



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

ESTUDIO DE UNA MICRORRED INTELIGENTE EN LA CIUDAD DE HUESCA

Autor: Almudena Valenciano López
Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid
Junio 2015

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN ACCESO ABIERTO (RESTRINGIDO) DE DOCUMENTACIÓN

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

El autor D. **Almudena Valenciano López**, como alumna de la UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS (COMILLAS), **DECLARA**

que es el titular de los derechos de propiedad intelectual, objeto de la presente cesión, en relación con la obra **Proyecto fin de grado: Estudio de una Microrred inteligente en la ciudad de Huesca**¹, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual como titular único o cotitular de la obra.

En caso de ser cotitular, el autor (firmante) declara asimismo que cuenta con el consentimiento de los restantes titulares para hacer la presente cesión. En caso de previa cesión a terceros de derechos de explotación de la obra, el autor declara que tiene la oportuna autorización de dichos titulares de derechos a los fines de esta cesión o bien que retiene la facultad de ceder estos derechos en la forma prevista en la presente cesión y así lo acredita.

2ª. 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 y hacer posible su utilización de *forma libre y gratuita* (*con las limitaciones que más adelante se detallan*) por todos los usuarios del repositorio y del portal e-ciencia, 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, 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.

3ª. Condiciones de la cesión.

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia, el repositorio institucional podrá:

(a) Transformarla para adaptarla a cualquier tecnología susceptible de incorporarla a internet; realizar adaptaciones para hacer posible la utilización de la obra en formatos electrónicos, así

¹ Especificar si es una tesis doctoral, proyecto fin de carrera, proyecto fin de Máster o cualquier otro trabajo que deba ser objeto de evaluación académica

como 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 y ponerla a disposición del público a través de un archivo abierto institucional, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.²

(d) Distribuir copias electrónicas de la obra a los usuarios en un soporte digital.³

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra que cede con carácter no exclusivo a la Universidad por medio de su registro en el Repositorio Institucional tiene derecho a:

a) A que la Universidad identifique claramente su nombre como el autor o propietario de los derechos del documento.

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. A tal fin deberá ponerse en contacto con el vicerrector/a de investigación (curiarte@rec.upcomillas.es).

d) Autorizar expresamente a COMILLAS para, en su caso, realizar los trámites necesarios para la obtención del ISBN.

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.

² En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría redactado en los siguientes términos:

(c) Comunicarla y ponerla a disposición del público a través de un archivo institucional, accesible de modo restringido, en los términos previstos en el Reglamento del Repositorio Institucional

³ En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría eliminado.

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:

- a) Deberes del repositorio Institucional:
 - 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.
- b) Derechos que se reserva el Repositorio institucional respecto de las obras en él registradas:

- retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 9 de Junio de 2015

ACEPTA

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Almudena Valenciano López', written over a horizontal line.

Fdo. Almudena Valenciano López

Proyecto realizado por el alumno/a:

Almudena Valenciano López

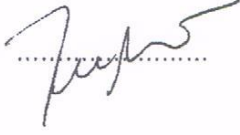
Fdo.: 

Fecha: 10 / 6 / 2015

Autorizada la entrega del proyecto cuya información no es de carácter
confidencial

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Julio Montes Ponce de León

Fdo.: 

Fecha: 9 / 6 / 2015

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Fernando de Cuadra García

Fdo.: 

Fecha: 11 / 6 / 15



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

ESTUDIO DE UNA MICRORRED INTELIGENTE EN LA CIUDAD DE HUESCA

Autor: Almudena Valenciano López
Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid
Junio 2015

ESTUDIO DE UNA MICRORRED INTELIGENTE EN LA CIUDAD DE HUESCA

Autor: Valenciano López, Almudena.

Director: Montes Ponce de León, Julio.

Entidad colaboradora: ICAI-Universidad Pontificia de Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO.

La microrred inteligente que se presenta en este proyecto es una forma de generación distribuida que aprovecha la generación renovable ya instalada, de tipo no gestionable como es la eólica o la fotovoltaica, para combinarla con otras formas de generación gestionables, también renovables, como puede ser la biomasa.

De esta forma, se logra una reducción de las pérdidas en el transporte al aprovecharse la generación en la zona de instalación y la eliminación de las fluctuaciones debidas a la aleatoriedad de la generación eólica o fotovoltaica de la red principal.

En el caso de España, se busca que las microrredes lleven hacia una reducción del precio de la electricidad, elevado actualmente debido al déficit tarifario, a las primas al régimen especial, a las pérdidas en el transporte, siendo España un país cuyo precio energético es de los más elevados de la comunidad europea, si bien los costes de generación son de los más baratos.

La implantación de este tipo de sistemas de microrredes, está siendo impulsada en todo el mundo, existiendo numerosas instalaciones ya en funcionamiento, como la existente en Santa Rita Jail en California, la microrred de Sendai en Japón o la de Huatacondo en Chile.

Se ha realizado un estudio particular de implantación de una microrred, en la ciudad española de Huesca, de 52.458 habitantes, que cuenta con grupos generadores eólicos, minihidráulica y fotovoltaica instalados a los alrededores de la ciudad, y que pueden ser aprovechados como generación distribuida en la misma, cuya distribución eléctrica corre hoy en día a cargo de Endesa.

Para su diseño, se han escogido aquellos grupos generadores que se encontraban a menos de 50 km de Huesca, y cuya utilización pudiese llegar a ser interesante. La generación que se incluye en la microrred, un total de 16 centrales, con 40 MW de potencia fotovoltaica, 30 MW de minihidráulica y 250 MW de eólica.

Con estos grupos de generación se debe satisfacer la demanda de Huesca, cuyo máximo es de 41,96 MWh, siendo este valor el que se utilizará para comprobar la cobertura de la misma, y para el dimensionado del sistema de reserva.

Se ha procedido a realizar un estudio de cobertura de la demanda según distintas hipótesis de trabajo, teniendo en cuenta la aleatoriedad de la generación y la posibilidad de fallo de las mismas. Resultado del estudio, se concluye que es posible satisfacer la demanda mediante la generación renovable instalada siempre que la tecnología eólica esté disponible. En este tipo

de situaciones, se volcará a la red principal toda aquella generación no utilizada para cubrir la demanda.

En ausencia de la tecnología eólica, será necesario disponer de un sistema de reserva gestionable, que proporcione una respuesta rápida ante fluctuaciones de generación y sea capaz de seguir la curva de la demanda, además de proporcionar un sistema de almacenamiento energético.

La obtención del sistema de reserva en este proyecto, se ha realizado mediante el diseño de una instalación de aprovechamiento energético de la biomasa procedente de los residuos sólidos urbanos y los procedentes del viñedo, que en la actualidad no están siendo aprovechados.

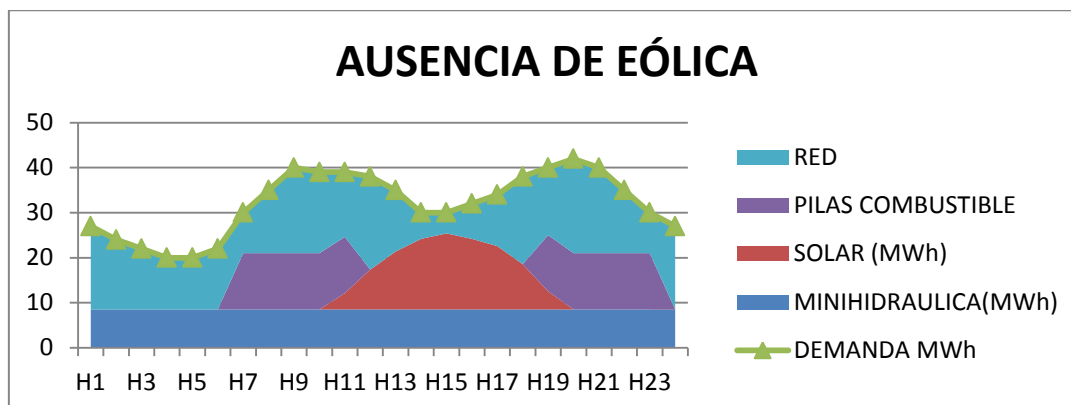
Como alternativa e a la incineración o vertederos, se ha proyectado un sistema de gasificación por plasma, que logra la disociación completa de la materia orgánica introducida en el mismo gracias a las elevadas temperaturas que se alcanzan en el proceso, obteniéndose a la salida un gas de síntesis rico en hidrógeno, y un material vitrificado aprovechable para materiales de construcción, como consecuencia de la descomposición de la materia inorgánica introducida en el sistema.

Este es un proceso limpio libre de residuos y subproductos tóxicos, tiene un balance energético positivo, ya que cuenta con un sistema de aprovechamiento del calor contenido en el gas de salida que se encuentra a elevadas temperaturas, que es enfriado mediante un ciclo Rankine, donde se genera electricidad para la alimentación de los procesos internos de la instalación, y se obtiene calor que se utilizará para el secado de residuos de entrada a la planta.

Con este sistema, se puede obtener energía de forma instantánea mediante pilas de combustible, o almacenar energía en forma de hidrógeno, dotando así a la microrred de un sistema de almacenamiento.

El diseño del sistema de pilas y de almacenamiento, se ha realizado de forma que se tenga suficiente capacidad para satisfacer la demanda máxima, por lo que se han instalado 50 MW de pilas de combustible y 146 unidades de almacenamiento de 54 kg de capacidad cada una.

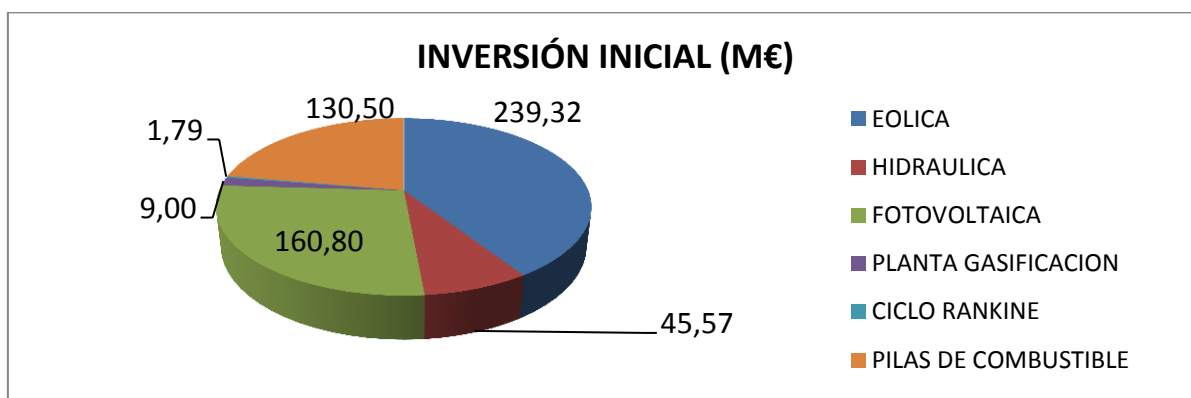
Para el caso de no funcionamiento de la generación eólica, la configuración resultante es la siguiente, teniendo en cuenta la capacidad de las pilas y el almacenamiento:



Siendo esta la situación más desfavorable, con tan sólo un 40% de dependencia de la red principal, queda por tanto demostrada la viabilidad técnica de la microrred.

Para demostrar los beneficios económicos de la microrred, se ha realizado un estudio económico de la inversión realizada. Se han calculado los costes totales de la inversión inicial, los costes de amortización y de explotación de cada tecnología, y los costes de generación de cada tecnología.

Estos costes de inversión aparecen reflejados en la siguiente gráfica:



El coste de generación de la microrred, se ha obtenido como media ponderada de los costes de cada una de las tecnologías, según la generación anual de cada una de ellas, obteniéndose un coste final de generación de 0,08 €/KWh.

La implantación de la microrred debe de suponer un beneficio tanto para el consumidor como para el inversor, por lo que es necesario establecer un precio de la electricidad que cumpla ambos objetivos. Para ello se ha buscado el precio óptimo, que garantice el precio mínimo de forma que el inversor recupere la inversión a lo largo de la vida útil de la instalación, resultando un balance positivo en el último año de la misma. El precio resultado de realizar esta optimización, ha sido de 0,09 euros/KWh, un 20% más barato que la tarifa actual de 0,012€/KWh, con lo cual queda demostrado beneficio para el consumidor.

Por lo tanto, queda demostrado que se trata de una inversión que resulta económicamente rentable tanto para el inversor como para el consumidor, lográndose un abaratamiento del precio de la electricidad, que beneficiará al consumidor debido al consecuente ahorro en la factura eléctrica, pero también al inversor, ya que existirá una mayor demanda hacia este tipo de instalaciones, por lo que su volumen de negocio crecerá.

Además, resultando un balance económico positivo de la instalación, con un beneficio final del 0'9% para el inversor, este puede ser utilizado para reinvertir en este tipo de instalaciones a nivel nacional, promoviendo de esta forma el desarrollo del sistema eléctrico hacia un futuro de microrredes, en el que la integración de la generación renovable se haga de forma racional y eficiente, en el que se logren reducir las pérdidas en el transporte, así como el aprovechamiento energético de residuos, resultando todo ello en un abaratamiento de la tarifa eléctrica, y un beneficio tanto para consumidor como para inversor.

STUDY OF A SMART MICRO GRID IN THE CITY OF HUESCA

Author: Valenciano López, Almudena.

Director: Montes Ponce de León, Julio.

Collaborating entity: ICAI-Universidad Pontificia de Comillas.

ABSTRACT.

A smart micro grid is a form of distributed generation that takes advantage of the renewable generation already installed, non-controllable such as wind or photovoltaic energy, combined with other forms of controllable renewable generation, such as biomass energy.

Thus, a reduction of losses in transport is achieved by leveraging the generation in the area of installation, and the removal of fluctuations due to randomness of wind and photovoltaic generation from the main grid.

In Spain, the microgrids lead towards a reduction in the price of electricity, currently high due to the tariff deficit, premiums to the special regime, losses in transportation, and taxes that lead to a disproportionate increase in the tariff, being Spain a country whose energy price is one of the highest in the European Community, while generation costs are one of the cheapest.

The implementation of microgrid systems is being promoted all over the world, existing facilities already in operation, as the existing ones in Santa Rita Jail in California, the microgrid of Sendai in Japan, or the Huatacondo microgrid in Chile.

This project studies the implementation of a micro grid in the Spanish city of Huesca, of 52.458 inhabitants, which has wind generators, small hydro and photovoltaics installed around the city, which can be used as distributed generation near the city, whose power distribution today is run by Endesa.

For the design of the microgrid were chosen those generators that were less than 50 km far away from Huesca, and whose use could become interesting. The generation that is included in the microgrid includes a total of 16 power plants connected to the micro-grid, with 40 MW of photovoltaic power, 30 MW of small hydro and 250 MW of wind power.

These generation groups should satisfy the demand of Huesca city, whose maximum peak is 41, 96 MWh, that will be used to check the coverage of the demand in all cases and for the sizing of the back-up system.

Taking into account these data, a study of the demand coverage has been made according to different hypothesis, taking into account the randomness of generation and the possibility of failure of the same: it is possible to cover the demand through the installed renewable generation whenever the wind technology is available. In this type of situation, all the generation unused to meet the demand will be sold to the main network.

In the absence of wind technology, it will be necessary to have a controllable system, which provides a rapid response to fluctuations in generation and the ability to follow the demand curve, providing also an energy storage system.

The back-up system used in this project consists in a biomass energy system, which uses the biomass from municipal solid waste and from the vineyards, which currently are not being used.

The best alternative to incineration or landfill is a plasma gasification system, which manages the full dissociation of organic matter due to the high temperatures that are reached in the process, getting out a hydrogen-rich synthesis gas, and a reusable nontoxic vitrified material from the decomposition of the inorganic matter introduced in the system.

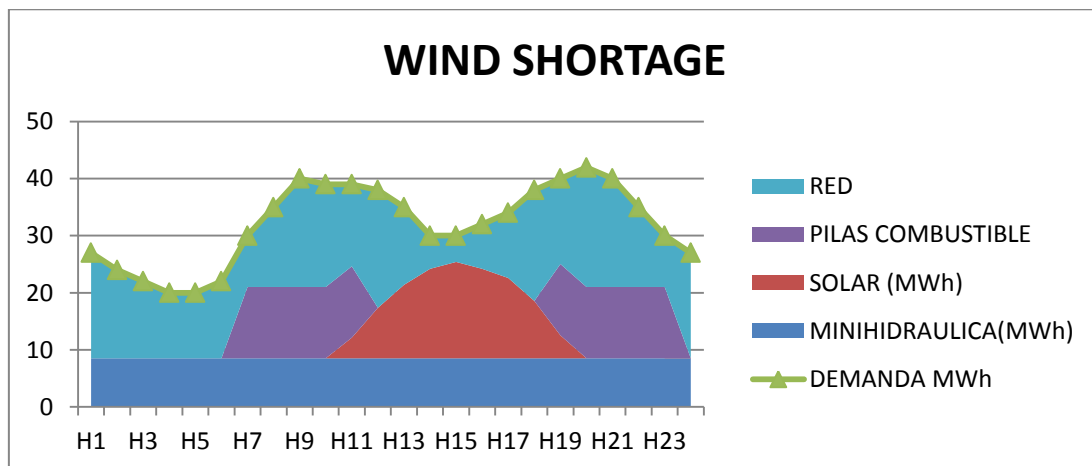
The selection of this technology over others has been made, as it provides a clean energy in a process free of debris and toxic products, also having a positive energy balance. The plasma plant has a system of exploitation of the heat contained in the outlet high temperature synthesis gas, that is cooled by a rankine cycle, where it generates electricity providing the necessary power for the internal processes of the installation, and heat to be used for the drying of the residues introduced in the plant.

In addition, through this system, it is possible to get instant energy using fuel cells and also stored energy in the form of hydrogen, thus giving the microgrid a storage system.

The design of the fuel cells and the storage system has been done in order to have enough capacity to meet the maximum demand. As a result, the microgrid has 50 MW of fuel cells and 146 storage units, with a capacity of 54 kg each.

This way, the hydrogen produced during the normal operation of the microgrid is stored, and fuel cells will be used when wind generation fails.

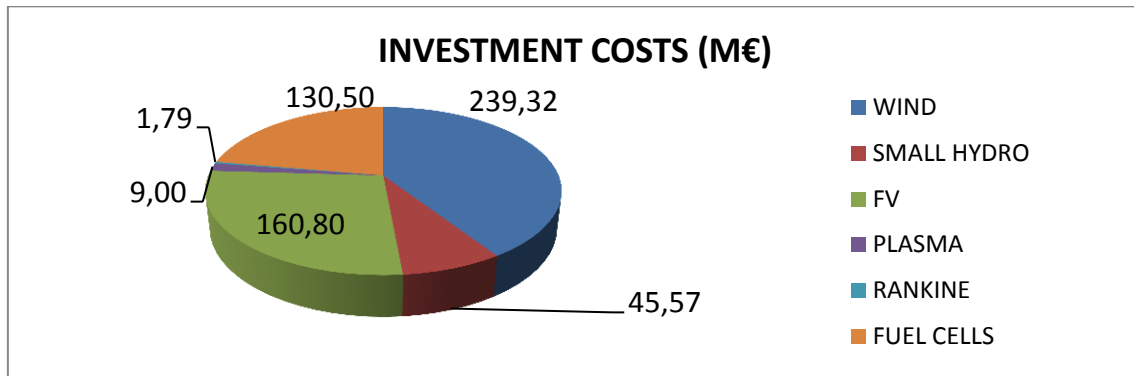
In the case of non-operation of wind power generation, the coverage of the demand results as follows, taking into account the capacity of the cells and storage:



This being the worst situation, with only 40% of dependency of the main network, demonstrates the technical viability of the microgrid.

To demonstrate the economic benefits of the microgrid, an economic study of the investment made has been carried out. The total costs of the initial investment have been calculated, as well as the costs of amortization and exploitation of each technology. Also, the generation costs associated to each technology have been calculated.

The investment costs are reflected in the following chart:



The cost of generation of the micro-grid, was obtained as a weighted average of the costs of each of the technologies, according to their annual generation, resulting in a final cost of 0,08 €/ kWh.

The installation of the microgrid must come with a benefit both for the consumer and the investor, so it is necessary to set a price of electricity that meets both objectives. The optimal price has been calculated, which guarantees the minimum price in such a way that investors retrieve the investment throughout the life of the microgrid, resulting in a positive economic balance in the last year of the same. The resulting price was 0.09 EUR/kWh, 20% cheaper than the current rate of 0.012€ / kWh, demonstrating the benefit for the consumer.

The reduction in the price of electricity achieved is due to the non-consideration of premiums to renewables, of transport losses and international interconnections, since the operation of the micro-grid would be on island in normal operating conditions.

