibles las tecnologías no gestionables.

Para determinar los costes de inversión y de explotación se emplearán los datos económicos aportados por la empresa Ballard Power Systems, cuya pila de combustible ha sido elegida como óptima.

7.4.3.1 *Inversión inicial*

Según los datos aportados, los costes por cada pila de combustible adquirida ascienden a 2,61 M€ por unidad incluido el almacenamiento de hidrógeno asociado a cada pila.

Por tanto, teniendo en cuenta la adquisición de 120 pilas (para poder aportar hasta 120 MWh de energía) se tiene un total de:

$$\text{Coste inicial} = 2,61 \frac{\text{M€}}{\text{pila}} * 120 \text{ pilas} = 313,2 \text{ M€}$$

El coste se amortizará anualmente durante los 25 años de vida útil previstos, dando como resultado una amortización anual de **22,22 M€**.

7.4.3.2 *Costes de explotación*

El precio estimado por parte de la empresa Ballard Power Systems para la explotación de sus pilas de combustible se sitúa en torno a los 20\$/MWh.

Para poder expresarlo en € se aplica el cambio dólar-euro actual de resultando un precio de 17,72 €/MWh (con un cambio de 1\$/0,89€).

Por tanto, asumiendo un funcionamiento diario de las pilas aportando 120 MWh (la suposición para cubrir únicamente picos de demanda) se espera una producción anual de:

$$\text{Producción pilas} = 120 \frac{\text{MWh}}{\text{día}} * 365 \text{ días} = 43.800 \text{ MWh}$$

Se obtendrá como resultado por **explotación** un coste anual de **776.136 €** al año, que se verán incrementados anualmente con el 2% del IPC y reducidos a partir del año 4 por la curva de aprendizaje en un 1,6%.

7.4.3.3 Resumen costes pilas de combustible

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Coste amortización (M€)	25,285	25,285	25,285	25,285	25,285	25,285
Coste de explotación (M€)	3,435	3,603	3,675	3,749	3,825	3,902
Electricidad producida (GWh)	43,800	43,800	43,800	43,800	43,800	43,800
Precio electricidad (€/kWh)	0,65570	0,65952	0,66118	0,66287	0,66460	0,66636

Tabla 30. Resumen de costes pilas de combustible

El precio medio de la electricidad es de 0,66171 €/kWh para la generación con pilas de combustible durante sus 25 años de vida útil.

A pesar de ser una cifra de costes elevada, esto es debido principalmente a la gran inversión necesaria y a la poca generación asumida para el caso del proyecto. Si se lograra que las pilas estuvieran en funcionamiento un tiempo mayor, se reduciría drásticamente el coste de generación.

7.5 Evaluación económica de la microrred

A partir de los estudios económicos llevados a cabo sobre cada una de las tecnologías de la microrred, pueden compararse las diferentes fuentes de generación para ver cuál de ellas resulta más competitiva.

Durante los 25 años de vida útil esperados para las instalaciones, se presentan a continuación el coste medio y la producción anual de las diferentes tecnologías consideradas:

Tecnología	Coste medio (€/kWh)	Producción anual esperada (GWh)
Minihidráulica	0,062	38,38
Eólica	0,059	325,25
Fotovoltaica	0,082	82,31
Pilas de combustible	0,66171	43,80

Tabla 31. Comparativa costes de las tecnologías

Se incluye también una gráfica comparativa de los costes de cada tecnología:

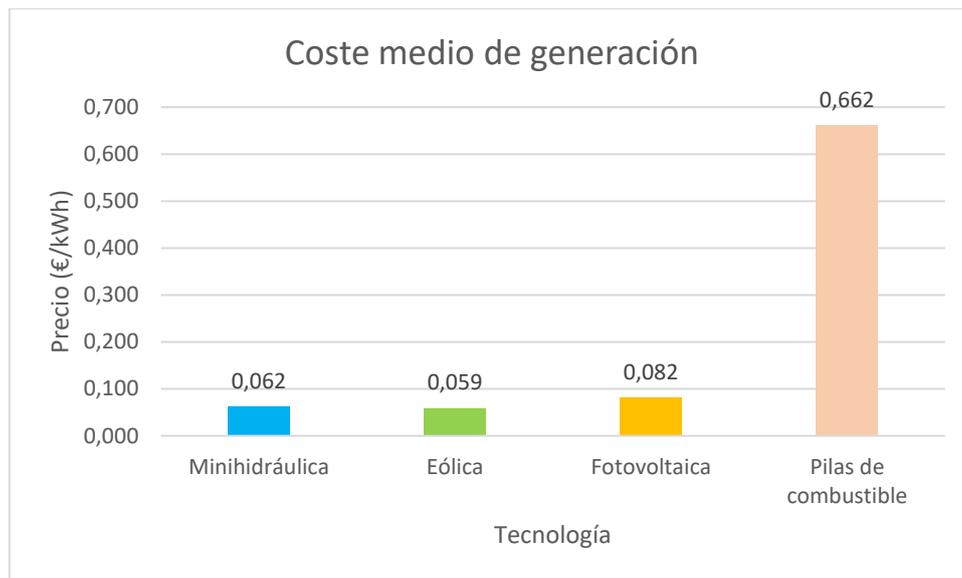


Figura 48. Costes medios para cada tecnología

Como se aprecia en la gráfica, las tecnologías renovables no gestionables resultan más económicas que las pilas de combustible, siendo la más cara la tecnología fotovoltaica y la más barata la eólica.

Esto es debido principalmente a la gran inversión inicial necesaria para las pilas de combustibles, que al tratarse de una tecnología todavía en campo de desarrollo presenta precios elevados.

Aun así, debido a la utilización asumida en el proyecto de las pilas de combustible en aquellos momentos donde la demanda sea máxima (en los picos), la tecnología de pilas de combustible verá su inversión compensada con respecto al gasto que supondría conectarse a la red y comprar electricidad.

La menor rentabilidad también es debido a la suposición de que las pilas de combustible únicamente aportarán diariamente 120 MWh, lo que podría no ser así en el caso en el que se disponga de suficiente hidrógeno almacenado como para poder tener todas las pilas en funcionamiento durante un tiempo mayor, lo que aumentaría notablemente su producción reduciendo con ello su coste, debido a la producción mayor a la esperada por parte de las energías renovables o a una demanda menor.

Para hacer un análisis menos conservador y comprobar la diferencia económica que esto supondría, va a plantearse el caso en el que las 120 pilas de combustible se encuentren en funcionamiento durante 10 horas al día con una producción máxima. Se asumen 10 horas por ser una cifra razonable del funcionamiento diario de las pilas.

Esta producción ocurrirá durante 334 días (1 mes de parada por mantenimiento y reparaciones) al año, con una producción anual de:

$$120 \text{ MW} * 10 \text{ horas} * 334 \text{ días} = 400.800 \text{ MWh /año}$$

Con esta nueva suposición, los costes se ven reducidos a 0,0893 €/kWh, una reducción muy significativa.

Por tanto:

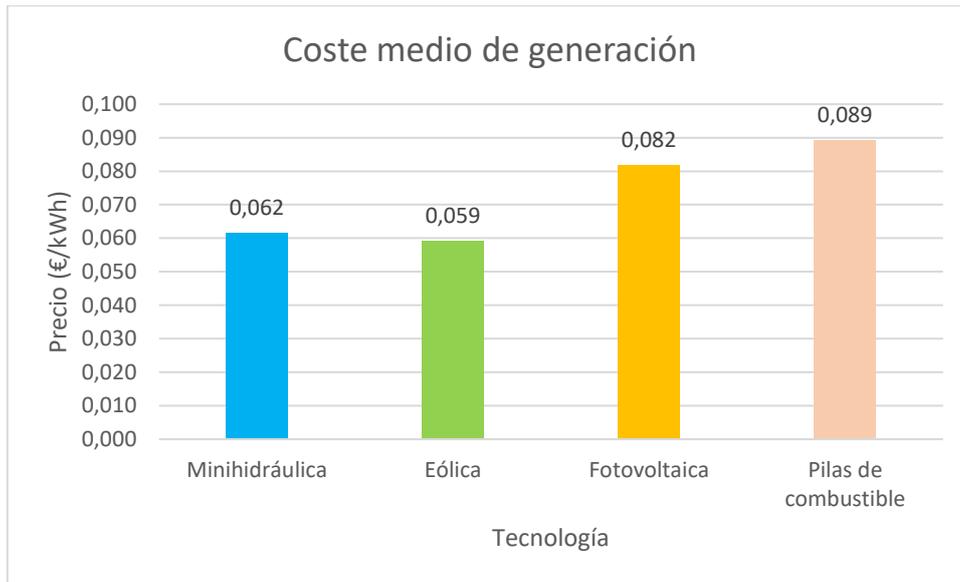


Figura 49. Costes medios tecnologías con mayor participación de pilas

Como se puede observar, y es lógico, cuanto mayor sea la producción de energía a partir de las pilas de combustible más rentable será el proyecto.

El problema con las pilas de combustible viene dado entonces por su gran inversión inicial, pero si consiguen aprovecharse eficientemente durante tiempos elevados, la viabilidad económica de las mismas crece de manera muy notable. Por ello, será interesante que la producción de hidrógeno sea máxima y el transporte hasta las pilas sea lo más rápido posible.

8 Rentabilidad de la microrred

Para comprobar la competitividad y rentabilidad de la microrred será necesaria una comparación frente a los costes que supondría obtener la energía a partir de la red principal de transporte.

Antes de realizar cualquier cálculo, es esperable que sea más económico obtener la energía de la microrred ya que esta no incluye las tasas que se han comentado en el proyecto (primas de las renovables, no operabilidad de los ciclos combinados, ... entre otras) que encarecen la tarifa eléctrica en España.

Se muestra a continuación el desglose de la tarifa eléctrica española:

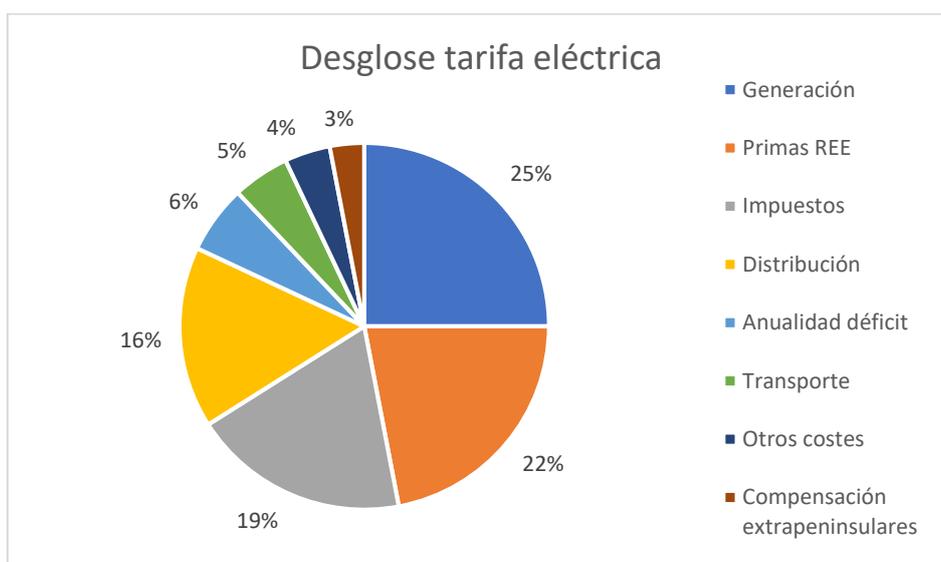


Figura 50. Desglose tarifa eléctrica en España [34]

Basándonos en el desglose tarifario de la factura típica de la luz, puede observarse que para el caso concreto del proyecto existen varios costes que no deberán ser cubiertos.

En primer lugar, las primas no serán incluidas en la factura generada por la microrred, pues no se aportará ninguna subvención a las energías renovables. Otro coste muy importante que se eliminará será el gasto por transporte ya que la microrred únicamente proveerá energía a la zona circundante a Salamanca.

Para la comparación de los costes, va a emplearse el PVPC (precio voluntario para el pequeño consumidor) de tarifa sin discriminación horaria y que incluye a aquellos consumidores con tarifas contratadas menores a 10 kW. Se supone que la gran mayoría de los consumidores que se verán beneficiados por la microrred están incluidos dentro de esta categoría.

Únicamente por la supresión de los costes asociados al transporte y a cubrir las primas a las renovables se reduce en casi un 30% el coste total de la energía.

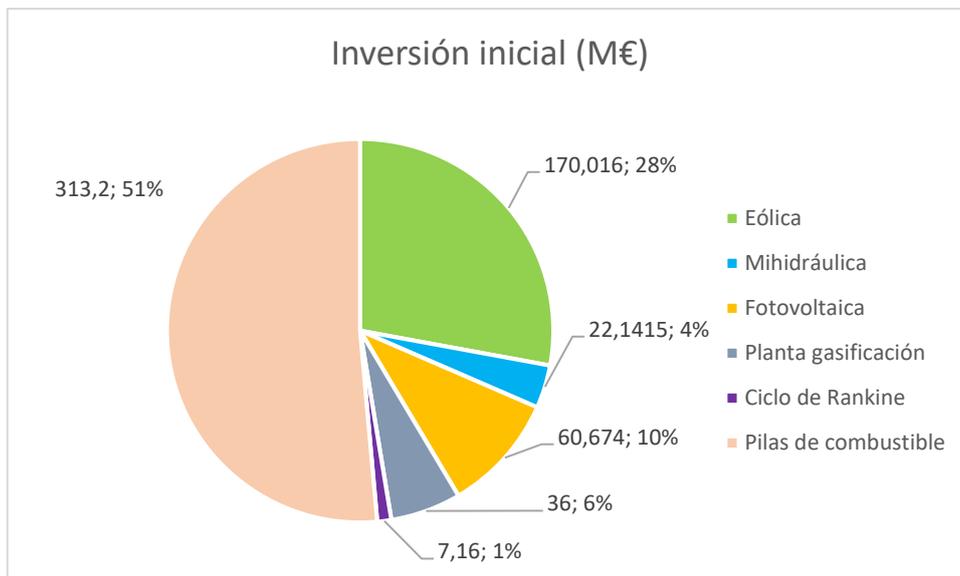
La distribución de los costes durante el año 2019 ha sido:

Peaje de acceso (€/kWh)	Coste de la energía (€/kWh)	Coste total (€/kWh)	Coste con reducción por primas/transporte (€/kWh)
0,044027	0,070834	0,114861	0,083848

Figura 51. Precios del kWh [35]

Para comprobar la rentabilidad en todos los ámbitos de la microrred, se procede al análisis económico desde el punto de vista de un inversor. Se estudiará la evolución de los ingresos y beneficios durante los 25 años de vida útil del proyecto para comprobar que se recupera el dinero invertido y se reporta un beneficio a la larga.

Para el cálculo, se contabilizará un gasto inicial igual a la inversión necesaria para la implantación de todas las instalaciones, ubicado en el año 0. El total de la inversión resultante es de **609,2 M€**, dividido de la siguiente manera:



Además, de manera anual se contabilizará como gasto los costes de explotación de cada una de las instalaciones teniendo en cuenta la evolución debido al incremento por el IPC del 2% (y a la reducción por la curva de aprendizaje).

Para el cálculo de los ingresos, se supondrá la venta de toda la energía producida por la microrred para cubrir la demanda de la ciudad de Salamanca, y el exceso que se produzca podrá ser vendido a la red principal de transporte. La producción anual esperada de la microrred inteligente será la suma de la generación de todas las tecnologías, resultando un total de 489,73 GWh.

Va a asumirse una subida porcentual y constante del precio a lo largo de los 25 años debido a la inflación de un 2%, de manera que se maximice el beneficio de los consumidores (siendo el precio de venta el mínimo posible) y sea rentable para el inversor a su vez. Esto se reflejará en la subida de los precios y en la obtención de un beneficio nulo para el inversor en el año 25.

Los ingresos vienen determinados por la generación y el precio asociado, los gastos se corresponden a la suma de los costes de explotación de todas las tecnologías de generación y el beneficio resulta de la suma del beneficio de cada año al beneficio acumulado del año anterior.

Por último, se ha asumido que la inversión inicial se lleva a cabo en el año 0.