Therefore, it has been demonstrated that the microgrid is economically profitable both for investors and consumers, achieving a price reduction, which will benefit the consumer because of the consequent saving in the electricity bill, but also the investor, since it will exist a greater demand for such facilities, by which its turnover will grow.

In addition, the positive economic balance of the facility, with a final benefit of 0'9% for the investor, can be used to reinvest in such facilities nationwide, thus promoting the development of the electrical system to a future of microgrids. This will promote the integration of the renewable generation rationally and efficiently, reducing transport losses, and the use of waste energy, all resulting in a reduction of the electricity tariff, and a benefit for both consumer and investor.



ÍNDICE DE CONTENIDO

PARTE I: MEMORIA	1
Capítulo 1. INTRODUCCIÓN.....	3
1. MOTIVACIÓN.....	13
2. OBJETIVOS	16
Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE.....	9
1. LAS MICRORREDES INTELIGENTES	19
1.1. EJEMPLOS DE MICRORREDES.....	20
a) Microrred de Santa Rita Jail, California.....	20
b) Sendai Microgrid, Japón.....	21
c) Microrred Mannheim-Wallstadt.....	22
d) Microrred de Huatacondo, Chile.....	22
e) Proyecto IOTHER, Huesca	23
2. LA GASIFICACIÓN POR PLASMA	25
2.1. INSTALACIONES OPERATIVAS.....	25
a) Mihama-Mikata, Japón	25
b) EcoValley – Utashinai, Hokkaido, Japón.....	26
c) MEPL, Pune, India.....	26
2.2. INSTALACIONES EN CONSTRUCCIÓN	27
Capítulo 3. LA MICRORRED EN HUESCA.....	20
1. MICRORREDES: DEFINICIÓN	29
2. LOCALIZACIÓN DE LA MICRORRED.....	30
3. DEMANDA ENERGÉTICA.....	33
4. ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN RENOVABLE INSTALADA EN LAS PROXIMIDADES DE HUESCA	34
4.1. MINIHIDRÁULICA.....	36
4.2. EÓLICA.....	37
4.3. FOTOVOLTAICA	39
4.4. COGENERACIÓN	40
4.5. RESUMEN DE TECNOLOGÍAS.....	41



Capítulo 4. SISTEMA DE RESERVA DE LA RED: LA GASIFICACIÓN POR PLASMA.....	34
1. INTRODUCCIÓN.....	43
2. OPCIONES DE VALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE RESIDUOS	43
2.1. VERTIDO CONTROLADO	44
2.2. INCINERACIÓN.....	45
2.3. PIRÓLISIS.....	46
2.4. DIGESTIÓN ANAEROBIA.....	47
2.5. GASIFICACIÓN POR PLASMA	47
3. RESIDUOS APROVECHABLES EN LA CIUDAD DE HUESCA	49
3.1. Residuos sólidos urbanos (RSU):	49
3.2. Residuos forestales	52
3.3. Residuos vinícolas:	53
3.4. Resumen de residuos:	55
4. EL PLASMA.....	56
5. CARACTERÍSTICAS DIFERENCIALES DEL PROCESO.....	56
6. TECNOLOGÍAS DE PLASMA.....	57
7. SISTEMA CONVERTIDOR DE PLASMA DIRECTO.....	60
7.1. Etapas del proceso de gasificación por plasma.....	60
7.2. Sistemas y componentes de la planta de gasificación por plasma	65
7.2.1. Vasija	65
7.2.2. Antorcha de plasma	67
7.2.3. Generador de corriente eléctrica.....	68
7.2.4. Sistema de control del proceso.....	68
7.2.5. Refrigeración de la antorcha	69
7.2.6. Sistema de gas.....	69
7.2.7. Sistema de descarga del material vitrificado	69
7.3. CARACTERÍSTICAS DEL GAS DE SÍNTESIS.....	70
7.4. DIMENSIONADO DE LA PLANTA DE GASIFICACIÓN POR PLASMA	71
7.5. BALANCE ENERGÉTICO.....	71
7.6. SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE CALOR: CICLO RANKINE	73
7.6.1. Caldera de recuperación de calor	74
7.6.2. Turbina	74
7.6.3. Condensador	75



7.6.4.	Bomba	76
7.6.5.	Potencia total del proceso	76
7.7.	CALOR CEDIDO PARA EL SECADO DE RESIDUOS	77
7.8.	PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	78
7.9.	RESUMEN DE OPERACIÓN DE LA PLANTA DE GASIFICACIÓN	79
Capítulo 5: PILAS DE COMBUSTIBLE Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO.....		72
1.	INTRODUCCIÓN	81
2.	PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE LAS PILAS DE COMBUSTIBLE.....	82
3.	TIPOS DE PILAS DE COMBUSTIBLE.....	83
3.1.	Pilas alcalinas (AFC):	84
3.2.	Pilas de combustible de ácido fosfórico (PAFC)	86
3.3.	Pilas de combustible de membrana polimérica (PEMFC)	87
4.	SELECCIÓN DE LA PILA DE COMBUSTIBLE	88
5.	ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO	89
5.1.	Almacenamiento en estado gaseoso	89
5.2.	Almacenamiento en estado líquido	89
5.3.	Almacenamiento en estado sólido.....	89
6.	SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE ALMACENAMIENTO	90
7.	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.....	90
Capítulo 6: FUNCIONAMIENTO DE LA MICRORRED.....		84
1.	INTRODUCCIÓN	93
2.	CONFIGURACIÓN ELEGIDA	93
2.1.	GENERACIÓN NO GESTIONABLE	93
2.2.	TECNOLOGÍA DE GASIFICACIÓN POR PLASMA.....	93
2.3.	INTERCAMBIOS CON LA RED	94
3.	CASOS DE ESTUDIO	95
3.1.	PRIMER CASO DE ESTUDIO: GENERACIÓN RENOVABLE DISPONIBLE	95
3.2.	SEGUNDO CASO DE ESTUDIO: AUSENCIA DE ALGUNA FUENTE DE GENERACIÓN NO GESTIONABLE	96
3.2.1.	AUSENCIA DE GENERACIÓN EÓLICA.....	97
3.2.2.	AUSENCIA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.....	99
3.2.3.	AUSENCIA DE GENERACIÓN MINIHIDRÁULICA	100
4.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	101



Capítulo 7: CONCLUSIONES ENERGÉTICAS.....	93
PARTE II: ESTUDIO ECONÓMICO.....	95
Capítulo 1: ESTUDIO ECONÓMICO DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS.....	97
1. ESTUDIO ECONÓMICO DE LA ENERGÍA EÓLICA	1077
1.1. INVERSIÓN INICIAL	108
1.2. COSTES DE EXPLOTACIÓN	110
1.3. RESUMEN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN ANUALES.....	111
2. ESTUDIO ECONÓMICO DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA.....	112
2.1. INVERSIÓN INICIAL	112
2.2. COSTES DE EXPLOTACIÓN	113
2.3. RESUMEN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN ANUALES.....	113
3. ESTUDIO ECONÓMICO DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA.....	114
3.1. INVERSIÓN INICIAL	114
3.2. COSTES DE EXPLOTACIÓN	115
3.3. RESUMEN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN ANUALES.....	115
4. ESTUDIO ECONÓMICO DE LA TECNOLOGÍA DE PLASMA.....	116
4.1. GASIFICACIÓN DE RESIDUOS.....	116
4.1.1. INVERSIÓN INICIAL	116
4.1.2. COSTES DE EXPLOTACIÓN	117
4.2. CICLO RANKINE.....	117
4.3. PILAS DE COMBUSTIBLE	118
4.3.1. INVERSIÓN INICIAL	118
4.3.2. COSTES DE EXPLOTACIÓN	118
4.4. COSTES DE GENERACIÓN DE LA PLANTA DE GASIFICACIÓN	119
Capítulo 2: ESTUDIO ECONÓMICO DEL CONJUNTO DE LA MICRORRED.....	111
1. RESUMEN DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN	1211
2. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL CONJUNTO DE LA MICRORRED	123
Capítulo 3: RENTABILIDAD DE LA MICRORRED.....	115
Capítulo 4. CONCLUSIONES ECONÓMICAS.....	121
PARTE III: ANEJOS.....	123



ANEJO A: CATÁLOGO COMERCIAL DE LA PILA DE COMBUSTIBLE.....	1355
ANEJO B: DETALLE DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN DE HUESCA	137
B.1. PARQUES EÓLICOS HUESCA	137
B.2. PARQUES FOTOVOLTAICOS EN HUESCA	137
B.3. CENTRALES MINIHIDRÁULICAS EN HUESCA.....	147
B.4. CENTRALES DE COGENERACIÓN EN HUESCA.....	148
ANEJO C: COSTES DE EXPLOTACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS AFECTADAS POR EL IPC Y LA CURVA DE APRENDIZAJE	149
C.1. TECNOLOGÍA EÓLICA.....	149
C.2. TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA	150
C.3. TECNOLOGÍA MINIHIDRÁULICA	151
C.4. PILAS DE COMBUSTIBLE	1522
REFERENCIAS.....	145
BIBLIOGRAFÍA.....	147



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA



ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Comparativa internacional entre precio de energía y costes de acceso.</i>	14
<i>Figura 2. Microrred Tohoku Fukushi University, Japón</i>	21
<i>Figura 3. Instalaciones proyecto IOTHER</i>	24
<i>Figura 4. Imágenes de la planta de gasificación de Japón.</i>	26
<i>Figura 5. Planta de tratamiento de residuos peligrosos, India.</i>	27
<i>Figura 6. Ubicación de la futura planta de Tees Valley, al norte de Inglaterra.</i>	27
<i>Figura 7. Planta de Wuhan Kaidi en construcción.</i>	28
<i>Figura 8. Mapa de situación de Huesca.</i>	30
<i>Figura 9. Mapa de redes eléctricas de España ampliado en la zona de interés.</i>	21
<i>Figura 10. Leyenda de mapa de redes de España</i>	31
<i>Figura 11. Horas de funcionamiento y factor de carga de diferentes tecnologías.</i>	35
<i>Figura 12. Perfil diario típico de tecnología minihidráulica</i>	36
<i>Figura 13. Comparativa de producción eólica entre el 12 y el 14 de febrero del 2014.</i>	38
<i>Figura 14. Perfil diario típico de la tecnología solar fotovoltaica</i>	40
<i>Figura 15. Planta de incineración Spittelau, en Viena.</i>	45
<i>Figura 16. Aprovechamiento energético mediante pirólisis</i>	46
<i>Figura 17. Comparativa de emisiones de metales de Incineración y Plasma.</i>	48
<i>Figura 18. Comparativa de emisiones de contaminantes de incineración y plasma</i>	48
<i>Figura 19. Gráfica comparativa de la producción de RSU (kg/hab) del año 2003 y 2013 por países.</i>	49
<i>Figura 20. Residuos a vertedero del año 2014 en Huesca.</i>	50
<i>Figura 21. Evolución de la producción de Biogás en el vertedero de Huesca</i>	50
<i>Figura 22. Mapa de la denominación de origen Somontano.</i>	53
<i>Figura 23. Tecnología de plasma tradicional</i>	57
<i>Figura 24. Tecnología de plasma mixto</i>	58
<i>Figura 25. Antorcha de plasma</i>	58
<i>Figura 26. Plantas de gasificación por plasma instaladas en India (izquierda) y China (derecha)</i>	59
<i>Figura 27. Etapas del proceso de gasificación por plasma.</i>	60
<i>Figura 28. Rango de temperaturas a partir de los cuales se produce disociación.</i>	62
<i>Figura 29. Esquema de funcionamiento del sistema de neutralizado</i>	64
<i>Figura 30. Esquema de una vasija del sistema convertidor de plasma</i>	66
<i>Figura 31. Perfil de temperaturas en el interior de la vasija.</i>	66
<i>Figura 32. Comparativa entre la tecnología de antorcha de arco transferido y no transferido.</i>	68
<i>Figura 33. Composición del gas de síntesis en función del residuo de entrada</i>	70
<i>Figura 35. Esquema de un ciclo Rankine básico.</i>	73
<i>Figura 36. Esquema de una pila de combustible</i>	82
<i>Figura 37. Pila de combustible del proyecto Apollo, en los años 60.</i>	85
<i>Figura 38. Esquema pila de combustible alcalina AFC</i>	86
<i>Figura 39. Esquema pila combustible PAFC</i>	87



<i>Figura 40. Esquema pila de combustible tipo PEM</i>	<i>88</i>
<i>Figura 41. Caso de estudio 1: Toda la generación renovable disponible.</i>	<i>95</i>
<i>Figura 42. Porcentajes de generación de cada tecnología</i>	<i>96</i>
<i>Figura 43. Caso de estudio 2.1: Generación eólica no disponible</i>	<i>97</i>
<i>Figura 44. Caso de estudio 2.1. Generación eólica no disponible</i>	<i>97</i>
<i>Figura 45. Cobertura de la demanda en caso de ausencia de eólica.</i>	<i>98</i>
<i>Figura 46. Caso de estudio 2.2: Generación fotovoltaica no disponible</i>	<i>99</i>
<i>Figura 47. Porcentajes de generación en el caso de ausencia de fotovoltaica</i>	<i>99</i>
<i>Figura 48. Caso de estudio 2.3: Generación minihidráulica no disponible.....</i>	<i>100</i>
<i>Figura 49. Porcentajes de generación en caso de ausencia de minihidráulica.</i>	<i>100</i>
<i>Figura 50. Reparto porcentual de costes en la inversión inicial.</i>	<i>108</i>
<i>Figura 51. Reparto porcentual de costes de explotación anuales.</i>	<i>110</i>
<i>Figura 52. Distribución porcentual de costes de inversión</i>	<i>112</i>
<i>Figura 53. Comparativa de costes de generación [€/MWh]</i>	<i>122</i>
<i>Figura 54. Evolución de los costes de generación en los 25 años de vida útil de las instalaciones</i>	<i>123</i>
<i>Figura 55. Desglose de costes de la factura eléctrica</i>	<i>123</i>
<i>Figura 56. Evolución del coste de generación a lo largo de la vida útil de la instalación [€/KWh]</i>	<i>125</i>
<i>Figura 57. Desglose de la inversión inicial por tecnologías.</i>	<i>127</i>



ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Parámetros climáticos promedio de Huesca.</i>	33
<i>Tabla 2. Puntos notables de la demanda de Cuenca del año 2012.</i>	33
<i>Tabla 3. Resumen de las características de la generación a efectos de la operación del sistema</i>	34
<i>Tabla 4. Resumen de potencia instalada en un radio de 50 km alrededor de Huesca.</i>	35
<i>Tabla 5. Detalle de la potencia minihidráulica instalada en la zona de interés</i>	36
<i>Tabla 6. Detalle de la potencia instalada eólica en la zona de interés</i>	38
<i>Tabla 7. Resumen generación fotovoltaica instalada en los alrededores de Huesca</i>	39
<i>Tabla 8. Potencia fotovoltaica incluida en la microrred.</i>	39
<i>Tabla 9. Cogeneración en los alrededores de Huesca.</i>	40
<i>Tabla 10. Resumen de potencia disponible de cada tecnología de generación.</i>	41
<i>Tabla 11. Datos residuos forestales comarca Hoya de Huesca.</i>	52
<i>Tabla 12. Estimación de los rendimientos de residuos de poda de los principales cultivos leñosos en España por hectárea.</i>	53
<i>Tabla 13. Resumen residuos</i>	55
<i>Tabla 14. Composición en volumen del gas de síntesis.</i>	64
<i>Tabla 15. Datos de residuos diarios que se introducen en la planta, por meses.</i>	61
<i>Tabla 16. Descripción de las características de funcionamiento de la caldera.</i>	64
<i>Tabla 17. Descripción de las características de funcionamiento de la turbina.</i>	75
<i>Tabla 18. Resumen de las características de funcionamiento del condensador.</i>	65
<i>Tabla 19. Descripción de las características de funcionamiento de la bomba.</i>	66
<i>Tabla 20. Composición del gas de síntesis limpio [16].</i>	78
<i>Tabla 21. Resumen de los valores de operación de la planta de gasificación.</i>	69
<i>Tabla 22. Tecnologías consideradas en el estudio de pilas de combustible.</i>	84
<i>Tabla 23. Resumen datos de las instalaciones eólicas.</i>	108
<i>Tabla 24. Resumen costes de inversión de los parques eólicos.</i>	109
<i>Tabla 25. Resumen de costes de explotación de parques eólicos</i>	111
<i>Tabla 26. Resumen de precios del KWh de la energía eólica.</i>	111
<i>Tabla 27. Resumen de las características de las centrales minihidráulicas de la microrred.</i>	112
<i>Tabla 28. Detalles de costes de inversión inicial por central.</i>	113
<i>Tabla 29. Costes de generación de la tecnología hidráulica</i>	114
<i>Tabla 30. Resumen características centrales fotovoltaicas incluidas en la microrred.</i>	114
<i>Tabla 31. Costes de generación de la tecnología fotovoltaica.</i>	115
<i>Tabla 32. Costes de operación y mantenimiento</i>	117
<i>Tabla 33. Costes de personal.</i>	117
<i>Tabla 34. Desglose de costes del ciclo rankine.</i>	118
<i>Tabla 35. Resumen costes procesos planta gasificación.</i>	119
<i>Tabla 36. Resumen costes inversión y explotación tecnologías de generación de la planta</i>	120
<i>Tabla 37. Costes de generación mediante pilas de combustible.</i>	120
<i>Tabla 38. Resumen de costes de generación por tecnologías.</i>	121



<i>Tabla 39. Cálculo del beneficio anual y acumulado a lo largo de la vida útil de la instalación.</i>	130
<i>Tabla 40. Parques eólicos en la provincia de Huesca</i>	137
<i>Tabla 41. Generación fotovoltaica de la provincia de Huesca</i>	147
<i>Tabla 42. Centrales minihidráulicas en Huesca</i>	148
<i>Tabla 43. Centrales de cogeneración en Huesca</i>	148
<i>Tabla 44. Costes de explotación de la tecnología eólica</i>	150
<i>Tabla 45. Costes de explotación de la tecnología fotovoltaica</i>	151
<i>Tabla 46. Costes de explotación de la tecnología minihidráulica</i>	152
<i>Tabla 47. Costes de explotación de las pilas de combustible</i>	153



PARTE I: MEMORIA



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA



Capítulo 1: INTRODUCCIÓN

1. MOTIVACIÓN

Con el objetivo de reducir la fuerte dependencia energética del exterior, debida principalmente al consumo de combustibles fósiles y gas natural, se ha impulsado en España una serie de políticas con la intención de promover las energías renovables.

En los últimos años, la instalación de energías renovables se ha visto fuertemente impulsada, en particular la eólica y fotovoltaica, mediante lo que se conoce como régimen especial.

De esta forma se ha organizado el sistema eléctrico español en dos subgrupos de generación:

- El **régimen ordinario**, que engloba todas aquellas tecnologías que compiten en el mercado eléctrico para entrar en la curva de generación. Entre ellas están las centrales convencionales, como son los ciclos combinados, las grandes hidráulicas, las centrales nucleares y de carbón.
- El **régimen especial**, que recoge los grupos de generación que reciben primas del estado al tratarse de tecnologías no rentables por sí mismas, y que se conectan a la red siempre que tengan capacidad de generación. Dentro de este grupo se encuentran las principales fuentes de energías renovables (eólica, termosolar, solar fotovoltaica, biomasa, minihidráulica) y la cogeneración.

Este medio de implantación de las renovables, que impulsa la inversión en las mismas mediante primas excesivas y prioridades de entrada al mix de generación, ha producido un encarecimiento excesivo de la electricidad, que aparece reflejado en la factura eléctrica de los ciudadanos. Nos encontramos en la actualidad con un precio de la electricidad, en el que tan sólo un 30% se corresponde con los costes de generación, resultando el 70% restante una consecuencia de estas primas y demás impuestos, que llevan a un precio artificialmente elevado, siendo uno de los más elevados de Europa como se puede observar en la siguiente gráfica:

Comparativa internacional entre precio de energía y costes de acceso

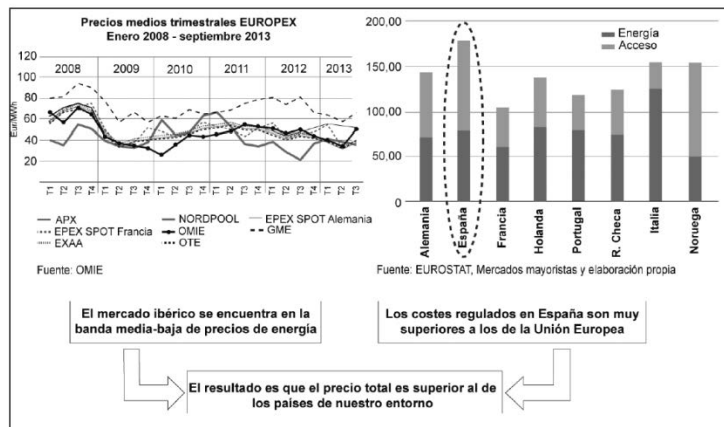


Figura 1. Comparativa internacional entre precio de energía y costes de acceso. [1]

Esta política de subvenciones y primas al régimen especial, se ha centrado particularmente en el apoyo a dos tecnologías, la eólica y la fotovoltaica, dando prioridad a los intereses de los inversores y dejando por el camino otras energías, como pueden ser la geotérmica, la mareomotriz, y especialmente la biomasa, entre la que se pueden considerar los residuos sólidos urbanos, de especial interés para este proyecto.