	Generación (GWh)	Precio (€/kWh)	Ingresos (M€)	Gastos (M€)	Beneficio anual (M€)	Beneficio acumulado (M€)
Año 0	-	-	-	609,192	-609,192	-609,192
Año 1	489,732	0,06136	30,048	13,068	16,980	-592,212
Año 2	489,732	0,06258	30,649	13,330	17,320	-574,892
Año 3	489,732	0,06384	31,262	13,596	17,666	-557,226
Año 4	489,732	0,06511	31,887	13,651	18,237	-538,989
Año 5	489,732	0,06641	32,525	13,705	18,820	-520,169
Año 6	489,732	0,06774	33,176	13,760	19,416	-500,753
Año 7	489,732	0,06910	33,839	13,815	20,024	-480,729
Año 8	489,732	0,07048	34,516	13,870	20,646	-460,084
Año 9	489,732	0,07189	35,206	13,926	21,281	-438,803
Año 10	489,732	0,07333	35,910	13,982	21,929	-416,874
Año 11	489,732	0,07479	36,629	14,037	22,591	-394,283
Año 12	489,732	0,07629	37,361	14,094	23,268	-371,015
Año 13	489,732	0,07781	38,108	14,150	23,959	-347,057
Año 14	489,732	0,07937	38,871	14,207	24,664	-322,393
Año 15	489,732	0,08096	39,648	14,263	25,385	-297,008
Año 16	489,732	0,08258	40,441	14,320	26,121	-270,887
Año 17	489,732	0,08423	41,250	14,378	26,872	-244,015
Año 18	489,732	0,08591	42,075	14,435	27,640	-216,376
Año 19	489,732	0,08763	42,916	14,493	28,423	-187,952
Año 20	489,732	0,08938	43,775	14,551	29,224	-158,729
Año 21	489,732	0,09117	44,650	14,609	30,041	-128,688
Año 22	489,732	0,09300	45,543	14,668	30,876	-97,812
Año 23	489,732	0,09486	46,454	14,726	31,728	-66,084
Año 24	489,732	0,09675	47,383	14,785	32,598	-33,486
Año 25	489,732	0,09869	48,331	14,844	33,486	0,000

Como puede observarse, el precio de venta de la microrred es menor que el precio de venta al consumidor, por lo que resulta económicamente beneficioso para el consumidor y, además, se demuestra la viabilidad económica de invertir en este proyecto al obtener el inversor beneficio cero en el año 25 y teniendo margen de subida del precio de venta de la electricidad, hasta alcanzar el precio de venta actual de 0.11 €/kWh.

Como puede observarse el precio del kWh es siempre inferior al precio de la tarifa, llegando a situarse en 0,09128 €/kWh. Los últimos años (debido a la subida por el IPC) alcanza costes mayores, pero es lógico esperar una subida de la tarifa eléctrica durante los próximos 25 años, probablemente superior a la subida por el IPC.

Este precio sería el que tendría la energía de la microrred si no funcionara conectada a la red, sino en modo isla. Como ya se ha comprobado, la microrred no es totalmente

independiente de la red principal, por lo tanto, será necesario contar con ella para cubrir la demanda.

Será necesario comprar energía de la red lo que encarecerá el precio base estimado en la figura. El coste de compra de un MWh se situó en 2018 en 57,29 €/MWh, según datos de REE. Sin embargo, seguirá siendo más barato que el precio de la tarifa eléctrica típica, por tener en parte independencia energética. Además, en aquellos casos en los que la generación supere a la demanda, será posible la venta de energía eléctrica a la red de transporte por parte de la microrred.

9 Anexos

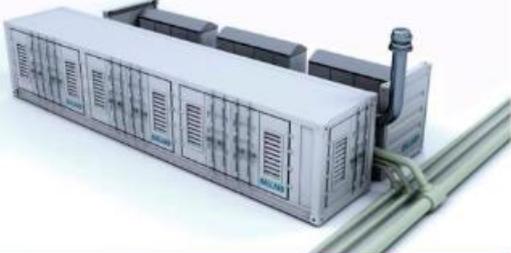
ANEXO A. Catálogo comercial de la pila de combustible



BALLARD®
SMARTER SOLUTIONS FOR A CLEAN ENERGY FUTURE



ClearGen™
SPECIFICATION SHEET



➤ 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.