El principal problema de esta estructuración del sistema, es la obtención de un mix energético en el que se da prioridad a unas tecnologías altamente aleatorias e impredecibles, plenamente dependientes de las condiciones atmosféricas. En consecuencia, resulta necesario disponer de una potencia equivalente gestionable, cumpliendo en la actualidad esta labor los ciclos combinados y las centrales hidráulicas de bombeo, de forma que se garantice el suministro eléctrico en caso de indisponibilidad eólica o fotovoltaica especialmente para cubrir los picos de demanda que estas no sean capaces de suministrar.

Estas tecnologías altamente gestionables, que además son grandes centrales que fueron instaladas masivamente en España previa a la aparición de la generación renovable, están siendo subutilizadas, por lo que la inversión inicial de las mismas no está siendo amortizada.

Es por ello que este proyecto propone como solución la implantación de una generación distribuida en forma de una microrred inteligente, en la que se aprovechen las tecnologías renovables instaladas cerca de los puntos de consumo, y se proyecten sistemas gestionables renovables a pequeña escala, de forma que a nivel nacional estas grandes centrales de generación (ciclos combinados e hidráulicas de bombeo) puedan ser utilizadas y aprovechadas de forma rentable.

Otro planteamiento del actual sistema que se busca modificar con este proyecto, es la estructura, que conecta toda la generación al sistema nacional, independientemente de la potencia instalada, para luego ser distribuido a los distintos puntos de consumo de la península.



Con unas pérdidas en el transporte cercanas al 15%, no resulta razonable conectar los pequeños grupos generadores a la red nacional para luego distribuirlos y transportarlos a los puntos de consumo.

Estas pérdidas en el transporte asociadas a la generación del régimen especial, pueden ser eliminadas mediante el aprovechamiento de la energía cerca de los puntos de instalación. Mediante la implantación de microrredes inteligentes se logra una solución tecnológica y económicamente viable, al implantarse la generación renovable como generación distribuida cerca de los pequeños núcleos de consumo, eliminando las fluctuaciones de las mismas de la red principal, además de las pérdidas en el transporte mencionadas.

De esta forma se lograría la implantación racional y efectiva de las renovables. Se lograría el aprovechamiento de toda la generación renovable, no sólo aquellas que hasta ahora han tenido prioridad de instalación en España, como es el caso de la eólica y la fotovoltaica, sino que se incluirán otras fuentes de generación, que pueden ser aprovechadas a pequeña escala de forma gestionable, como es el caso de la biomasa, resultando de especial interés y consideración en este proyecto, la de los residuos sólidos urbanos. Desde la comunidad europea se está manifestando la importancia que tiene el aprovechamiento energético de los residuos, cuyo potencial en la actualidad y en particular en España, no está siendo aprovechado.

En la línea de los objetivos del marco europeo, este proyecto propone la utilización de la biomasa residual mediante la tecnología de gasificación por plasma, cumpliendo un objetivo secundario de este proyecto, aunque no por ello menos importante, que es la gestión de los residuos sólidos urbanos.

Esta tecnología, tan innovadora y novedosa, permite la eliminación completa de los residuos, gracias a las elevadas temperaturas que se alcanzan durante el proceso, sin que se produzcan subproductos como dioxinas o furanos, ya que se logra la disociación completa de la materia orgánica introducida. Como resultado del proceso, se obtiene un gas de síntesis rico en hidrógeno, fruto de la descomposición de la materia orgánica, y un material vitrificado inorgánico, que puede ser aprovechado en distintas aplicaciones, en particular para materiales de construcción.

El aprovechamiento de esta biomasa residual cumple con el objetivo de compensar la no gestionabilidad de las tecnologías ya instaladas, no mediante la generación de forma instantánea, sino almacenando hidrógeno que pueda ser usado en caso de necesidad. De esta forma, mientras estén funcionando la eólica y la fotovoltaica, el hidrógeno producido podría ser almacenado, para ser utilizado para la producción de electricidad posteriormente, mediante motores de combustión interna o pilas de combustible.

La obtención de hidrógeno como subproducto, la no existencia de residuos o componentes tóxicos derivados del proceso, el balance energético positivo característico del proceso, y la posibilidad de almacenamiento energético que ofrece esta tecnología en forma de hidrógeno, son las principales ventajas por las que se considera que el plasma es la tecnología idónea para



el aprovechamiento energético de los residuos frente a la incineración y demás formas de aprovechamiento.

De esta forma, se obtiene un recurso renovable, gestionable y limpio, que puede ser combinado a pequeña escala en forma de generación distribuida junto a las tecnologías aleatorias ya instaladas, conformando microrredes inteligentes, que permiten solucionar los problemas que plantea la actual gestión del sistema eléctrico, proporcionando además una forma de integración razonable y eficiente de la generación renovable.

Vista la necesidad de la implantación de un cambio en la red eléctrica española, es necesario demostrar la viabilidad económica de las microrredes y sus beneficios y ventajas técnicas y medioambientales. Es por ello que este proyecto plantea un estudio de viabilidad de una microrred inteligente, como solución a la situación planteada.

Para ello, se ha elegido centrar el estudio en la ciudad de Huesca, con una población de 54.000 habitantes, que cuenta con grandes potencias instaladas de generación eólica, fotovoltaica y minihidráulica a sus alrededores.

2. OBJETIVOS

El proyecto se sitúa en un marco concreto, la ciudad de Huesca. El objetivo principal del proyecto es estudiar la viabilidad de una microrred que sea técnica y económicamente posible, que logre abaratar el precio actual de la electricidad, y que satisfaga el consumo de electricidad de Huesca mediante el aprovechamiento de los recursos naturales disponibles en la zona. Para ello, se deberán cumplir los siguientes objetivos:

- En primer lugar, recopilar y analizar los datos de demanda y generación reales de la ciudad de Huesca. Se estudiará la existencia de renovables no gestionables instaladas en la zona, como son la eólica, fotovoltaica y minihidráulica. Se estudiará la fluctuación anual de la demanda, estudiando los casos de máximos y mínimos tanto mensuales como diarios.
- Análisis de los datos recogidos, estudiando la forma de satisfacer la demanda mediante la generación disponible. Se estudiarán distintas hipótesis de trabajo, de forma que se puedan conocer las necesidades de dimensionado de una fuente gestionable que sea capaz de cubrir la demanda en aquellos casos que las tecnologías instaladas no alcancen a hacerlo.
- Estudio de las posibles fuentes gestionables de generación distribuida para ser incluidas en la microrred, de forma técnica y económicamente viable, y que además sean respetuosas con el medioambiente. En concreto, se estudiará la posibilidad de implantar un método de gestión y aprovechamiento energético de residuos sólidos urbanos.
- Se estudiarán las distintas formas de aprovechamiento energético de residuos sólidos urbanos disponibles, justificando la solución adoptada: la tecnología de gasificación por plasma. Se ha elegido la gasificación por plasma para la obtención de hidrógeno y no otra



técnica, pues se trata de un proceso con balance energético positivo, no produce residuos y genera hidrógeno que puede ser utilizado directamente para la obtención de energía.

- Se estudiará el diseño de una planta de gasificación por plasma, que además de eliminar los RSU, sea una fuente gestionable de electricidad, que permite el almacenamiento de hidrógeno y su posterior uso en pilas de combustible PEM.
- Con el fin de demostrar la viabilidad técnica de la microrred, se realizará un estudio de las diferentes situaciones posibles de mix de generación, estudiando el funcionamiento óptimo de las pilas de combustible y los sistemas de almacenamiento de hidrógeno proyectados.
- Por último, se realizará un estudio económico, en el que se estudiarán los costes de inversión y explotación de las distintas tecnologías incluidas en la microrred, y la evolución a lo largo de los años de vida de las instalaciones, obteniendo finalmente los costes de generación de la microrred para poder compararlos con los actuales precios de la electricidad. Se realizará además un estudio de rentabilidad desde el punto de vista del inversor, con el objetivo de demostrar e incentivar este tipo de proyectos como futuros sistemas eléctricos que sustituyan la situación actual.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA



Capítulo 2: ESTADO DEL ARTE

1. LAS MICRORREDES INTELIGENTES

En este capítulo se plantea una introducción a las microrredes inteligentes. Estas son una aplicación de las redes inteligentes o Smartgrids, que están siendo impulsadas desde la comunidad europea, y desde diferentes organismos a nivel mundial como es la IEA (International Energy Agency) [2].

La generación, en España y a nivel mundial, está sufriendo un proceso de descentralización. De los tradicionales grupos generadores, altamente gestionables y de gran potencia conectados de forma centralizada, se ha pasado a nuevas formas de generación, no contaminantes, no dependientes de los combustibles fósiles englobadas como generación renovable. En especial en España, como ya se comentó en la introducción, han tenido un especial progreso la generación eólica y fotovoltaica, altamente no gestionables.

Esta implantación de nuevas formas de generación implica a su vez un cambio en el sistema, siendo el más impulsado desde la comunidad europea las Smartgrids, en particular mediante microrredes inteligentes. [3]

Una microrred es una forma de generación distribuida, que engloba los distintos recursos renovables instalados cerca de una zona de consumo, para abastecer a la misma, incluyendo además sistemas de almacenamiento energético a pequeña escala y fuentes de generación gestionables.

Se trata de una forma alternativa a los actuales sistemas de generación, transporte y distribución que conforman el sistema eléctrico español. Colaboran con la reducción de las emisiones de CO₂, permiten una mayor gestionabilidad de la generación, una mayor respuesta por parte del consumidor y una mejor integración de las renovables, aprovechando las tecnologías e infraestructuras ya instaladas, complementándolas con otras nuevas que permitan mejorar la eficiencia global del sistema, la flexibilidad, y la seguridad y calidad de suministro.

Este nuevo sistema, no supone solo una forma de generación descentralizada, sino que además busca una mayor involucración del cliente, que permita reducir los picos de demanda actuales y aplanar la curva de la demanda.

Permite además, un sistema con un flujo bidireccional de la energía, no sólo de la red a los puntos de consumo, sino permitiendo además la posibilidad de que los consumidores sean a su vez generadores de energía.

Estas microrredes, conectadas a una red de baja tensión, están compuestas por generadores distribuidos, equipos de almacenamiento y cargas controlables. La característica más atractiva de este tipo de sistemas es la posibilidad de funcionar en modo isla, pudiendo autoabastecerse



gracias a la generación distribuida conectada a la misma. Esto resulta una ventaja importante, ya que en aquellas zonas de difícil acceso podría ser la solución para lograr la implantación de infraestructuras eléctricas. Sin embargo, también existe la posibilidad de funcionamiento conectado a la red principal en aquellas zonas que sea posible, permitiéndose un intercambio bidireccional con la misma, vendiendo los excesos de la generación distribuida, y comprando energía en casos de necesidad. Esto permite un aumento de la calidad de suministro y robustez del sistema.

Según el Departamento de Energía de los Estados Unidos (U.S. DOE) [4], se pueden clasificar las microrredes en cuatro grupos:

1. **Customer Microgrids or true microgrids (μ grids)** son microrredes capaces de autoabastecerse, contando por lo general con un único punto de interconexión con la red. Es el tipo de microrred más común y más conocido.
2. **Utility or community microgrids or milligrids (mgrids)**, son microrredes que engloban un segmento perteneciente a la red. Técnicamente son iguales que las microrredes verdaderas, diferenciándose únicamente en aspectos regulatorios, además de incorporar esta última infraestructura que forma parte de la red tradicional.
3. **Virtual Microgrids (vgrids)**, microrredes virtuales, son quizá las menos desarrolladas, se trata de sistemas capaces de funcionar como un único Sistema de funcionamiento en isla, o varios sistemas coordinados de múltiples islas.
4. **Remote power systems (rgrids)**. Se trata de aquellas microrredes instaladas en zonas remotas, que no tienen posibilidad de funcionar conectadas a la red. Se trata de sistemas aislados cuya única opción de funcionamiento es en isla.

1.1. EJEMPLOS DE MICRORREDES

A continuación se muestran una serie de ejemplos de microrredes existentes a distintas escalas y lugares del mundo.

a) Microrred de Santa Rita Jail, California

Se trata de una microrred del primer tipo según la clasificación del DOE de los Estados Unidos, es decir, se trata de una “customer microgrid”.

Esta microrred presenta la peculiaridad de tratarse de una cárcel en Dublin, California. Se trata de un proyecto parcialmente subvencionado por el U.S. DOE, englobado en su programa de redes inteligentes.

Esta cárcel, que cuenta con 4.500 presos, fue inaugurada en 1989, y es considerada una de las cárceles más eficientes de los estados unidos, con un pico de demanda eléctrica que ronda los 3 MW.

Los sistemas de generación de la microrred poseen las siguientes características:

- Un sistema de paneles fotovoltaicos que cuenta con 1,2 MW instalados.
- Una pila de combustible de carbonato fundido de 1MW, que cuenta con un sistema recuperador de calor, proporcionando agua caliente para usos domésticos.
- Un sistema de baterías de 2MW y 4MWh, que permite que la red tenga un sistema de reserva y pueda funcionar en modo isla. Estas baterías suponen el único sistema gestionable disponible en la microrred.

Como se puede observar, se trata de un ejemplo de microrred que cuenta con tecnologías de generación distribuida y sistemas de almacenamiento que le permiten operar de forma independiente de la red principal.

b) Sendai Microgrid, Japón

Esta microrred fue diseñada inicialmente en 2005, suministrando potencia a las instalaciones de la Universidad Tohoku Fukushi.

La siguiente figura muestra un esquema del funcionamiento y de las distintas partes incluidas en la microrred:



Figura 2. Microrred Tohoku Fukushi University, Japón

Se puede observar que la microrred dispone de puntos de conexión con la red principal, y engloba zonas de la universidad y de la ciudad de Sendai.

Probablemente se trata del ejemplo de microrred más conocido en la actualidad, ya que se trata de uno de los cuatro grandes proyectos NEDO llevados a cabo en Japón, entre el 2005 y el 2008.

Se trata de un proyecto que sigue operativo, tras sobrevivir al terremoto y Tsunami del 2011. Aunque durante el desastre perdió la generación durante unas horas, posteriormente pudo



suministrar energía y calor al hospital de la Universidad durante los dos días de apagón posteriores al terremoto.

El suministro de energía procede de dos turbinas de gas de 350 KW de potencia, 50 KW de paneles solares y baterías de almacenamiento.

c) Microrred Mannheim-Wallstadt

Este tipo de microrred es un ejemplo de “Miligríd”. Se encuentra en Mannheim-Wallstadt, Alemania. El edificio microrred se encuentra en la población de Mannheim, de 1.200 habitantes, siendo el proyecto respaldado por el Proyecto europeo “More Microgrids project” por inversores privados.

El objetivo principal de este proyecto era desarrollar una “True microgrid”, capaz de funcionar tanto en modo aislado como conectado a la red, siendo el cambio de una situación a la otra ágil y rápido.

Se trata de un Sistema dirigido particularmente hacia demandas residenciales y comercios. La demanda total del edificio varía entre los 80 KW y los 230 KW. Los sistemas de generación distribuida de la microrred son los siguientes:

- Una pila de combustible de 4,7 KW
- Un sistema fotovoltaico de 3,8 KW
- Un sistema de almacenamiento de 1,2 KW
- Dos unidades cogeneradoras de 9 KW y 5,5 KW

d) Microrred de Huatacondo, Chile

Se trata de un ejemplo de microrred remota, según la clasificación del U.S. DOE. Se trata del primer proyecto de microrredes desarrollado en Chile, y se encuentra en una zona remota de la cadena montañosa de los Andes, donde existe una población de 150 habitantes. Previa a la construcción de la microrred, la población disponía de un sistema diésel de alimentación que proporcionaba energía durante 10 horas diarias.

El objetivo de la implantación de la microrred era el de mantener el Sistema diésel, combinándolo con unidades de generación distribuida, en particular paneles solares fotovoltaicos, energía eólica y sistemas de almacenamiento de baterías.

Esta microrred incluye los siguientes grupos generadores:

- Un generador diésel de 150 KW
- 22 KW de paneles solares con seguimiento
- Una turbina eólica de 3 KW



- Una batería con capacidad de 170 KWh
- Un Sistema de control de la energía

Los resultados logrados hasta ahora mediante la implantación de la microrred han sido considerablemente positivos. Se ha logrado una reducción del 50% del consume de diésel, y la generación mediante paneles solares ha logrado un factor de capacidad del 28%.

e) Proyecto IOTHER, Huesca

En la ciudad de Huesca, existe actualmente una microrred instalada en el parque tecnológico de Walqa, que aprovecha la generación obtenida mediante paneles solares fotovoltaicos y aerogeneradores, para la obtención de hidrógeno mediante un proceso de electrólisis. Por interés del proyecto debido a la similitud de las características con el actual proyecto, se realizó una visita a las instalaciones durante la ejecución del proyecto.

La infraestructura de la microrred consta de los siguientes componentes:

- Un parque eólico de 635 KW con tres tecnologías diferentes, en operación desde el año 2007
- Una instalación solar fotovoltaica de 100 KW con seis tecnologías distintas, en operación también desde 2007
- Un sistema electrolizador de 70 KW para la obtención de hidrógeno
- Un sistema de almacenamiento intermedio de hidrógeno a 32 bar
- Un compresor y sistema de almacenamiento posterior a 350 bar
- Dispensador de hidrógeno y pilas de combustible.

El hidrógeno producido por electrólisis a partir de las tecnologías renovables instaladas, es aprovechado posteriormente en las pilas de combustible o llevado al dispensador de hidrógeno para su utilización en vehículos de hidrógeno

El proyecto IOTHER, Infraestructura Tecnológica de Hidrógeno y Energías Renovables, ha sido premiado por el Hydrogen Implementing Agreement de la Agencia Internacional de la Energía en la categoría de Tecnología Demostrativa. [5]



Figura 3. Instalaciones proyecto IHER [6]

La razón por la que se utiliza la gasificación por plasma en vez de la electrólisis como forma de obtención de hidrógeno, es el balance energético positivo característico de la gasificación por plasma, además de tener esta costes más reducidos que el proceso de electrólisis.



2. LA GASIFICACIÓN POR PLASMA

Otra de las tecnologías novedosas incluidas en este proyecto, es una planta de gasificación por plasma, como método de aprovechamiento energético de residuos.

Su funcionamiento, tal y como se ha comentado en la introducción, permite la disociación completa de los residuos introducidos al sistema, suponiendo un recurso limpio, que permite la obtención de hidrógeno, y proporciona la posibilidad de almacenamiento del mismo.

A continuación se describen algunas de las instalaciones ya operativas que funcionan en base a esta tecnología.

2.1. INSTALACIONES OPERATIVAS

La empresa Westinghouse Plasma Corporation cuenta con una serie de plantas comerciales operativas alrededor del mundo. Se utiliza en concreto en tres plantas comerciales operativas y se está instalando en dos plantas adicionales.

a) Mihama-Mikata, Japón

En esta planta de WHC se procesan diariamente 20 toneladas de residuos sólidos urbanos, procedentes de los municipios de Mihama y Mikata. Además, se encarga del tratamiento de 4 toneladas diarias procedentes de lodos de depuración.

El gas de síntesis obtenido se utiliza para la producción de calor, que es aprovechado para el secado de los lodos residuales de entrada.

La lava vitrificada procedente de la materia orgánica que entra al reactor, es aprovechada como agregado para hormigón o adoquines.

Además, la planta cumple holgadamente con los requisitos ambientales respecto a emisiones.



Figura 4. Imágenes de la planta de gasificación de Japón.[7]

b) EcoValley – Utashinai, Hokkaido, Japón

Esta planta se sitúa en la localidad de Utashinai, en la isla de Hokkaido, y tiene una capacidad de procesamiento de 220 toneladas diarias de residuos sólidos urbanos preorganizados.

La planta cuenta con dos sistemas gasificadores, ambos de capacidad 110 toneladas diarias de RSU.