➤ 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% ¹
	Fuel consumption	63 kg/hr (700 m ³ /hour)
	Output heat load	>950 kW ²
Available heat:	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 (BOL).
2. Ballard can work with customer to provide customized fuel purification system.
3. System interface cooling flow rate and inlet air temperature to be determined.



FROST & SULLIVAN
2011 BEST PRACTICES AWARD
NORTH AMERICAN STATIONARY PEM FUEL CELLS NEW PRODUCT INNOVATION AWARD

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.

Figura 52. Catálogo comercial Ballard

ANEXO B. Costes de operación y mantenimiento de las tecnologías integradas en la microrred, con la evolución por IPC y la curva de aprendizaje

B.1 Tecnología minihidráulica

	Costes de explotación (M€)
Año 1	0,738
Año 2	0,753
Año 3	0,768
Año 4	0,771
Año 5	0,774
Año 6	0,777
Año 7	0,780
Año 8	0,783
Año 9	0,786
Año 10	0,790
Año 11	0,793
Año 12	0,796
Año 13	0,799
Año 14	0,802
Año 15	0,806
Año 16	0,809
Año 17	0,812
Año 18	0,815
Año 19	0,819
Año 20	0,822
Año 21	0,825
Año 22	0,828
Año 23	0,832
Año 24	0,835
Año 25	0,838

Tabla 32. Costes explotación minihidráulica [Elaboración propia]

B.2 Tecnología eólica

	Costes de explotación (M€)
Año 1	6,65
Año 2	6,79
Año 3	6,92
Año 4	6,95
Año 5	6,98
Año 6	7,00
Año 7	7,03
Año 8	7,06
Año 9	7,09
Año 10	7,12
Año 11	7,15
Año 12	7,17

Año 13	7,20
Año 14	7,23
Año 15	7,26
Año 16	7,29
Año 17	7,32
Año 18	7,35
Año 19	7,38
Año 20	7,41
Año 21	7,44
Año 22	7,47
Año 23	7,50
Año 24	7,53
Año 25	7,56

Tabla 33. Costes explotación eólica [Elaboración propia]

B.3 Tecnología fotovoltaica

Costes de explotación (M€)	
Año 1	2,242
Año 2	2,287
Año 3	2,333
Año 4	2,342
Año 5	2,352
Año 6	2,361
Año 7	2,370
Año 8	2,380
Año 9	2,389
Año 10	2,399
Año 11	2,409
Año 12	2,418
Año 13	2,428
Año 14	2,438
Año 15	2,447
Año 16	2,457
Año 17	2,467
Año 18	2,477
Año 19	2,487
Año 20	2,497
Año 21	2,507
Año 22	2,517
Año 23	2,527
Año 24	2,537
Año 25	2,547

Tabla 34. Costes explotación fotovoltaica [Elaboración propia]

B.4 Pilas de combustible

Costes de explotación (M€)	
Año 1	3,435

Año 2	3,504
Año 3	3,574
Año 4	3,588
Año 5	3,603
Año 6	3,617
Año 7	3,631
Año 8	3,646
Año 9	3,661
Año 10	3,675
Año 11	3,690
Año 12	3,705
Año 13	3,719
Año 14	3,734
Año 15	3,749
Año 16	3,764
Año 17	3,779
Año 18	3,794
Año 19	3,810
Año 20	3,825
Año 21	3,840
Año 22	3,856
Año 23	3,871
Año 24	3,886
Año 25	3,902

Tabla 35. Costes explotación pilas de combustible[Elaboración propia]

10 Referencias

- [1] RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, «El sistema eléctrico español. Avance 2018», REE, ene. 2019.
- [2] «Asociación Empresarial Eólica». [En línea]. Disponible en: <https://www.aeelica.org/>. [Accedido: 08-jul-2019].
- [3] «El sistema eléctrico español 2017», p. 108.
- [4] «Introducción a las Microrredes», *CENER - Centro Nacional de Energías Renovables*. [En línea]. Disponible en: <http://www.cener.com/introduccion-a-las-microrredes/>. [Accedido: 08-jul-2019].
- [5] «Soluciones Energía | Micro redes eléctricas | Guadalajara». [En línea]. Disponible en: <http://solucionesenergia.com/>. [Accedido: 08-jul-2019].
- [6] «Informe del Mercado de Trabajo de Salamanca». [En línea]. Disponible en: https://www.sepe.es/contenidos/observatorio/mercado_trabajo/3053-1.pdf. [Accedido: 08-jul-2019].
- [7] S. R. al día, «Salamanca, líder nacional en producción hidroeléctrica», *Salamanca rtv al día: El periódico digital de toda Salamanca*. [En línea]. Disponible en: <https://salamancartvaldia.es/not/171537/salamanca-lider-nacional-produccion-hidroelectrica/>. [Accedido: 09-jul-2019].
- [8] «ALDEADÁVILA: SÍMBOLO DE LA APUESTA MÁS QUE CENTENARIA DE IBERDROLA POR LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA», *Iberdrola*. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/wcorp/iberdrola/actualidad/detalle/aldeadavila-simbolo-de-la-apuesta-mas-que-centenaria-de-iberdrola-por-la-energia-hidroelectrica-4084152220090408>. [Accedido: 09-jul-2019].
- [9] A. E. de Meteorología, «Agencia Estatal de Meteorología - AEMET. Gobierno de España». [En línea]. Disponible en: <http://www.aemet.es/es/portada>. [Accedido: 08-jul-2019].
- [10] J. de C. y León, «Energía y minería en Castilla y León». [En línea]. Disponible en: https://energia.jcyl.es/web/jcyl/Energia/es/Plantilla100/1267710822752/_/_/_. [Accedido: 10-jul-2019].
- [11] L. Tapiador Ferrero, «Estudio de una microrred inteligente en la ciudad de Toledo», proyecto fin de carrera, Univ. Pontificia Comillas, Madrid, 2011.
- [12] REE, «Mapas de interés», *e-sios*. [En línea]. Disponible en: <https://www.esios.ree.es/es/mapas-de-interes>. [Accedido: 09-jul-2019].
- [13] «Sede electrónica del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo - Detalle del conjunto de datos». [En línea]. Disponible en: <https://sede.minetur.gob.es/es-ES/datosabiertos/catalogo/registro-productores-electrica>. [Accedido: 09-jul-2019].
- [14] C. Adriana, «Minicentrales hidroeléctricas», IDAE, Madrid, 2011.
- [15] «SNCZI-Inventario de Presas y Embalses». [En línea]. Disponible en: <https://sig.mapama.gob.es/snczi/>. [Accedido: 09-jul-2019].
- [16] «Portal de la CHD - Inicio». [En línea]. Disponible en: <http://www.chduero.es/>. [Accedido: 09-jul-2019].
- [17] «Demanda de energía eléctrica en tiempo real, estructura de generación y emisiones de CO₂». [En línea]. Disponible en: <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demanda/total>. [Accedido: 08-jul-2019].
- [18] «UNEF Tecnología e Innovación para un futuro más brillante», *UNEF*. [En línea]. Disponible en: <https://unef.es>. [Accedido: 08-jul-2019].