Al igual que ocurre con la planta de Mihama-Mikata, esta planta cumple con los requisitos medioambientales de emisiones.

c) MEPL, Pune, India

La planta de plasma de India se utiliza para la eliminación de residuos peligrosos, procedentes de más de 30 industrias instaladas en India.

El propietario de la planta, SMSIL, es socio de WPC y en conjunto, las empresas ofrecen gasificación por plasma en el mercado indio.



Figura 5. Planta de tratamiento de residuos peligrosos, India.[7]

2.2. INSTALACIONES EN CONSTRUCCIÓN

De las actuales plantas en construcción, cabe destacar dos centrales de gasificación por plasma.

La primera, es la planta de energía renovable de Tees Valley, que procesará 1.000 tpd de RSU preorganizados y producirá electricidad mediante una isla de energía de ciclo combinado, que es la combinación de una o varias turbinas de gas, un generador de vapor de recuperación de calor y una turbina de vapor, y se considera la tecnología más eficiente para la conversión de gas en electricidad. La planta contará con sistemas de limpieza del syngas, de modo que se asegure que cumple con los requisitos específicos de las turbinas de gas.



Figura 6. Ubicación de la futura planta de Tees Valley, al norte de Inglaterra [7]

La segunda planta en construcción, es la planta de residuos de madera de Wuhan Kaidi, cuya construcción empezó en diciembre del 2011, por la empresa china Wuhan Kaidi Holding Investment Co. La instalación incluye una planta de demostración de gasificación por plasma de 150 tpd, adquirida a WPC. Kaidi anticipa que la planta entrará en operación a finales de 2012 y procesará biomasa para la conversión en energía y combustibles líquidos.



Figura 7. Planta de Wuhan Kaidi en construcción.[7]



Capítulo 3: La Microrred en Huesca

1. MICRORREDES: DEFINICIÓN

Existen diversas definiciones en lo que a una microrred se refiere:

- Microgrids are electricity distribution systems containing loads and distributed energy resources, (such as distributed generators, storage devices, or controllable loads) that can be operated in a controlled, coordinated way either while connected to the main power network or while islanded.[8]
- A microgrid is a group of interconnected loads and distributed energy resources within clearly defined electrical boundaries that acts as a single controllable entity with respect to the grid. A micro grid can connect and disconnect from the grid to enable it to operate in both grid-connected or island-mode.[9]

En definitiva, se trata de una forma de distribución de energía, que integra recursos de generación distribuida (en su mayoría recursos renovables), así como dispositivos de almacenamiento de energía, de forma que se pueda proporcionar suministro eléctrico a una región aislada sin necesidad de dependencia de un sistema de transporte de electricidad.

El concepto de microrred nace con la idea de asegurar el suministro a aquellos consumidores que no pueden permitirse un parón en caso de fallo en la red de transporte o distribución, como puede ser en aeropuertos, hospitales, centros de datos...etc.

En lo que a este proyecto respecta, la implantación de una microrred no va encaminada a asegurar un sistema de reserva a consumidores críticos o proporcionar suministro eléctrico a zonas aisladas, sino que se utiliza otra aplicación del concepto:

La microrred que se pretende diseñar, instalada en la ciudad de Huesca, pretende unir el concepto de generación distribuida con la integración de las tecnologías renovables existentes en la zona, de forma que se pueda lograr el suministro de la ciudad de forma independiente de las redes de transporte y distribución.

De esta forma, se lograría abaratar los costes de transporte, un mejor aprovechamiento de las energías renovables, y el funcionamiento independiente de la red.

El principal problema que se plantea, es la no gestionabilidad de la generación renovable disponible (eólica, solar fotovoltaica, minihidráulica...), dependiente de la aleatoriedad atmosférica, por lo que será necesario, como se explicará más adelante, un sistema de reserva capaz de satisfacer la demanda en caso de fallo de la generación renovable no gestionable.

2. LOCALIZACIÓN DE LA MICRORRED

Se ha elegido la ciudad de Huesca, en la comarca de la Hoya de Huesca, para el diseño de la microrred inteligente. La ciudad de Huesca, capital de la provincia con el mismo nombre, se encuentra en la comunidad autónoma de Aragón.

La ciudad se asienta en un amplio cerro ovalado, con una altitud de 488 metros sobre el nivel del mar, situada en una amplia depresión plana de unos 20 kilómetros de diámetro, cerrada por pequeñas elevaciones, que es conocida desde hace siglos como la Hoya o la Plana. Se halla en el noreste de la península ibérica a 70 kilómetros de Zaragoza, a 380 km de Madrid y a 273 km de Barcelona. Se ubica en el centro de la Hoya de Huesca y en el centro oeste de la provincia.

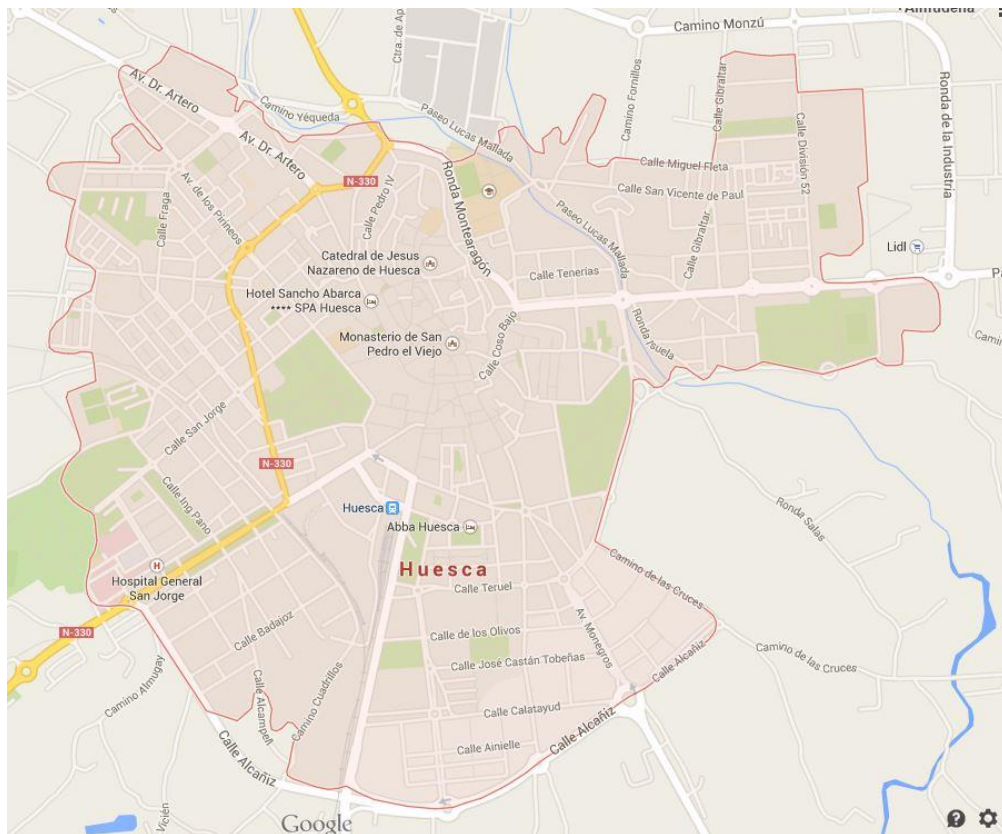


Figura 8. Mapa de situación de Huesca. [10]

Por Huesca discurre el río Isuela y también en sus alrededores el río Flumen, además se encuentra en el límite de las sierras exteriores del Pirineo. El entorno de la ciudad, cercana a los pirineos, tiene gran potencia instalada de centrales minihidráulicas y eólicas, que serán aprovechadas en el diseño de la microrred.

La distribución eléctrica en la localidad se ocupa mayoritariamente la empresa Endesa, mientras que la empresa Red Eléctrica Española se ocupa de la distribución y del transporte de la electricidad.

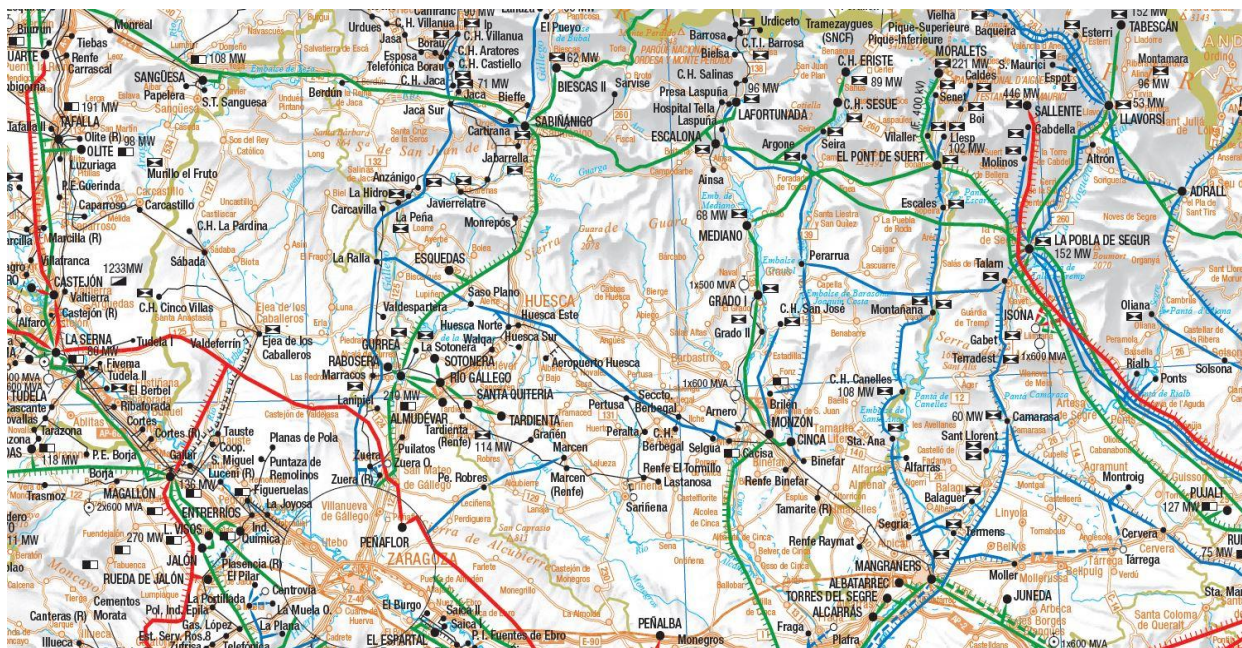


Figura 9. Mapa de redes eléctricas de España ampliado en la zona de interés [11]

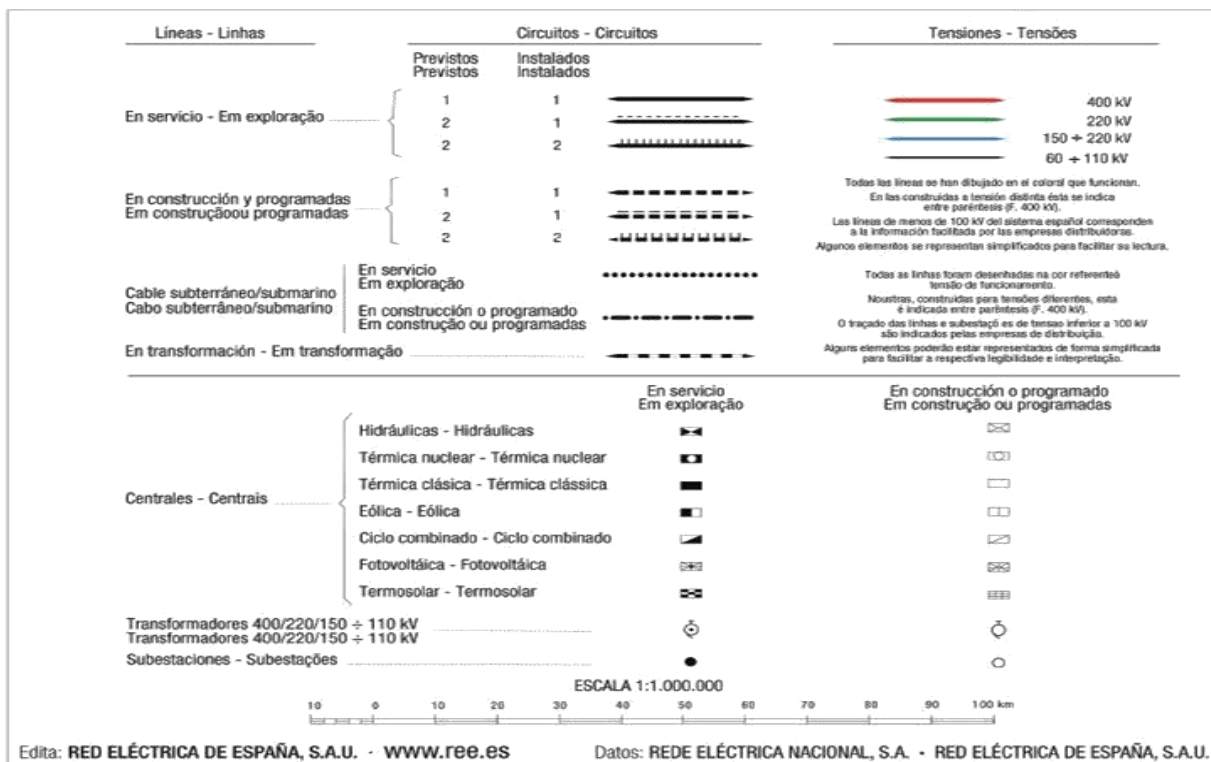


Figura 10. Leyenda de mapa de redes de España [11]



En cuanto a población se refiere, se registró en el año 2014 una población de 52.418 habitantes (casi un cuarto de la población provincial), siendo la superficie de la ciudad de 161,03 km², con lo que es una de las capitales de provincia con menor población de España [12]. Es la segunda ciudad de Aragón y la sede de la Diputación Provincial de Huesca.

La economía oscense se basa en el sector servicios con un auge del turismo, seguida de la industria y por último la construcción. Si bien se trata de una zona de tradición agrícola, este sector ha ido perdiendo importancia en la ciudad con el paso del tiempo para dejar paso a la industria y el comercio. Actualmente Huesca tiene más de 2500 empresas y asociaciones como Ceos-Cepyme Huesca, la Cámara de Comercio e Industria de Huesca y Fundesa que hacen que Huesca sea una ciudad de servicios. También tiene gran importancia el Parque Tecnológico Walqa que incluye 65 empresas de base tecnológica y unos 1000 puestos de trabajo.

El sector agrícola solo corresponde al 9,82% del PIB oscense. La mayoría de los cultivos son de secano, el cereal es el más extendido con campos de cebada, trigo, avena y centeno. Pero también los cultivos de regadío han aumentado como la alfalfa. Tiene especial importancia en la zona y alrededores de la ciudad el cultivo de la vid, por la denominación de origen de Somontano, cuyos residuos de la poda serán de interés para este proyecto.

Existen alrededor de la ciudad cuatro polígonos industriales en las que se encuentran localizadas la mayoría de empresas de la ciudad: La Mangatina, Monzú, Sepes y Martínez de Velasco. Estos polígonos abarcan empresas dedicadas a varios ámbitos y sectores, destacando entre ellas empresas de construcción, alimentación, sector industrial, distribución, sector eléctrico, concesionarios, materiales y servicios.

El clima de Huesca es mediterráneo continentalizado. Se caracteriza por la alta amplitud térmica anual, con heladas moderadas, bancos de niebla, nevadas ligeras y por el fuerte viento, que lo convierte en una zona idónea para la instalación de potencia eólica. Las precipitaciones son abundantes en los meses que comprenden de octubre hasta mayo. Los meses de verano son los más secos, únicamente con alguna tormenta. Las precipitaciones suelen rondar normalmente los 550 mm anuales.

La temperatura media anual es de 13 °C, en verano las temperaturas pueden ser altas, y se puede alcanzar hasta 35 °C. En invierno son frecuentes las heladas y se pueden alcanzar los -7 °C. La ciudad disfruta de 2.682 horas de Sol al año y 23 días de tormenta, así como 35 días de heladas. La siguiente tabla muestra un resumen de temperaturas y de las horas de sol mensuales:



Mes	Temperatura máxima media (°C)	Temperatura media (°C)	Temperatura mínima media (°C)	Horas de sol
Ene	8,5	4,9	1,3	131
Feb	11,5	7	2,5	169
Mar	15	9,6	4,2	220
Abr	17,2	11,4	5,7	245
May	21,3	15,3	9,3	265
Jun	26,5	19,7	12,9	298
Jul	30,8	23,4	16,1	339
Ago	30,2	23,3	16,3	310
Sep	25,4	19,5	13,5	241
Oct	19,1	14,3	9,5	197
Nov	12,9	8,9	4,9	144
Dic	9,1	5,6	2,1	112
Anual	19	13,6	8,2	2682

Tabla 1. Parámetros climáticos promedio de Huesca. [AEMET]

Como se puede observar, las horas de sol mensuales permanecen constantes a lo largo del año, siendo más reducidas en los meses de invierno, con lo que se puede deducir que durante esos meses la disponibilidad de la tecnología solar en la generación será menor.

3. DEMANDA ENERGÉTICA

La compañía distribuidora en la ciudad de Huesca es Endesa. Debido a la imposibilidad de recopilar los datos de demanda de la ciudad, se ha optado por utilizar la información de un núcleo poblacional equivalente del que se conozca la información. Por ello se ha tomado la información de la ciudad de Cuenca, de 57.000 habitantes de población y con una estructura económica muy similar a la de Huesca.

Es importante conocer la demanda máxima de la ciudad, ya que será para esta demanda para la que se dimensionará la potencia gestionable que será necesaria para poder satisfacer la demanda en caso de fallo de las renovables en la situación más desfavorable.

La siguiente tabla recoge los datos del máximo y el mínimo de demanda en la ciudad de Cuenca en el año 2012:

	MWh	Día	Mes	Hora
Máximo	41,96	13	Febrero	12:00
Mínimo	10,67	27	Mayo	8:00
Diferencia	31,28	-	-	-

Tabla 2. Puntos notables de la demanda de Cuenca del año 2012[13]

Con estos datos, se puede dimensionar la potencia máxima gestionable necesaria. Sabiendo que el máximo de demanda es de 41,96 MWh, será necesario contar con 50 MW instalados de potencia gestionable.

4. ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN RENOVABLE INSTALADA EN LAS PROXIMIDADES DE HUESCA

Tal y como se ha comentado en apartados anteriores, el objeto de este proyecto es el diseño de una microrred en Huesca, aprovechando los recursos energéticos instalados en la zona, de origen renovable, que por lo general es no gestionable.

Una central de generación eléctrica es gestionable cuando tiene una capacidad de regulación lo suficientemente flexible como para variar su potencia y adaptarse a los requerimientos de la demanda en el corto plazo. En la siguiente tabla se muestra un resumen de tecnologías de generación y su grado de gestionabilidad:

	Contribución a la cobertura	Aporte a la fiabilidad del sistema	Flexibilidad Operativa	Facilita integración RES	Emite CO2
Nuclear	Importante	SI	Escasa	NO	NO
Ciclo Combinado	Importante	SI	Alta	SI	Reducida
Carbón	Descendente	SI	Media	SI	Elevada
Hidráulica	Variable s/recurso	SI	Muy Alta	SI	NO
Eólica	Variable s/recurso	NO	NO	No gestionable	NO
Solar Fotovoltaica	Variable s/recurso	NO	NO	No gestionable	NO
Solar térmica	Variable s/recurso	NO	NO	Parcialmente gestionable	NO

Tabla 3. Resumen de las características de la generación a efectos de la operación del sistema [11]

Como se puede observar, la energía eólica, fotovoltaica y minihidráulica son no gestionables, pues su capacidad de cobertura de la demanda es variable, dependiendo de la disponibilidad del recurso primario (radiación solar en el caso de la solar, viento en el caso de la eólica y caudal suficiente en el caso de la hidráulica).

Por lo tanto, se debe tener en cuenta el riesgo que esto supone, pues existe la posibilidad de no poder satisfacer la demanda mediante estos recursos.

Este riesgo supone la necesidad de proporcionar un sistema de reserva que garantice la seguridad de suministro. Para ello se mantendrá la conexión con la red principal de distribución de la zona, de forma que sea posible el intercambio energético con la misma. Esto permitirá la venta de energía a la red en caso de excedentes en la producción, y el soporte de la microrred para cubrir los picos de demanda en caso de necesidad. Además, se instalará un sistema de reserva de la red, mediante la utilización de un recurso energético que sea gestionable, cuyo diseño se explicará en posteriores capítulos.

Se considerarán todos aquellos recursos que se encuentren a distancias no superiores de 50 km de la ciudad y que se encuentren en funcionamiento en la actualidad, con el objetivo de reducir las pérdidas en el transporte que ya fueron comentadas en la introducción. A continuación se muestra una tabla resumen con toda la potencia disponible instalada en los alrededores de la ciudad:

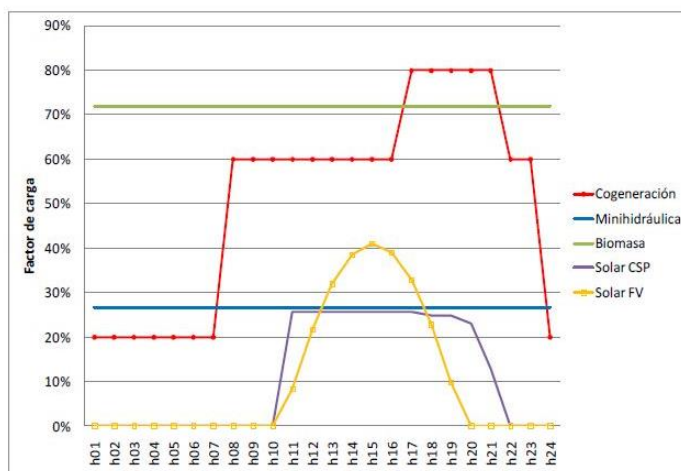
	potencia instalada(MW)	% de potencia	nº de centrales
hidráulica	85,22	20,89	22
solar fotovoltaica	61,023	14,96	263
cogeneración	5,22	1,28	3
eólica	256,5	62,87	8
total	407,963	-	-

Tabla 4. Resumen de potencia instalada en un radio de 50 km alrededor de Huesca.

[Elaboración propia]

La variedad tecnológica que supone la combinación de estas fuentes de generación, plantea un aspecto positivo en cuanto a la gestionabilidad se refiere, ya que cada tecnología presenta un perfil horario de funcionamiento diferente, de forma que existe la posibilidad de que al fallar una tecnología, se disponga de las demás para cubrir la demanda.

- Generation profiles



Technology	Eq. Hours
Biomass	5,457
Cogeneration	4,742
Wind	2,201
Mini-hydro	2,331
Other RES	420
Wastes	5,094
Solar PV	1,863
Solar CSP	2,160
Waste treatment	7,460

Figura 11. Horas de funcionamiento y factor de carga de diferentes tecnologías.[14]

4.1. **MINIHIDRÁULICA**

Según los datos facilitados por Endesa, existen 22 centrales minihidráulicas en la zona de interés. Con el objetivo de simplificar al máximo la microrred, se escogerán únicamente aquellas centrales de mayor potencia y que se encuentren a menor distancia del centro de la ciudad, de forma que los costes de transporte sean mínimos. La siguiente tabla muestra un resumen de las tecnologías escogidas:

Instalación	Potencia instalada(MW)	Distancia a Huesca(Km)	Municipio de instalación
BERBEGAL	2,07	47	Berbegal
CARCAVILLA	4,8	50	Aragón
GURREA DE GALLEGO	1,1	38	Gurrea de Gállego
JAVIERRELATRE	10,4	48	Aragón
MARRACOS	6,7	47	Aragón
PIRACES	1,311	19,4	Piracés
VALDESPARTERA	4	39	Biscarrués
TOTAL(MW)	30,381		

Tabla 5. Detalle de la potencia minihidráulica instalada en la zona de interés [Elaboración propia]

Teniendo en cuenta el factor de carga de esta tecnología mostrado en la figura 1, se puede aproximar la generación diaria que se obtendría utilizando la potencia minihidráulica instalada, según se muestra en la siguiente figura:

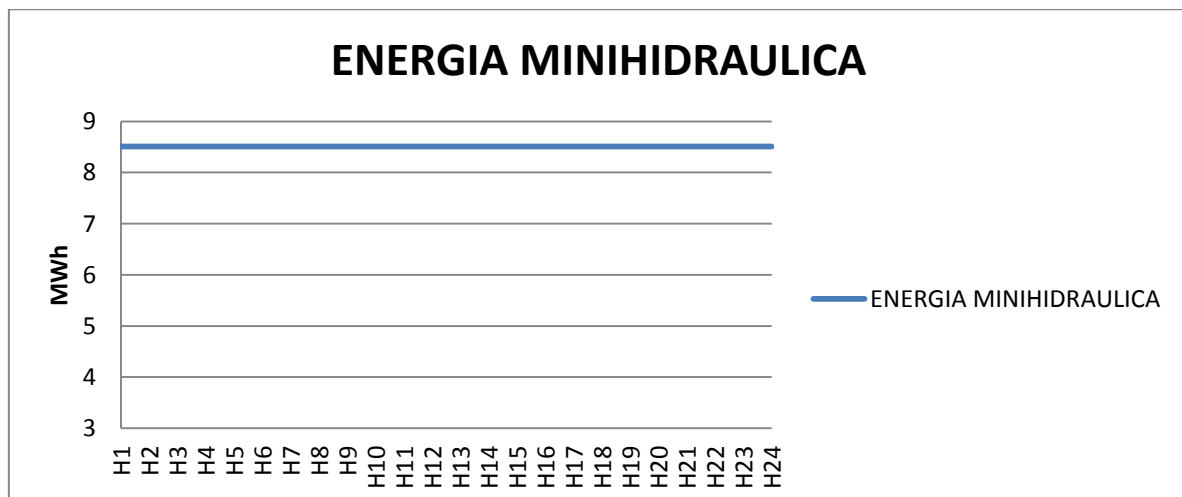


Figura 12. Perfil diario típico de tecnología minihidráulica [Elaboración propia]

Como se puede observar en la figura 2, el régimen de funcionamiento de esta tecnología es prácticamente constante, pues se trata de centrales de tipo fluyente. Este tipo de centrales son construidas en aquellos lugares en que la energía hidráulica debe ser utilizada en el instante en que se dispone de ella, para accionar las turbinas hidráulicas. Por lo tanto, siempre



que el caudal sea constante, su producción también lo será. Además, este aspecto queda reforzado por la instalación de las centrales en zonas de precipitaciones y cauces constantes, quedando justificado e régimen de operación.

El régimen de producción de esta tecnología tiene la singular característica de ser prácticamente constante, al ser centrales de tipo fluyente, es decir donde no se opera sobre el régimen de funcionamiento, y además estar localizadas en una zona de precipitaciones y por lo tanto cauces constantes, es lógico este régimen de operación.

Otro aspecto a mencionar, es el bajo rendimiento de operación de estas centrales, ya que teniendo un máximo de potencia de 30 MW, la capacidad de generación horaria se encuentra cercana a los 9 MWh, por lo tanto muy lejos del máximo. Esto resulta coherente, pues se trata de centrales reaprovechadas para la producción eléctrica y que acumulan muchas horas de funcionamiento. Es por ello que, para evitar el encarecimiento de mantenimiento, se aleja el punto de operación del máximo disponible.

A pesar de la producción constante que proporciona esta tecnología, no puede ser considerada como una fuente de generación gestionable, ya que al operar sobre el cauce del río, no cuentan con reserva de agua y depende del caudal disponible en cada época del año, no existiendo la posibilidad de operar sobre el mismo en este tipo de centrales.



4.2. EÓLICA

Según la información facilitada por Endesa, existen siete parques eólicos instalados en los alrededores de Huesca y en funcionamiento, cuya información aparece detallada en la siguiente tabla:

Instalación	Potencia Instalada (MW)	Distancia a Huesca(km)	Nº de aerogeneradores	Municipio de instalación
Sasoplano	39,2	21,2	49	Almudévar
Santa Quiteria	36	21,2	40	Almudévar y Tardienta
Río Gallego	38,7	38,1	43	Gurrea de Gállego
La Sotonera	18,9	38,1	6 y 6	Gurrea de Gallego y Alcalá de Gurrea
Robres	24	36,1	13	Robres
Tardienta I	49,5	26,1	75	Tardienta
Tardienta II	44,2	26,1	52	Tardienta y Torralba
Total	250,5	-	-	-

Tabla 6. Detalle de la potencia instalada eólica en la zona de interés [Elaboración propia]

Como se puede observar, la potencia instalada de esta tecnología es muy elevada en comparación con la minihidráulica y la fotovoltaica, por lo que será esta tecnología la que presente una mayor participación en el mix energético en sus periodos de disponibilidad.

Sin embargo, esta tecnología presenta el gran inconveniente de su dependencia de la velocidad del viento, cuya variación es completamente aleatoria y de difícil predicción, presentando un perfil altamente irregular a lo largo del año. De esta forma, nos encontramos con una tecnología altamente no gestionable, que además va a suponer la tecnología que mayor energía proporcione en el mix de generación, pudiéndose dar la situación de pérdida instantánea de generación por ausencia de viento, siendo necesaria una tecnología de reserva con la capacidad y rapidez suficiente de suplir estas variaciones.

Como ejemplo de esta situación, se muestran a continuación dos gráficas de producción eólica en España de dos días: el 12 y el 14 de febrero del 2014:

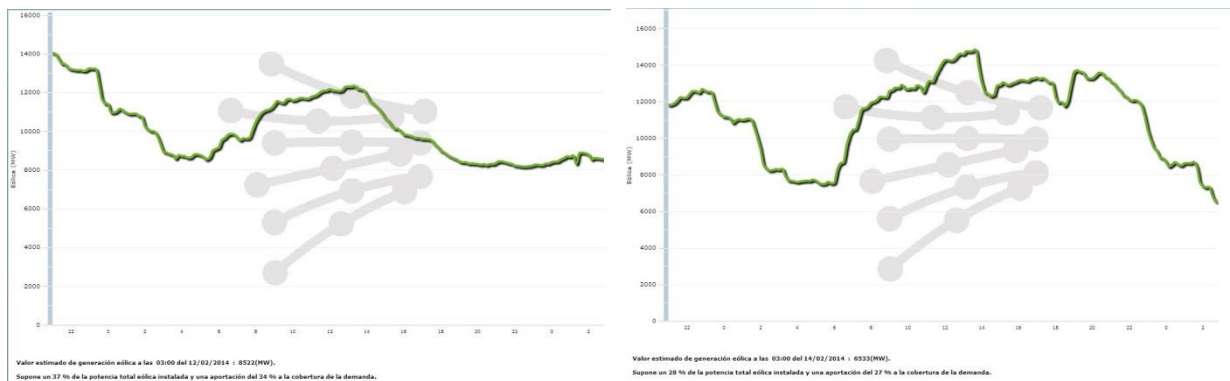


Figura 13. Comparativa de producción eólica entre el 12 y el 14 de febrero del 2014 [11]

Se puede observar como la producción eólica no sigue ningún tipo de patrón y es completamente aleatoria, variando enormemente de un día para otro.

Dada la gran aleatoriedad de esta tecnología, no se dispone de un perfil típico de generación eólica.



4.3. FOTOVOLTAICA

Según los datos facilitados por Endesa, existen 263 centrales solares fotovoltaicas en los alrededores de la ciudad de Huesca, con una potencia instalada total de 60,5 MW. Es decir, se trata en su mayoría de centrales de pequeña potencia instalada.

Considerando los datos de demanda en la ciudad, se valorará la conveniencia de considerar en la microrred todas estas instalaciones, pues debido a la pequeña potencia asociada a cada instalación, en algunos casos las pérdidas de transporte y los costes asociados a la utilización de las tecnologías pueden resultar en determinadas instalaciones que reduzcan la utilidad de la microrred.

Debido al elevado número de centrales de generación fotovoltaica instaladas, se ha optado por incluir esta información en un anexo (Anexo B).

Se incluye en alternativa una tabla con el resumen de la potencia fotovoltaica instalada:

potencia total instalada(MW)	60,5
potencia media de las instalaciones(MW)	0,23
distancia media de las instalaciones a Huesca(km)	33,22
nº de centrales	263

Tabla 7. Resumen generación fotovoltaica instalada en los alrededores de Huesca [Elaboración propia]

La producción de energía mediante esta tecnología depende las condiciones climáticas, pues depende de la radiación solar incidente en los paneles solares, que dependerá de la hora del día, de la nubosidad y de la época del año principalmente. Por ello se le considera una tecnología de generación no gestionable.

Al existir un elevado número de centrales fotovoltaicas, de pequeña potencia instalada, y encontrándose estas a distancias tales que las pérdidas tienen un valor elevado en comparación con la potencia que pueden proporcionar, finalmente se han seleccionado para la conexión en la microrred únicamente dos parques fotovoltaicos, cuyas características se muestran en la siguiente tabla:

Nombre de la central	P instalada en MW	Distancia a Huesca (Km)	Municipio
P. E. SASO PLANO (UNIFICADO)	39,2	0	Huesca
Fotovoltaica 1 MW "Formiñena"	1	26,1	Tardienta
TOTAL(MW)	40,2	-	-

Tabla 8. Potencia fotovoltaica incluida en la microrred.[Elaboración propia]

Teniendo en cuenta el factor de carga y la curva característica mostrados en la figura de la introducción, se puede obtener la curva típica de funcionamiento solar diario:

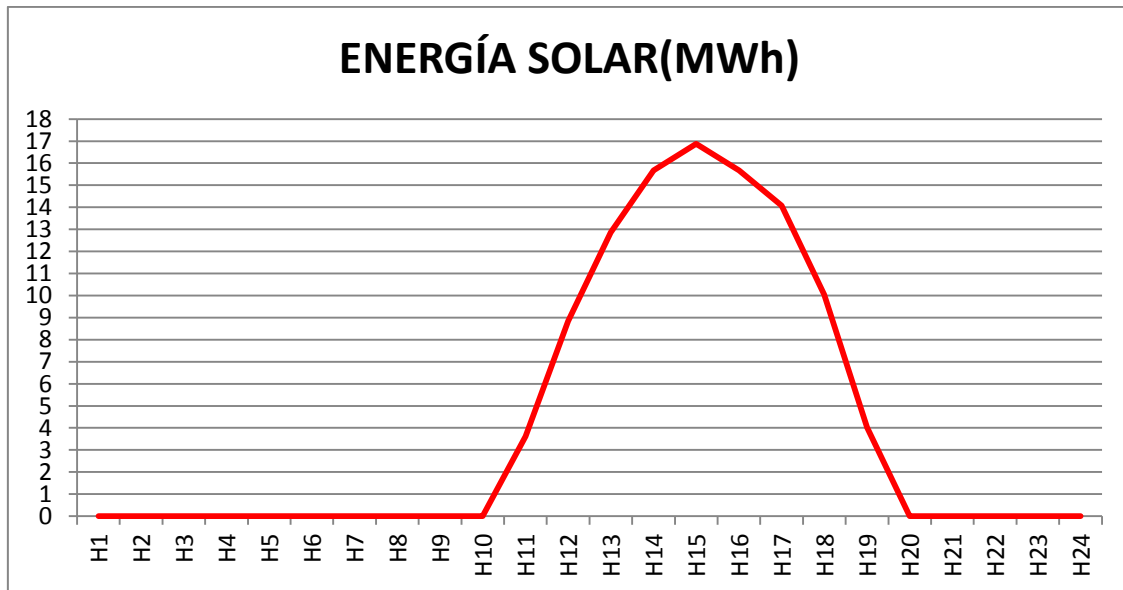


Figura 14. Perfil diario típico de la tecnología solar fotovoltaica [Elaboración propia]

Como se puede apreciar en la Figura 6, la producción fotovoltaica es nula en las horas en las que no hay irradiación solar, y llega aproximadamente a un 40% de la producción máxima en las horas de máxima irradiación.

4.4. COGENERACIÓN

Según la información facilitada por Endesa, existen tres centrales de cogeneración dentro de los límites territoriales planteados:

Nombre de la central	Municipio	P instalada(MW)	distancias a Huesca(Km)
RELECO SANTIAGO, AIE	Grañén	4,7	23,5
Central de cogeneración 500 kW de Energías Margua, S.A. en Lavanderías del Ebro, S.A.	Huesca	0,5	0
Microgeneración de 20 kW de Hotel Sancho Abarca S. L.	Huesca	0,02	0
Total	-	5,22	-

Tabla 9. Cogeneración en los alrededores de Huesca. [Elaboración propia]

Este tipo de tecnologías plantean el inconveniente de ser totalmente dependientes de los excedentes de energía de la industria a la que se encuentren asociadas, lo que deriva en que no es posible conocer el régimen de funcionamiento típico de las centrales de cogeneración.



Por otra parte, se cuenta tan solo con 5,22 MW de potencia instalada, que supone una cantidad mínima frente a la potencia disponible del resto de tecnologías.

Debido a esta situación, se ha optado por no incluir esta generación en el mix energético planteado, contando finalmente para el diseño de la microrred únicamente con las tecnologías minihidráulica, eólica y solar fotovoltaica.

4.5. RESUMEN DE TECNOLOGÍAS

A continuación se muestra, a modo resumen, una tabla con las distintas tecnologías de generación, que se encuentran ya instaladas y en operación, y que van a ser incluidas en la microrred objeto del proyecto:

SOLAR	40 MW	2 CENTRALES
MINIHIDRÁULICA	30 MW	7 CENTRALES
EOLICA	250 MW	7 CENTRALES

Tabla 10. Resumen de potencia disponible de cada tecnología de generación. [Elaboración propia]

Como se puede observar, la potencia eólica supone la mayor capacidad de generación frente a las otras tecnologías, por lo que será en principio esta tecnología la que cubrirá la mayor parte de la demanda de la ciudad. Sin embargo, es a la vez la menos gestionable de todas las anteriores, por lo que se prestará especial cuidado en el diseño del sistema de reserva, de forma que presente las características necesarias para suplir en caso de fallo de la generación no gestionable.

La combinación de distintas tecnologías en el mix de generación, supone sin duda una ventaja, tal y como se ha comentado, pues al tener cada tecnología un perfil de generación diferente, su combinación establece la posibilidad de disponer de generación aun cuando alguna de las tecnologías no esté disponible.



Capítulo 4: SISTEMA DE RESERVA DE LA RED: LA GASIFICACIÓN POR PLASMA

1. INTRODUCCIÓN

Es necesaria para el desarrollo de este proyecto la instalación de un recurso energético renovable, que sea gestionable, y que pueda ser utilizado en caso de fallo de suministro de la generación no gestionable ya instalada. Por lo tanto, el sistema de reserva que se instale, debe ser capaz de seguir la curva de la demanda y tener respuesta rápida, ya que será necesaria una conexión inmediata del mismo a la red en caso de indisponibilidad de la generación eólica o solar.

Por otro lado, existe un problema creciente en relación a la gestión de residuos. La complejidad y número de residuos han ido aumentando con el paso los años. La industrialización de las ciudades, el crecimiento de la población, la aparición de nuevos núcleos urbanos, han resultado en un aumento en la cantidad y complejidad de los residuos producidos, que requiere una mayor atención en lo que a la gestión de los mismos se refiere. De media, cada persona produce alrededor de 500 kg al año de RSU. Los métodos existentes de gestión de residuos (vertederos e incineradoras), necesitan un especial cuidado en la separación y clasificación de los mismos. Por otra parte, los residuos tienen un gran potencial energético que en la actualidad no está siendo aprovechado. Es necesario por tanto, un método que permita el aprovechamiento energético de los mismos y que sea económica y medioambientalmente sostenible.

2. OPCIONES DE VALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE RESIDUOS

Se va a incluir por ello en el diseño de la microrred que es objeto de este proyecto, la implantación de una planta de tratamiento de residuos, que permita el aprovechamiento energético de los mismos y que proporcione un sistema de reserva a la red. Existen diversas tecnologías disponibles para lograr estos objetivos:

- Vertedero controlado
- Incineración
- Pirolisis
- Digestión anaerobia



- Gasificación por plasma.

2.1. VERTIDO CONTROLADO

En España es la técnica más habitual de tratamiento de residuos.

Esta tecnología, consiste en el vertido de residuos en zonas situadas alrededor de los grandes núcleos urbanos. La deposición de los mismos se realiza colocándolos por capas de poco espesor. Este vertido se debe realizar tras una identificación y clasificación previa de los residuos.

El vertido necesita un riguroso control para no contaminar y cumplir con unos determinados requisitos legales. Por ello, la zona donde se sitúe el vertedero debe tener un suelo con determinadas características de impermeabilidad, de forma que los lixiviados no pasen al subsuelo y contaminen las aguas subterráneas. Además, la extensión del mismo suele ser de gran tamaño, ya que los residuos no se eliminan sino que se van acumulando por capas.

Por otra parte, los vertederos presentan el inconveniente que son de durabilidad limitada (alrededor de 25 años), ya que presentan capacidades limitadas de acumulación de basura y una vez son llenados se deben sellar.