- [19] «ADRASE - Acceso a datos de radiación solar de España - Mapa zona Península». [En línea]. Disponible en: <http://www.adrase.com/acceso-a-los-mapas/mapa-zona-peninsula.html>. [Accedido: 08-jul-2019].
- [20] «Instituto Nacional de Estadística. (Spanish Statistical Office)». [En línea]. Disponible en: <https://www.ine.es/>. [Accedido: 08-jul-2019].
- [21] L. Seguí, R. Medina, y H. Guerrero, «Gestión de residuos y economía circular», p. 46, 2018.
- [22] ITACyL. AEMET, «Potencial energético de los residuos agrarios». .
- [23] «La recogida de residuos plásticos procedentes de la actividad agrícola y ganadera, en marcha». [En línea]. Disponible en: <https://salamancartvaldia.es/not/195647/recogida-residuos-plasticos-procedentes-actividad-agricola/>. [Accedido: 09-jul-2019].
- [24] M. García Fernández-Miranda, J. L. García Samprón, L. Villamayor Martín, J. C. Moya Roda, y R. Silva Vicente, «Estudio de las potencialidades de la biomasa en el desarrollo del espacio rayano», 2011.
- [25] M. Cabrera *et al.*, «Evaluación del potencial de energía de la biomasa», p. 196, 2011.
- [26] A. Grau y O. Farré, «Situación y potencial de valorización energética directa de residuos», IDAE, Madrid, 2011.
- [27] C. A. E. Londoño, «Diseño óptimo de ciclones», *Rev. Ing. Univ. Medellín*, p. 18.
- [28] «Centro Nacional del Hidrógeno Página Oficial», *Centro Nacional de Hidrógeno*. [En línea]. Disponible en: <https://www.cnh2.es/>. [Accedido: 08-jul-2019].
- [29] «Pila de combustible», *Wikipedia, la enciclopedia libre*, 26-jun-2019. [En línea]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Pila_de_combustible&oldid=116972611. [Accedido: 09-jul-2019].
- [30] «National Renewable Energy Laboratory (NREL) Home Page | NREL». [En línea]. Disponible en: <https://www.nrel.gov/>. [Accedido: 08-jul-2019].
- [31] «Inicio | Red Eléctrica de España». [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es>. [Accedido: 08-jul-2019].
- [32] The Boston Consulting Group, «Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio Técnico PER 2011-2020». 2011.
- [33] «Wind energy database». [En línea]. Disponible en: <https://www.thewindpower.net/>. [Accedido: 09-jul-2019].
- [34] «aelec | Asociación de empresas de energía eléctrica», *aelec*. [En línea]. Disponible en: <https://aelec.es/>. [Accedido: 08-jul-2019].
- [35] «Bienvenido | ESIOs electricidad · datos · transparencia». [En línea]. Disponible en: <https://www.esios.ree.es/es>. [Accedido: 08-jul-2019].

12 Bibliografía

- A. Valenciano, “Estudio de una microrred inteligente en la ciudad de Huesca”, trabajo fin de grado, Univ. Pontificia Comillas, 2012.
- L. Tapiador, “Estudio de una microrred inteligente en la ciudad de Toledo”, trabajo fin de grado, Univ. Pontificia Comillas, 2017.
- “The challenge of future electricity systems”, apuntes de clase, Univ. Pontificia Comillas, 2017
- “Informe central de tratamiento Salamanca”, GIRSA, Salamanca, 2012
- “España en cifras”, INE, 2018
- P. Torres Grau, Redes energéticas y ordenación del territorio. Barcelona: Fundación Gas Natural, 2009.
- D. AyEE, «Estrategia de eficiencia energética de castilla y león 2020.», vol. 30, p. 467.
- The Boston Consulting Group, «Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio Técnico PER 2011-2020», 2011.
- J. M. S. Hervás, «Valorización termoquímica de residuos mediante tecnologías de combustión y gasificación: de residuos a recursos», p. 43, 2016.
- «Inicio | IDAE». [En línea]. Disponible en: <https://www.idae.es/>. [Accedido: 09-jul-2019].
- L. Seguí, R. Medina, y H. Guerrero, «Gestión de residuos y economía circular», p. 46, 2018.
- M. García Fernández-Miranda, J. L. García Samprón, L. Villamayor Martín, J. C. Moya Roda, y R. Silva Vicente, «Estudio de las potencialidades de la biomasa en el desarrollo del espacio rayano», 2011.
- M. Cabrera et al., «Evaluación del potencial de energía de la biomasa», p. 196, 2011.
- G. M. Bolaños, «Revisión de la gasificación por plasma, una tecnología para reutilizar y producir», Universidad Militar Nueva Granada, 2018.
- M. F. García y A. G. Barea, «Análisis tecno-económico de la gasificación de residuos sólidos urbanos mediante plasma térmico», Proyecto fin de carrera, Universidad de Sevilla, Sevilla, 2016.
- B. Monje Cillero, «Análisis de viabilidad de una planta de tratamiento de residuos tipo III por plasma», p. 187.
- A. R. Velasco Cancino y A. Durán Moreno, «Propuesta conceptual de un sistema de gasificación de residuos sólidos urbanos integrado a un sistema de generación de energía», tesis, Univ. Nacional Autónoma de México, México, 2011.
- A. Grau y O. Farré, «Situación y potencial de valorización energética directa de residuos», IDAE, Madrid, 2011.