Tras el sellado del vertedero, la formación de lixiviados y emisiones de metano debe de continuar controlándose durante unos 30-50 años. Sin embargo, existe la posibilidad de que finalizados los años de rentabilidad del vertedero, se descuide el tratamiento de los lixiviados y gases emitidos. Es por ello que desde la Unión Europea se recomienda evitar la implantación de nuevos vertederos, y recurrir a alternativas como puede ser la incineración.

El fermentado de la basura produce un biogás, que no puede ser enviado directamente a la atmósfera, por lo que debe ser quemado o aprovechado energéticamente. El aprovechamiento de este biogás se realiza mediante motores de combustión interna. Si bien estos motores tienen rendimientos cercanos al 55% y pueden ser utilizados para combustibles de tipo gaseoso (en nuestro caso el combustible es biogás), su tiempo de arranque (aproximadamente 10 minutos¹), no es adecuado para la aplicación de este proyecto, pues es necesario un sistema capaz de alcanzar plena potencia en cuestión de segundos. Sin embargo, en la planta de gasificación, el aprovechamiento energético se realiza en pilas de combustible, cuyo tiempo de arranque a plena potencia (2-3 segundos) cumple con los requisitos del sistema.

Se puede concluir que esta tecnología no cumple con los requisitos que se buscan en este proyecto.

¹ Este tiempo es el que tarda el motor en alcanzar plena potencia desde el reposo. Se debe principalmente al tiempo que tarda el agua de refrigeración en pasar de la temperatura ambiente (20°C) a los 85°C de operación del motor a máxima potencia.

2.2. INCINERACIÓN

Se trata de un recurso de valorización de residuos muy atractivo, ya que el calor residual que se obtiene de la combustión de los residuos puede ser aprovechado. Es necesario que esta combustión se realice a temperaturas superiores a los 700°C para evitar la formación de dioxinas y furanos. Esta temperatura debe ser constante en toda la vasija donde se produce la combustión, por lo que es necesaria la utilización de lechos fluidizados, que aseguren la temperatura constante a lo largo de todo el proceso.

Supone un recurso limpio, que si se aplica cumpliendo los requisitos de temperatura, y prestando especial atención a la clasificación de los residuos de entrada y al reciclaje de las cenizas que se producen, puede ser implantado en grandes ciudades, como ocurre en Viena, donde se aprovecha la energía obtenida de la incineradora, para dar calefacción a uno de los distritos más elegantes de la ciudad.

Se trata de la planta de incineración de residuos de Spittelau, que produce energía para 150.000 viviendas y más de 3.000 edificios públicos. Más relevante incluso que su estética, es su ubicación, pues está situada en el casco urbano de la ciudad. Esta cercanía es una gran ventaja para la distribución del calor generado por la planta y no tiene inconvenientes dado que su impacto ambiental es inapreciable.



Figura 15. Planta de incineración Spittelau, en Viena

Sin embargo, si el aprovechamiento de la combustión se realiza para la obtención de electricidad, es necesario recurrir a turbinas o a motores de combustión interna, cuyos tiempos de arranque son elevados para la aplicación del proyecto.

Por lo tanto, si bien supone una buena forma de aprovechamiento energético de residuos y su utilización a nivel mundial está extendida, los tiempos de arranque de las turbinas o motores de combustión hacen que se trate de una tecnología no válida para los requisitos planteados en este proyecto.

4.3. PIRÓLISIS

La pirólisis es un tratamiento térmico, que consiste en la descomposición térmica de un material en ausencia de oxígeno o cualquier otro reactante. Esta descomposición se produce a través de una serie compleja de reacciones químicas y de procesos de transferencia de materia y calor.

Los subproductos que se obtienen del proceso pueden ser aprovechados para la producción de energía eléctrica u otros procesos secundarios según la tecnología secundaria. En el siguiente esquema se puede ver un resumen de los distintos procesos de aprovechamiento de estos subproductos:

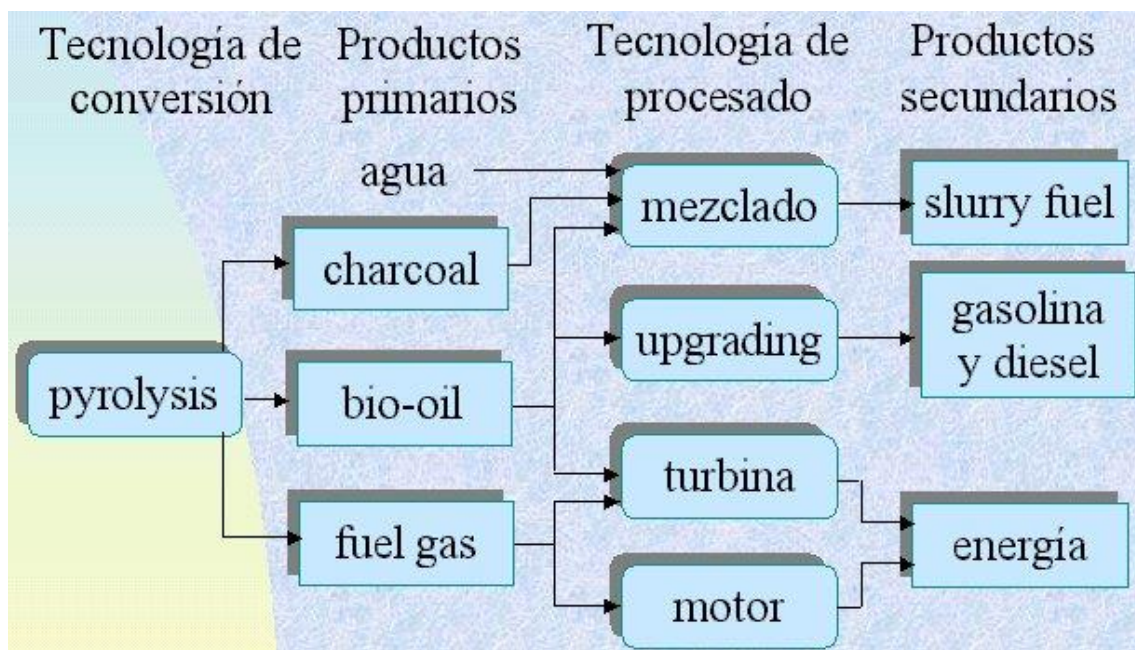


Figura 16. Aprovechamiento energético mediante pirólisis [15]

Aunque esta tecnología no difiere en exceso de la gasificación por plasma, en este caso es necesario un tratamiento previo de los subproductos para su aprovechamiento energético, lo cual hace pensar que el coste de una planta de pirólisis resultaría elevado frente a una de gasificación por plasma, por lo que se descarta esta tecnología.



4.4. DIGESTIÓN ANAEROBIA

Consiste en la fermentación anaeróbica de la materia orgánica, tras lo cual se obtiene biogás de alto contenido energético y fangos.

El aprovechamiento energético de este biogás se realizaría mediante turbinas y motores de combustión interna, lo que plantea el inconveniente antes mencionado en la incineración, y es que los tiempos de arranque no son suficientes para los requisitos técnicos del proyecto.

Por otra parte, los subproductos que se forman en el proceso deben ser tratados y eliminados, por lo que se descarta esta tecnología.

4.5. GASIFICACIÓN POR PLASMA

La gasificación por plasma, es un proceso térmico mediante el cual se logra la disociación completa de la materia orgánica, gracias a las altas temperaturas que se alcanzan (entorno a los 5000°C) que permiten la disociación molecular.

Supone un recurso limpio, libre de cenizas y otros subproductos que puedan ser tóxicos. Es decir, no forma nuevos compuestos, sino que transforma la materia orgánica que se introduce en la vasija y la descompone en sus componentes fundamentales (principalmente hidrógeno y monóxido de carbono). La mayor dificultad que esta tecnología plantea, es la necesidad de aprovechamiento y almacenamiento de hidrógeno, ámbitos en los que la tecnología existente está aún en fase de desarrollo.

La razón definitiva, por la que se encamina el proyecto hacia la tecnología de plasma, es que ningún otro método posee la versatilidad característica de la gasificación por plasma, la capacidad de introducir distintos tipos de residuos, ya sean de origen agrícola, forestal o urbano, sin necesidad de diseñar procesos específicos para cada uno, planteamiento inviable en un vertedero controlado, y que en una incineradora supone ajustar las condiciones de la combustión a los residuos que se introducen ya que no tienen todos el mismo poder calorífico.

De lo planteado, se concluye que este sería el recurso óptimo a utilizar, pues supone un recurso limpio, con bajas emisiones atmosféricas, que no requiere una clasificación previa de los residuos, que no genera cenizas, y cumple con los requisitos del sistema de reserva necesario para la red inteligente.

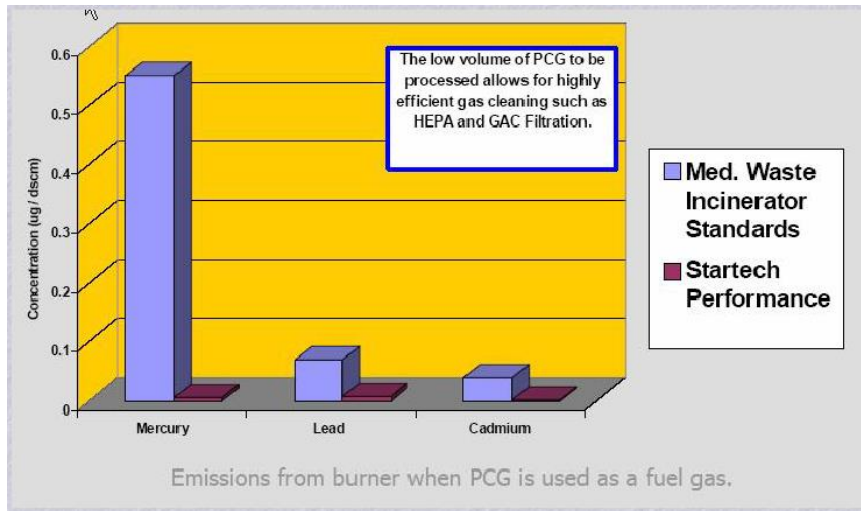


Figura 17. Comparativa de emisiones de metales de Incineración y Plasma[16]

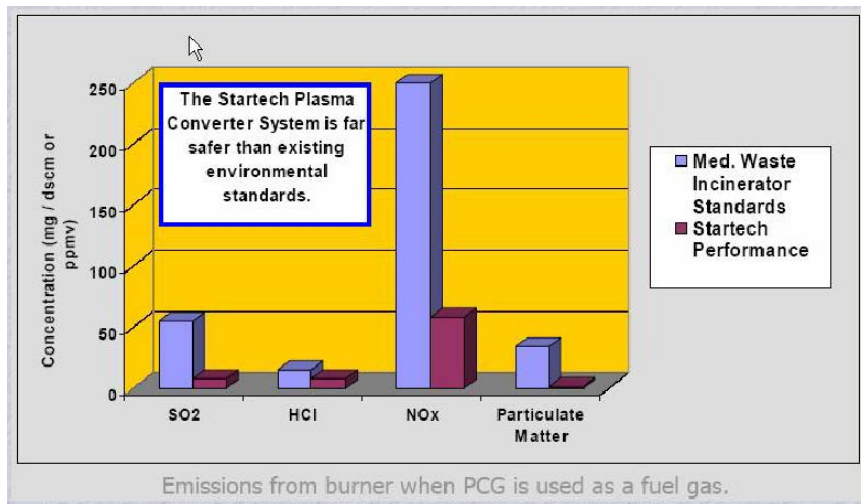


Figura 18. Comparativa de emisiones de contaminantes de incineración y plasma[16]

3. RESIDUOS APROVECHABLES EN LA CIUDAD DE HUESCA

En toda población económicamente desarrollada existe una fuerte producción de residuos, que es necesario gestionar, y dependiendo del tipo de residuo, necesitará un tratamiento específico.

Para ello, es fundamental conocer el volumen de residuos aprovechables. En concreto, en la ciudad de Huesca, se pueden considerar tres tipos de residuos, que por sus características y por su disponibilidad, resultan interesantes para el estudio de esta tecnología: Los residuos sólidos urbanos, los residuos forestales, y los residuos vinícolas procedentes de la denominación de origen Somontano.

3.1. Residuos sólidos urbanos (RSU):

Según los datos publicados por Eurostat [16], cada persona generó en España 449 kg de RSU en el año 2013, por debajo de los 481 kg de RSU de media de la Unión Europea. Como se puede observar en la siguiente gráfica, se ha producido una considerable reducción en la cantidad de residuos producidos en España respecto del año 2003, debida a la mayor concienciación de la población y a la situación de crisis que afecta a España en la actualidad:

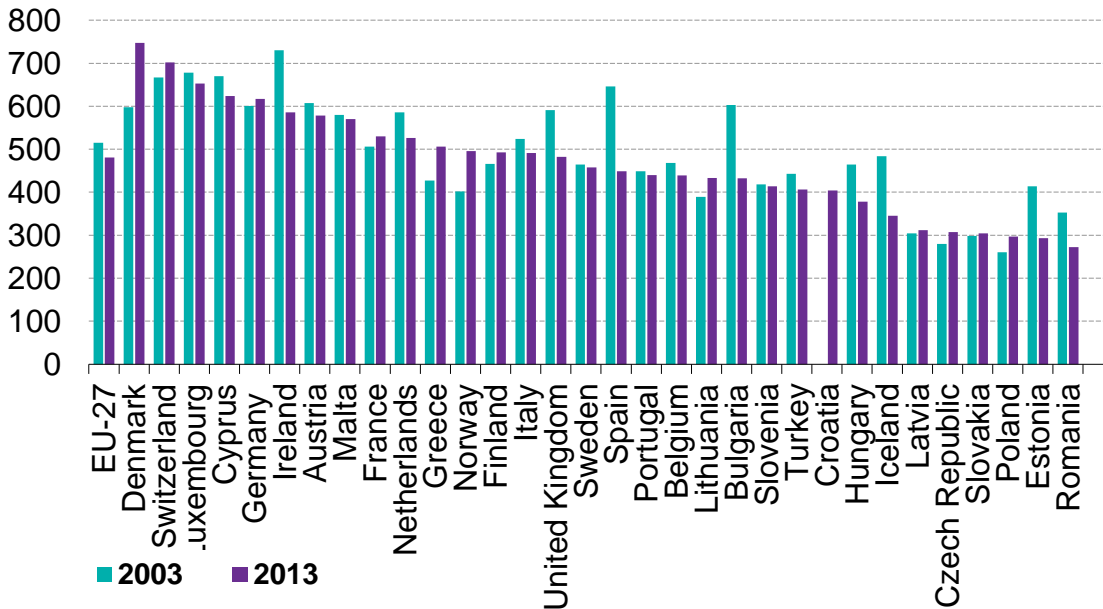


Figura 19. Gráfica comparativa de la producción de RSU (kg/hab) del año 2003 y 2013 por países. [17]

En el caso de Huesca, la gestión de residuos sólidos urbanos corre a cargo de la empresa GRHUSA y comprende dos fases: **La recogida y el tratamiento.**

Los composición de residuos sólidos urbanos es aproximadamente un 49% de materia orgánica aprovechable, un 6% son materiales reciclables y el 45% restante es la fracción resto.

Para la aplicación de este proyecto resulta de especial interés la fracción de materia orgánica ya que será la que podrá ser aprovechada energéticamente, aunque se considerará para la planta de gasificación todos aquellos residuos que no sean reciclables.

La siguiente gráfica representa la producción por meses de residuos sólidos urbanos en Huesca:

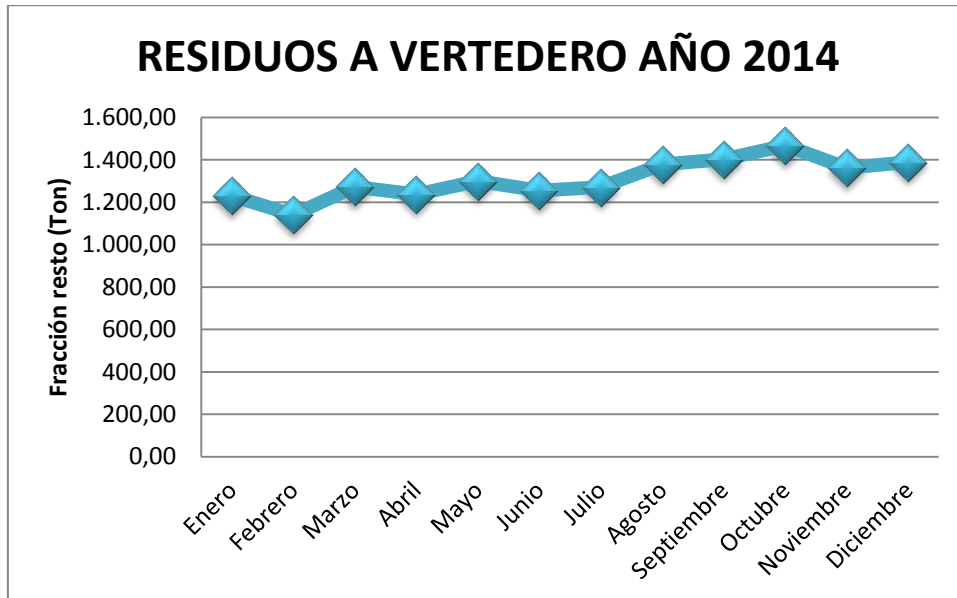


Figura 20. Residuos a vertedero del año 2014 en Huesca.[19]

En la actualidad, esta fracción de residuos se trata en el vertedero de Huesca. De la fermentación de residuos se obtiene un biogás, cuya producción en los últimos años se muestra en la siguiente gráfica:

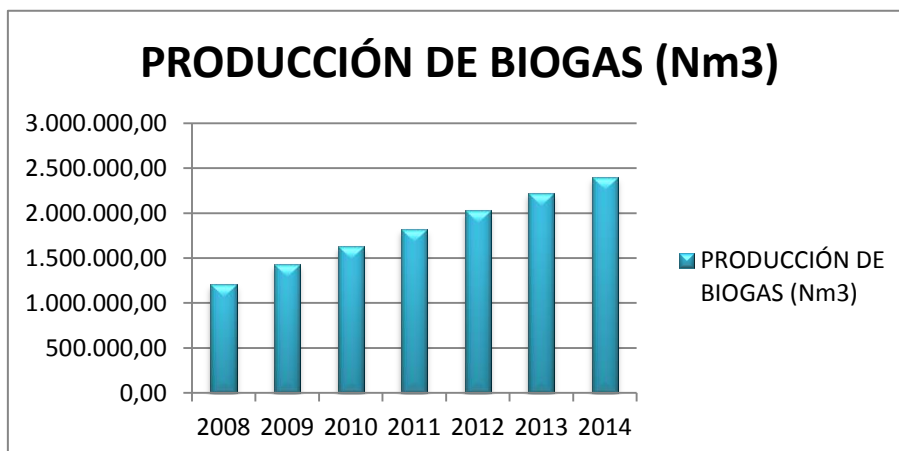


Figura 21. Evolución de la producción de Biogás en el vertedero de Huesca [19]



Hasta la fecha, este biogás ha sido quemado en una antorcha, para evitar su emisión directa a la atmósfera. Este no aprovechamiento implica que cada año se expulsan a la atmósfera una gran cantidad de biogás que podría haber sido utilizada para obtener energía mediante un motor de combustión interna.

Según información facilitada por la empresa GRHUSA, este año se ha aprobado en el presupuesto un proyecto de producción de energía eléctrica para el propio consumo del vertedero. Sin embargo supone una medida tardía, pues la producción de metano no es constante: A medida que el vertedero llega al fin de su vida útil, la producción de biogás y la calidad del mismo se reducen pues es menor la materia orgánica que no ha sido transformada, por lo que el aprovechamiento que se puede realizar es inferior.

La materia orgánica fresca, que en la actualidad se trata en el vertedero de Huesca, y que va a ser introducida en la planta de gasificación por plasma, posee un poder calorífico de 3000 kcal/kg, como ya se ha mencionado anteriormente. Considerando un volumen anual de residuos de 15.704,06 toneladas, la energía que se podría obtener sería:

$$15.704,06 \frac{Tm}{año} \times 1000 \frac{kg}{Tm} \times 3000 \frac{kcal}{kg} = 47.113,8 \frac{Gcal}{año}$$

Lo que supone una energía de 54,79 GWh. Conocida la energía, se puede realizar el dimensionamiento de potencia como se puede observar en la siguiente expresión:

$$54,79 \text{ GWh} \times \frac{1 \text{ año}}{8760 \text{ horas}} = 6,25 \text{ MW}$$

La planta de gasificación sería capaz de producir a partir de estos residuos una media de **6,25MW** cada hora, sin considerar los rendimientos del proceso de aprovechamiento energético.



3.2. Residuos forestales

La Comarca de la Hoya de Huesca es una zona de transición entre las sierras pre pirenaicas y el valle del Ebro, donde un tercio del territorio se sitúa en territorio de montaña, con amplias zonas forestales y el resto ocupa una gran llanura cerealista.

La Hoya de Huesca es una de las nueve comarcas aragonesas que presentan un perfil de alto riesgo de incendio forestal². Es por ello conveniente la recogida de los residuos de biomasa forestales de la comarca para reducir este peligro. Por ello se ha decidido incorporar la utilización de los mismos a la planta de gasificación por plasma.

De acuerdo con los datos obrantes en la Dirección General de Gestión Forestal, los datos de biomasa en la Comarca de la Hoya de Huesca son los siguientes:

Superficie de la comarca	42.731 hectáreas
Existencias totales brutas	1.953.058 de toneladas de materia seca
Crecimiento	39.206 toneladas de materia seca por año
Posibilidad de extracción	13.000 toneladas de materia seca al año.

Tabla 11. Datos residuos forestales comarca Hoya de Huesca [20]

La posibilidad de extracción se estima teniendo en cuenta que, para el aprovechamiento sostenible de los recursos forestales no puede extraerse más cantidad del crecimiento. Además, se tienen en cuenta restricciones de pendiente, de situación de espacios naturales protegidos, restricciones de propiedad entre otras. Por lo tanto, se estima que sólo puede extraerse un 30% del crecimiento, lo que resulta en las 13.000 toneladas de materia seca al año de posible extracción.

En definitiva, se considerará una cantidad de **13.000 toneladas anuales de residuos forestales**. Se considera un poder calorífico de los mismos de 4300 kcal/kg.

Sin embargo, se desconocen los datos de periodicidad de disponibilidad de estos residuos, además de la localización exacta de las zonas de procedencia de estos residuos.

Por lo tanto, debido a la falta de información, no se tendrá en cuenta estos datos a la hora de dimensionar la planta de gasificación, ya que podría llevar a un sobredimensionamiento de la misma al no disponer de información suficiente.

² según la orden del 16 de agosto de 2005, del departamento de medio ambiente, por la que se determinan las zonas de alto riesgo de incendios forestales de la comunidad autónoma de Aragón

3.3. Residuos vinícolas:

En la provincia de Huesca se localiza la Denominación de Origen Somontano, que comprende tres zonas diferenciadas: Las sierras, el somontano propiamente dicho y las llanuras. Su extensión abarca más de 200.000 hectáreas de superficie, de las que cerca de 100.000 están cultivadas. De éstas últimas, más de 4.000 hectáreas se dedican al viñedo



Figura 22. Mapa de la denominación de origen Somontano. [21]

En concreto, existen 4.180 hectáreas cultivadas de viñedo a día de hoy en la DO Somontano. Teniendo en cuenta lo siguiente:

Cultivo	Superficie ha	Producción Tm	Rendimiento Tm/ha
Olivo	2.200.000	3.394.700	1,5
Viñedo	1.163.000	5.420.700	4,7
Almendro	664.000	279.100	0,4
Cítricos	283.350	5.820.900	20,5
Manzano	50.000	922.200	18,4

Tabla 12. Estimación de los rendimientos de residuos de poda de los principales cultivos leñosos en España por hectárea. [22]

Se puede obtener el dato de producción de residuos vinícolas en la denominación de origen según la siguiente expresión:



$$4.180 \text{ has} \times 4,7 \frac{Tm}{ha} = 19.646 \frac{Tm}{año}$$

Al ser necesaria la recogida de estos residuos, se considerarán sólo aquellos que se produzcan en los alrededores de la ciudad de Huesca, a distancias no superiores a 50 km. De la totalidad de bodegas de Somontano (31), tan solo ocho de ellas cumplen el requisito de distancia. Por ello se considerará la cantidad anterior multiplicada por un factor de ponderación:

$$K = \frac{n^{\circ} \text{ de bodegas a menos de 50 km de Huesca}}{n^{\circ} \text{ total bodegas DO Somontano}} = \frac{8}{31} \cong 0'3$$

Por lo tanto, se considerará finalmente la cantidad de residuos:

$$\text{Residuos} = K \times 19.646 \frac{Tm}{año} = 5.893,8 \frac{Tm}{año}$$

La periodicidad de estos residuos es anual, produciéndose su recogida entre los meses de diciembre y marzo.

Por las características de este residuo, muy similares a las de los residuos forestales, se considerará que ambos tipos de residuos presentan el mismo poder calorífico.

La energía que se podría obtener es la siguiente:

$$5893,8 \frac{Tm}{año} \times 1000 \frac{kg}{Tm} \times 4300 \frac{kcal}{kg} = 25.343,34 \frac{Gcal}{año}$$

Lo que supone una cantidad de **29,5 GWh**. Se trata de una cantidad considerablemente inferior a la de RSU, y disponible únicamente en ciertos periodos del año, por lo que no será un residuo de principal consideración para el diseño de la planta de gasificación.



3.4. Resumen de residuos:

En definitiva, se le dará prioridad a los residuos sólidos urbanos, ya que son estos los que proporcionan la gestionabilidad del sistema, al ser de producción diaria aproximadamente constante. Por ello, se considerará para el dimensionamiento, la cantidad de RSU diaria, con una mayoración del 10% para los residuos del viñedo que entren en la planta:

$$\frac{\text{ton RSU}}{\text{día}} = \frac{15.704,06 \text{ Tn/año}}{365 \text{ días/año}} = 43,02 \text{ ton/día}$$

Suponiendo la mayoración antes comentada los datos a considerar para el dimensionado de la planta serán los siguientes:

RSU	43,02 ton/día
Viñedo	10%
TOTAL	46 ton/día
PCI	3000 kcal/kg

Tabla 13. Resumen residuos [Elaboración propia]

Sin embargo, se va a dimensionar la planta de gasificación considerando **50 ton/diarias**, dejando un margen para el caso de que los residuos de entrada lleguen a ser mayores, en los meses de residuos procedentes del viñedo.



4. EL PLASMA

El plasma es un estado de agregación de la materia, que posee características propias que le diferencian del estado sólido, líquido o gaseoso. Es el cuarto estado de la materia, y el más común estado de agregación en la naturaleza. De forma natural, se encuentra en rayos, estrellas y en auroras boreales.

Se trata de un gas ionizado a alta temperatura. Esta peculiaridad le convierte en un excelente conductor de la luz y de la electricidad. El plasma se produce cuando un gas se calienta por encima de los 5000°C en presencia de un campo eléctrico. A esas temperaturas, se produce una disociación completa de la materia orgánica que se introduce en el plasma.

La ionización de la materia que resulta en el estado de plasma sigue un “proceso de cascada”. En este tipo de procesos, un electrón choca con un átomo neutro, obteniéndose como resultado dos electrones y un ion. Estos electrones chocan nuevamente con átomos neutrales, obteniéndose en cada choque otros dos electrones y un ion. Como resultado de la continuación de estas colisiones se obtiene finalmente una masa de electrones e iones a gran velocidad, que conforman el estado de plasma mencionado.

La utilización del plasma en procesos industriales se ha ido desarrollando a lo largo de los últimos cincuenta años, siendo la metalurgia su principal campo de aplicación, por ejemplo en procesos de soldadura o corte por plasma.

5. CARACTERÍSTICAS DIFERENCIALES DEL PROCESO

La tecnología que se pretende utilizar es un sistema convertidor de plasma, que genera un intenso campo de energía radiante que produce la disociación molecular de sólidos, líquidos y gases. Esto permite eliminar de forma irreversible los residuos introducidos en la vasija.

A las temperaturas de estado de plasma (superiores a los 5000°C), las moléculas orgánicas se desintegran, resultando en lo que conocemos por gas de síntesis: una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono en presencia minoritaria de otros componentes. Por otra parte, la materia inorgánica introducida en la vasija se reduce a un cristal de silicato o materia inerte vitrificada. Los metales introducidos en el reactor se obtienen a la salida del mismo como masa fundida junto con el material vitrificado; en caso de que supongan una proporción elevada pueden ser separados del cristal y ser reutilizados. Se trata por lo tanto de un proceso libre de cenizas, lo que supone una gran ventaja frente a la incineración.

6. TECNOLOGÍAS DE PLASMA

Existen tres tecnologías posibles para un sistema convertidor de plasma:

a) Sistema plasma tradicional (Plasco energy group)

Este sistema utiliza un gasificado tradicional, en cuyo interior se deposita la basura, y se realiza una gasificación, sin llegar al estado de plasma. De esta manera, a la salida de la gasificación, el gas que se obtiene, contiene restos de alquitranes y otros componentes. Este gas de salida es refinado mediante el uso de antorchas de plasma, con la ventaja de que las antorchas necesarias para ello son de tamaño menor que las que se utilizan para las otras dos tecnologías.

A la salida del sistema de refinado, el syngas obtenido es un gas “limpio”, libre de residuos de alquitranes, aunque la composición en nitrógeno del gas de salida es superior al 45%, lo que reduce el PCI, y requiere unas etapas de filtrado mucho más caras que en otros procesos.

A continuación se muestra un esquema representativo de esta tecnología:

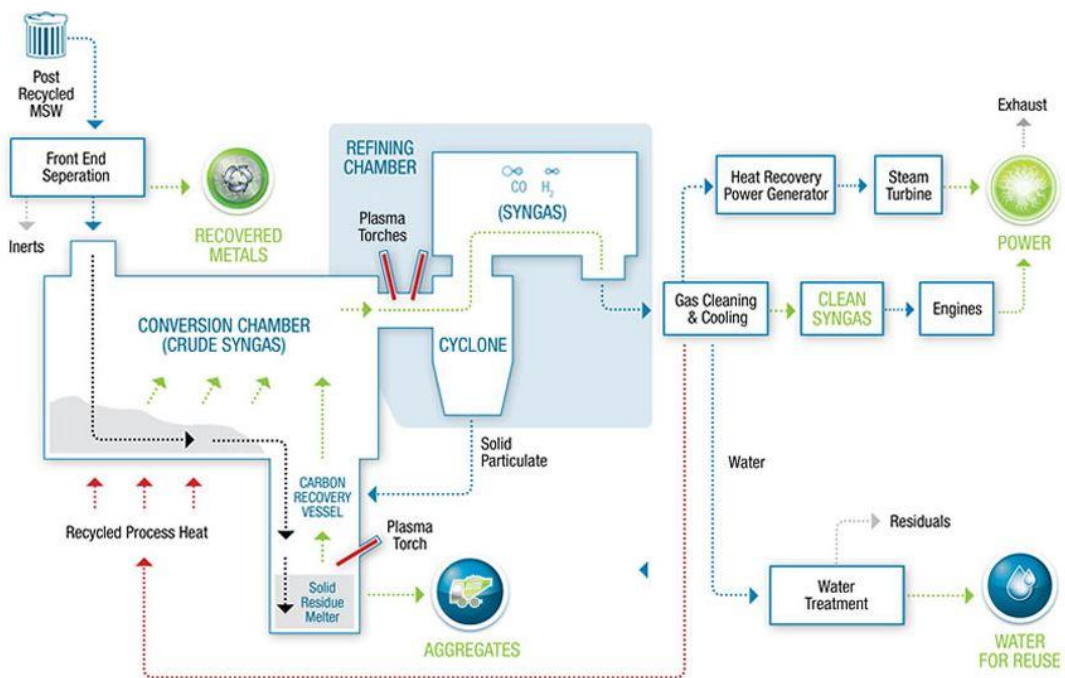


Figura 23. Tecnología de plasma tradicional [23]

b) Sistema de plasma mixto (tecnología Alter NRG)

El sistema de plasma utilizado por Alter NRG group (Westinghouse), aparece representado en el siguiente esquema:

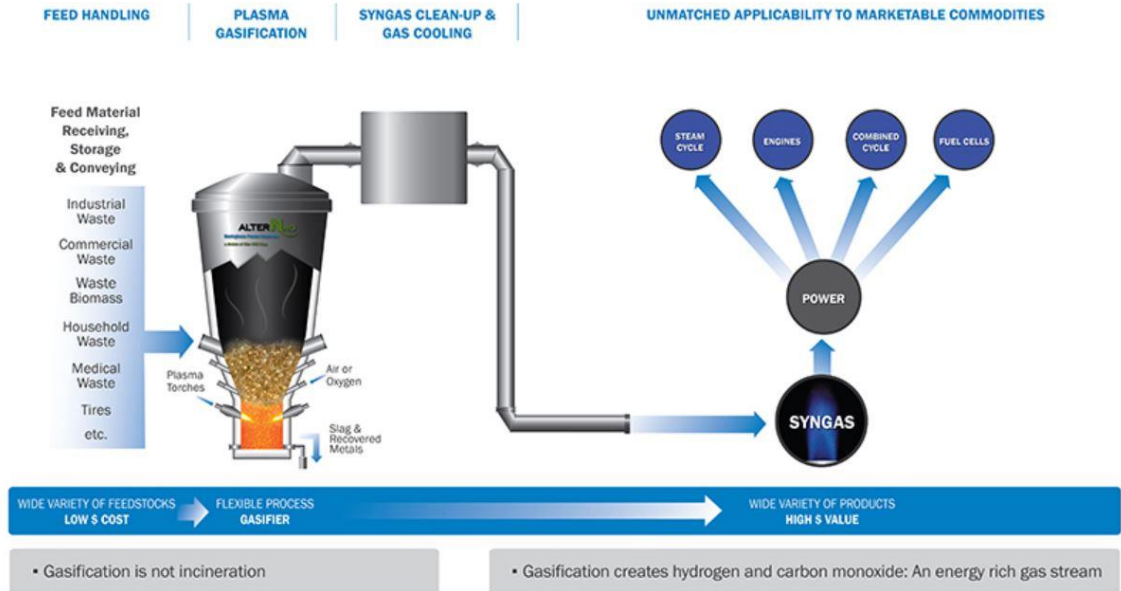


Figura 24. Tecnología de plasma mixto [24]

Como se puede observar, en este caso la gasificación se realiza alcanzando el estado de plasma gracias a las antorchas, en una atmósfera pobre en oxígeno, pero no en condiciones anaerobias. Se obtiene a la salida un syngas, que tras ser pasado por un filtro, puede ser utilizado para la obtención de electricidad.

La antorcha utilizada en este proceso se muestra en la siguiente figura:

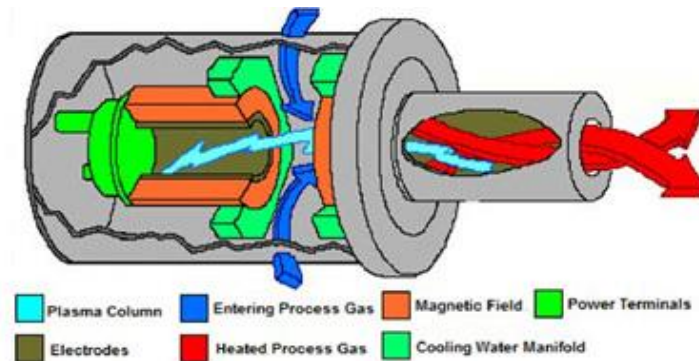


Figura 25. Antorcha de plasma [24]

Existen 5 plantas comerciales de gasificación por plasma ya en funcionamiento instaladas, en China, Japón e India:



Figura 26. Plantas de gasificación por plasma instaladas en India (izquierda) y China (derecha) [24]

El inconveniente de este proceso, es nuevamente el alto porcentaje de nitrógeno presente en el gas de salida (superior al 30%), por lo que la limpieza posterior del gas supone una elevada inversión.

c) Sistema de plasma directo

Se trata del sistema de plasma elegido para el desarrollo del proyecto. La información disponible sobre esta tecnología ha sido facilitada por la empresa Materiales Renovados.

En los apartados posteriores se procede a la explicación en detalle del proceso.

7. SISTEMA CONVERTIDOR DE PLASMA DIRECTO

7.1. Etapas del proceso de gasificación por plasma

En la siguiente figura se representa de forma esquemática las distintas etapas del sistema de gasificación por plasma:



Figura 27. Etapas del proceso de gasificación por plasma. [16]

Las etapas del proceso se muestran a continuación:

Etapa 1: Alimentación

Esta primera etapa está formada por un sistema de alimentación, por medio del cual se introducen los residuos al reactor donde se producirá la disociación.

Para obtener una mayor eficiencia, se realizan previos a la alimentación una serie de procesos, que aunque no necesarios, optimizan el proceso de gasificación por plasma.

- **Reducción de tamaño:** Este proceso permite la reducción del volumen de los residuos, haciéndolos más manejables, más uniformes, más fáciles de introducir en el reactor y aumenta el peso específico de los residuos. Esto se puede lograr usando trituradores o molinos de martillo.
- **Separación:** La separación resulta en un residuo más uniforme y de mejor calidad, lo que optimiza el proceso, ya que la introducción de un residuo uniforme provoca que la composición del gas de síntesis no varíe. En esta etapa, dependiendo de las características de los residuos, se pueden utilizar separadores balísticos, separadores magnéticos o separadores ópticos.
- **Compactación:** La compactación se realiza con el objetivo de aumentar la densidad de los residuos, para facilitar y agilizar el proceso de transporte y almacenamiento de residuos. Para ello se utiliza en la actualidad el proceso de peletización, formando



pelets o pequeños rectángulos de escaso volumen que pueden ser almacenados durante meses sin deteriorarse.

- **Reducción de la humedad:** Antes de realizar la alimentación, y aprovechando la elevada temperatura del gas de síntesis obtenido a la salida de la vasija, se utiliza este calor para reducir la humedad de los residuos orgánicos que entran en la vasija, aumentando así el rendimiento del proceso (Reducción de un 20% inicial a un 5%).
- **Alimentación:** La alimentación de los residuos al reactor se hace por medio de una línea. Esto garantiza la entrada continua de residuos al mismo, cuyo ritmo de entrada está regulado por el sistema de control del reactor. Este sistema calcula en cada instante el ritmo óptimo que debe seguir la línea de alimentación.

Por otra parte, hay que tener en consideración el sistema de alimentación que introduce los gases necesarios para el proceso de creación del plasma:

- **Gas de oxígeno:** Se alimenta al reactor para generar el medio oxidante.
- **Gas plasmógeno (aire):** Alimenta las antorchas para la formación del plasma

Etapa 2: Disociación

En esta etapa se logra la disociación de las sustancias introducidas en el reactor, produciéndose la ruptura de los enlaces de las moléculas. Este proceso tiene lugar dentro de la vasija de plasma.

El cebado del arco eléctrico ocurre por la diferencia de potencial existente entre dos electrodos. Esta diferencia de potencial se genera en la antorcha de plasma, conectada a un generador de corriente continua. El arco eléctrico permite elevar la temperatura hasta lograr la disociación total de las partículas de materia orgánica. Los productos obtenidos son un gas de síntesis y materia inerte vitrificada.

Para la formación del plasma, se crea un medio oxidante mediante la inyección de un gas rico en oxígeno, lo que favorece la ionización del plasma. Al generarse el arco eléctrico por la diferencia de potencial existente entre los electrodos, se distinguen varias etapas en función de la temperatura:

A baja temperatura, alrededor de los 500-1000°C, se produce la traslación y rotación de partículas, que comienzan a vibrar alcanzados los 2000°C. A medida que las temperaturas siguen subiendo, se produce la disociación de las partículas al alcanzar los 2750°C, que se ionizan a temperaturas elevadas (entorno a los 5250°C), obteniéndose como resultado partículas e iones excitados, que conforman el estado de plasma necesario para el proceso.

En la siguiente figura aparecen representadas las distintas transformaciones mencionadas que sufre la materia en función de las temperaturas a las que se somete. Como se puede observar, la disociación se produce entre los 2700-5000 °C. Por ello, se alcanzarán en la vasija temperaturas entorno a los 5000 °C para garantizar una disociación completa.

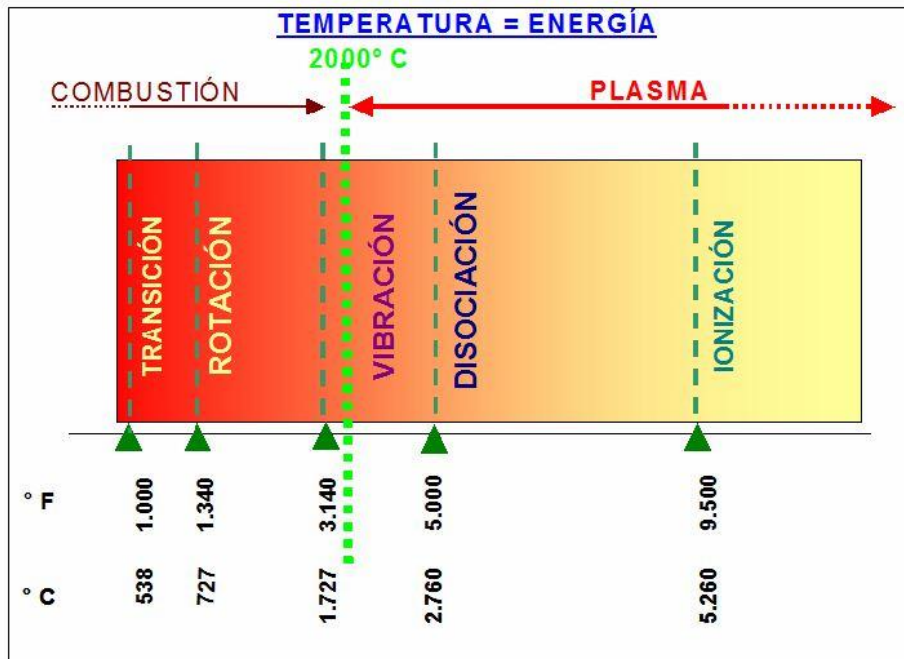
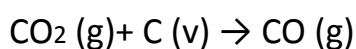
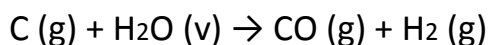


Figura 28. Rango de temperaturas a partir de los cuales se produce disociación. [25]

Esta disociación tiene lugar en presencia de una atmósfera reductora y a las altas temperaturas ya mencionadas. Los procesos térmicos que se dan en la vasija son los siguientes:

1. **Cracking térmico:** Las moléculas complejas son disociadas en moléculas más ligeras formando gases de hidrocarburos e hidrógeno.
2. **Oxidación parcial:** Favorece la formación de monóxido de carbono a partir de la oxidación de los átomos de carbono. Como subproducto de reacciones de oxidación completa aparecen pequeñas cantidades de dióxido de carbono y agua, que provocan un efecto negativo sobre el poder calorífico del gas de síntesis resultante. Por lo tanto, es necesario controlar la entrada de oxígeno en el reactor para evitar o reducir al mínimo su formación.
3. **Reformación:** Los elementos primarios obtenidos se combinan para formar nuevas moléculas, principalmente de hidrógeno y monóxido de carbono. Las reacciones del proceso son las siguientes:





El plasma logra la destrucción total e irreversible de los residuos que se introducen en la vasija, obteniéndose a la salida un gas compuesto mayoritariamente por monóxido de carbono y oxígeno, y materia vitrificada.

El fondo de la vasija se encuentra cubierto por un baño de arena fundida por las altas temperaturas, de composición rica en silicio. De esta forma, al producirse la disociación, los elementos inorgánicos se depositan en el fondo de la vasija, reaccionando con el silicio fundido contenido en la arena. Si existen trazas de algún metal pesado en el residuo introducido, este se deposita en el fondo, quedando capturado en la arena fundida. Como resultado, se forma un material inocuo, no tóxico y no lixiviable. En esta etapa se logra reducir el volumen de los RSU un total de 300:1.

Etapa 3: Enfriamiento

El gas de síntesis que se obtiene a la salida de la vasija se encuentra a una temperatura entorno a los 1000°C, por lo que es necesario reducir su temperatura para no deteriorar los equipos empleados en las siguientes etapas. Esta etapa es importante ya que se podrá utilizar el calor obtenido para generar vapor y producir electricidad en un ciclo Rankine y secar los residuos que se vayan a introducir en la vasija.

Etapa 4: Filtrado de gases

El gas de síntesis obtenido a la salida de la vasija se compone mayoritariamente de hidrógeno y monóxido de carbono. Sin embargo, aparecen en menores cantidades otros componentes que disminuyen la calidad de este gas, por lo que es conveniente someterlo a un proceso de filtrado y purificación.

Para ello se utilizará un **ciclón**. Se trata del sistema de separación mecánica más utilizado, frente a los separadores de impacto o las cámaras de separación, que no se utilizan debido a su bajo rendimiento.

La tecnología se basa en la diferencia de densidad existente entre los sólidos y los gases de la corriente. Los ciclones son colectores cilíndricos de partículas, que separan las partículas sólidas de la corriente de gas, al cambiar la dirección del flujo mediante la aplicación de una fuerza centrífuga, resultado de la entrada del gas de forma tangencial, y obligándolo a girar de forma helicoidal. De esta forma las partículas chocan contra las paredes internas del ciclón, para luego caer por acción de la gravedad por la parte inferior cónica del ciclón.

De esta forma, las partículas de polvo que han girado hacia abajo y hacia fuera debido al movimiento de la capa exterior de gases, terminan por depositarse en la tolva de abajo. El gas limpio sale por la parte superior del ciclón, libre de partículas.

Dependiendo de las características del gas de entrada y del tipo del ciclón, el rendimiento ronda entre el 65 y el 99%. Este proceso tiene numerosas ventajas, entre ellas los bajos costes de inversión, de mantenimiento y de operación, ya que no existen partes móviles en el ciclón.

Sin embargo, tiene el inconveniente de ser sólo efectivo para partículas más o menos grandes, a partir de 10µm de diámetro.

Etapa 5: Neutralización

En esta etapa se va a proceder al neutralizado del syngas, que tras pasar por el ciclón presenta aún componentes halogenados que deben ser reducidos. Para ello se utiliza un sistema combinado Scrubber (lavado) y quench.

Este sistema de lavado, consiste en someter a la corriente de gas a una ducha básica, de forma que se neutralizan los halogenuros, y se obtiene como subproducto agua salada que se deposita al fondo del depósito. El gas de salida, acompañado de sulfuros, se pasa por un filtro de alta eficiencia HEPA (High efficiency particle arresting) con lo que se elimina la presencia de estos compuestos añadiendo carbón activo en el proceso.

A continuación se representa de forma esquemática el proceso:

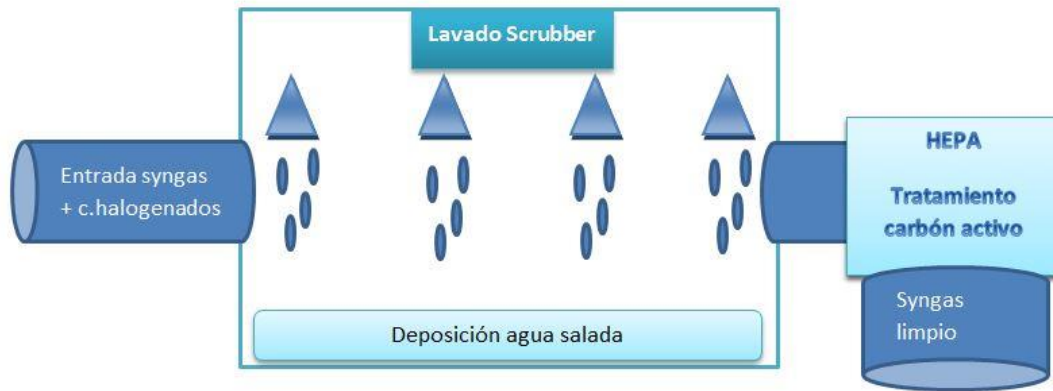


Figura 29. Esquema de funcionamiento del sistema de neutralizado [Elaboración propia]

Como resultado, el gas a la salida queda libre de compuestos halogenados y sulfuros, y sale a una temperatura de 27°C, presentando la siguiente composición:

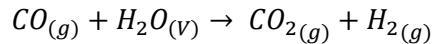
GAS DE SÍNTESIS LIMPIO	
% CO	77,6
% CO2	6,67
% H2	4,46
% N2	7,11
% H2S	0,00
% Ar	1,22
% H2O	2,93
% CH4	0,01

Tabla 14. Composición en volumen del gas de síntesis. [16]



Como se puede observar, la composición de monóxido de carbono es aún elevada frente a la de hidrógeno, y existe además presencia de dióxido de carbono que debe ser capturado. Para ello se llevan a cabo los siguientes procesos tras la etapa de neutralizado:

- **Reacción Shift:** Se pretende en esta etapa aumentar la pureza del hidrógeno contenido en el gas de síntesis, a partir de la eliminación del monóxido de carbono. Se utiliza un catalizador de hierro para lograr la siguiente reacción:



A partir de esta reacción, se logra transformar el monóxido de carbono en hidrógeno y dióxido de carbono.

- **Captura y secuestro de CO₂:** Esta etapa consiste en la eliminación del CO₂ del gas de síntesis. Para ello, se hace pasar el gas por un baño solvente de áminas.

7.2. Sistemas y componentes de la planta de gasificación por plasma

7.2.1. Vasija

La vasija o reactor es donde se produce la disociación de la materia orgánica. Está compuesta por dos partes: La tapa de acero inoxidable y el cuerpo. Es crucial un correcto sellado entre ambas partes, por lo que la vasija operará a presiones negativas para simplificar el proceso y evitar fugas del gas de síntesis con la entrada de nuevos materiales en el reactor. La salida de los productos (gas de síntesis y material vitrificado) puede realizarse por una única salida, o se pueden usar dos: una para el gas, y otra para el material fundido.

En la figura 3 representa de forma esquemática la vasija, apareciendo representado parte del proceso de disociación, así como las temperaturas alcanzadas en la vasija:

La Cámara del Sistema Convertidor de Plasma

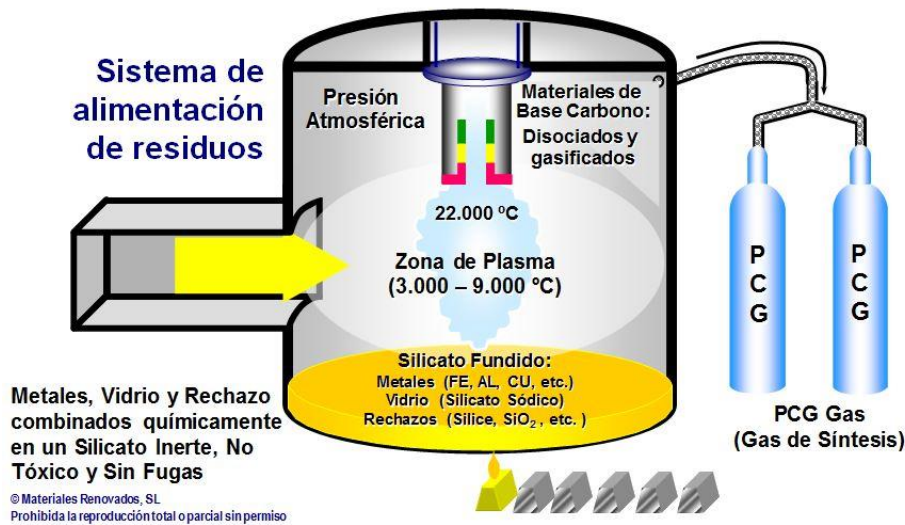


Figura 30. Esquema de una vasija del sistema convertidor de plasma [16]

Para proteger el cuerpo de la vasija de las altas temperaturas del interior del reactor, se cubren las paredes de la vasija con una capa aislante de material refractario. Esta capa de aislante se encarga de mantener la temperatura en el interior de la vasija por encima de la de condensación de los gases ácidos, para evitar su aparición en el gas de síntesis.

La siguiente figura representa el perfil de temperaturas en el interior de la vasija:

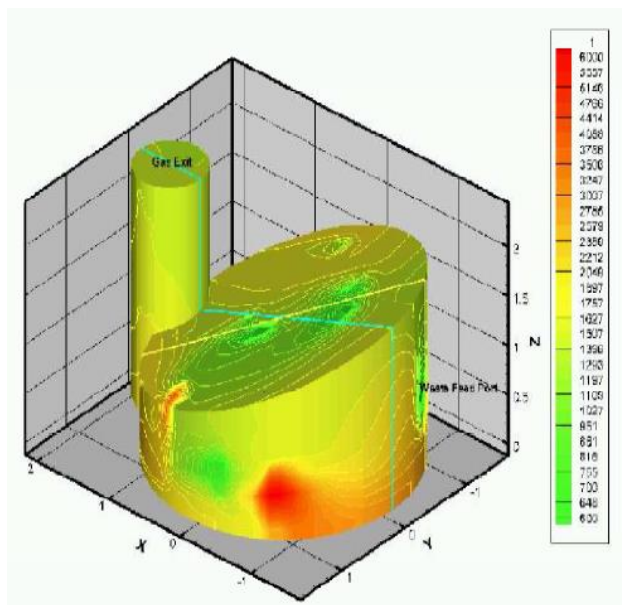


Figura 31. Perfil de temperaturas en el interior de la vasija. [16]

Como se puede observar, la mayor temperatura se alcanza en la punta de la antorcha (alrededor de 6000°C), mientras que en el resto de la vasija las temperaturas son inferiores, entorno a los 1400 °C.



7.2.2. Antorcha de plasma

La antorcha está formada por dos electrodos, ánodo y cátodo, los cuales generan el arco eléctrico. Para proteger a la antorcha de las altas temperaturas que se alcanzan en la vasija, será necesario un sistema de refrigeración. Existen dos tipos de antorchas:

- Antorcha transferida: El arco eléctrico se produce entre un ánodo de sacrificio situado en la antorcha, que se repone periódicamente, y un cátodo situado en el fondo de la vasija. La transmisión de calor se produce por radiación, convección y conducción. La energía transferida se concentrará en el punto de incidencia del haz, debido a la resistencia que opone la materia al paso de corriente. Se utiliza en procesos que supongan una necesidad de fundir materias, ya sea en estado sólido o pastoso.
- Antorcha no transferida: Se utiliza para calentar y vaporizar sólidos en polvo, sólidos, líquidos y gases. El ánodo y el cátodo se encuentran dentro de la antorcha y ambos son de sacrificio. La energía es transferida por radiación del haz. Será este el tipo de antorcha utilizado en el proceso, pues se trata de una tecnología más barata y suficiente para el uso que se le va a dar.

A continuación se muestra un ejemplo de antorcha de arco transferido y arco no transferido (figura 32):

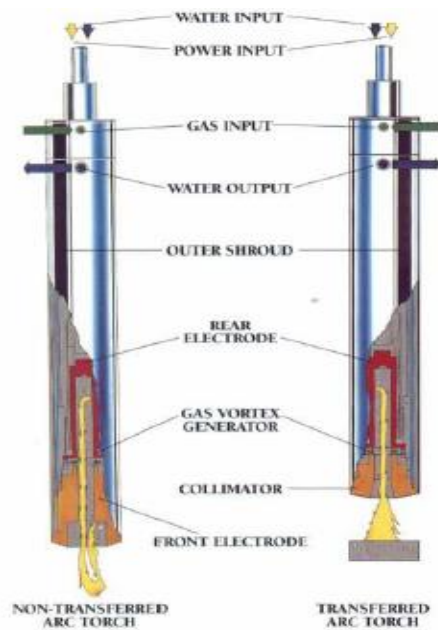


Figura 32. Comparativa entre la tecnología de antorcha de arco transferido y no transferido. [16]

7.2.3. Generador de corriente eléctrica

Es necesario un generador de corriente continua que de alimentación a la antorcha de plasma.

7.2.4. Sistema de control del proceso

El control del proceso se basa en un PLC (control lógico programable). Sus principales funciones son las de regular el ritmo de alimentación del sistema, la introducción del gas plasmógeno en la vasija, y monitorizar la composición del gas en tiempo real para ajustar su composición y controlar el generador de corriente continua conectado a la antorcha de plasma. Todo el control se realiza desde un puesto de control centralizado con un sistema informático de interfaz humano.



7.2.5. Refrigeración de la antorcha

Es necesario refrigerar la antorcha para proteger sus componentes y controlar la temperatura alcanzada en el electrodo. Se utiliza agua desionizada para la refrigeración, que circula bajo presión por un circuito cerrado.

El funcionamiento del sistema de refrigeración consiste en un intercambiador de calor agua-agua, en el cual se transfiere calor a un circuito secundario de agua, que a su vez consta de otro intercambiador de calor agua- aire.

7.2.6. Sistema de gas

Este sistema genera la corriente de gas que se introducirá a través de la antorcha para producir el arco eléctrico. Este gas se denomina plasmógeno, y su entrada se produce a una presión de entre 6 y 7 bares. Puede ser oxidante, reductor o inerte, y su ritmo de entrada lo regula el sistema de control. Las alternativas existentes son oxígeno, nitrógeno, hidrógeno, argón o aire, siendo este último el más utilizado por ser el más barato.

7.2.7. Sistema de descarga del material vitrificado

El material vitrificado se puede extraer de dos formas:

- Lateralmente por inclinación, en cuyo caso la extracción no es continua. Este es el método más utilizado, pues por lo general se prefiere una extracción no continua debido a que las cantidades que se forman de material vitrificado son pequeñas.
- Por medio de un sistema mecánico de extracción, comúnmente un tornillo sinfín. En este caso la extracción es continua.

En el caso de este proyecto, para evitar la acumulación de materia vitrificada en la vasija que pueda obstruir la salida, se utilizará un método de extracción continuo usando un tornillo sinfín.

Una vez extraída, la materia se depositará en un carro enfriado por agua. Así el material vitrificado extraído se enfriará rápidamente, formando pequeños fragmentos lisos fácilmente manipulables.

7.3. CARACTERÍSTICAS DEL GAS DE SÍNTESIS

Tal y como se mencionó en apartados anteriores, la composición del gas de síntesis es mayoritariamente hidrógeno y monóxido de carbono, suponiendo el conjunto de ambos el 80% de la composición total del syngas. Además de estos gases, también aparecen otros como nitrógeno o dióxido de carbono.

Es importante destacar una de las características más interesantes de este proceso, que hace considerar esta tecnología y no otras para el tratamiento de residuos. Como se puede observar en la siguiente gráfica, la composición del gas de síntesis permanece relativamente constante, independientemente de la composición de los residuos de entrada, variando únicamente con estos la cantidad total que se obtiene:

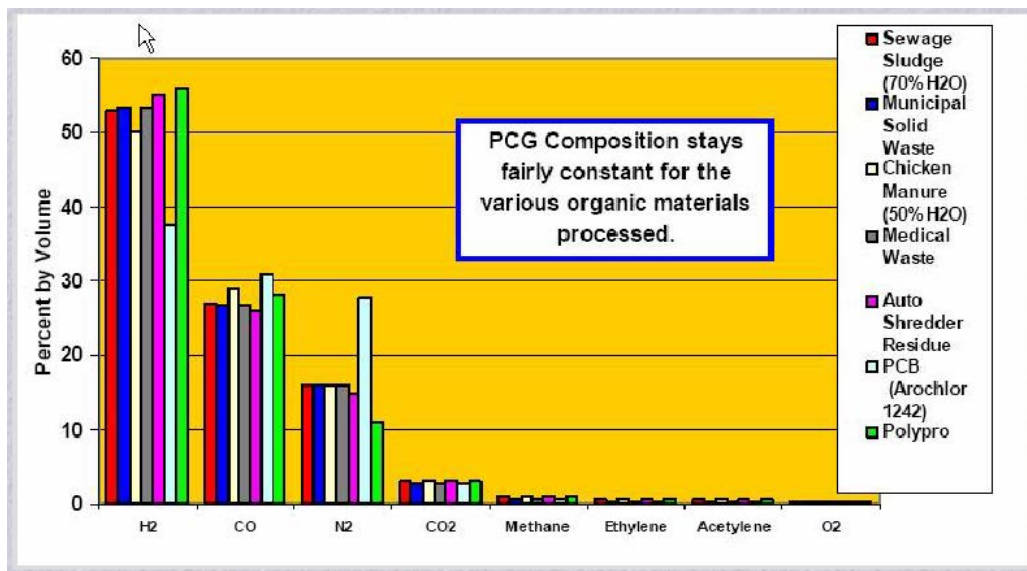


Figura 33. Composición del gas de síntesis en función del residuo de entrada [16]

Esto supone una ventaja, ya que no serán necesarios procedimientos específicos dependiendo del residuo de entrada, y por lo tanto no será necesaria una clasificación previa exhaustiva de los residuos introducidos.

Por lo tanto, no será necesario un estudio de la composición de los residuos de entrada a la vasija.



7.4. DIMENSIONADO DE LA PLANTA DE GASIFICACIÓN POR PLASMA

Tal y como se mencionó en apartados anteriores, la cantidad diaria de residuos que se va a considerar, es de aproximadamente 50 toneladas. Los módulos de máquinas ofrecidos por la empresa Materiales Renovados, tienen para tratar 5, 10, 35, 50, 125 y 250 t/día.

Considerando la cantidad de residuos que se van a introducir, se elige el módulo de **125 ton/día**.

Los residuos procedentes del viñedo y los forestales pueden ser almacenados temporalmente, cosa que no ocurre con los RSU, que deben de ser tratados en la planta diariamente.

La cantidad de residuos que se introducen en la planta se muestran en la siguiente tabla. Se estima un factor de utilización de la planta de 8000 horas/año.

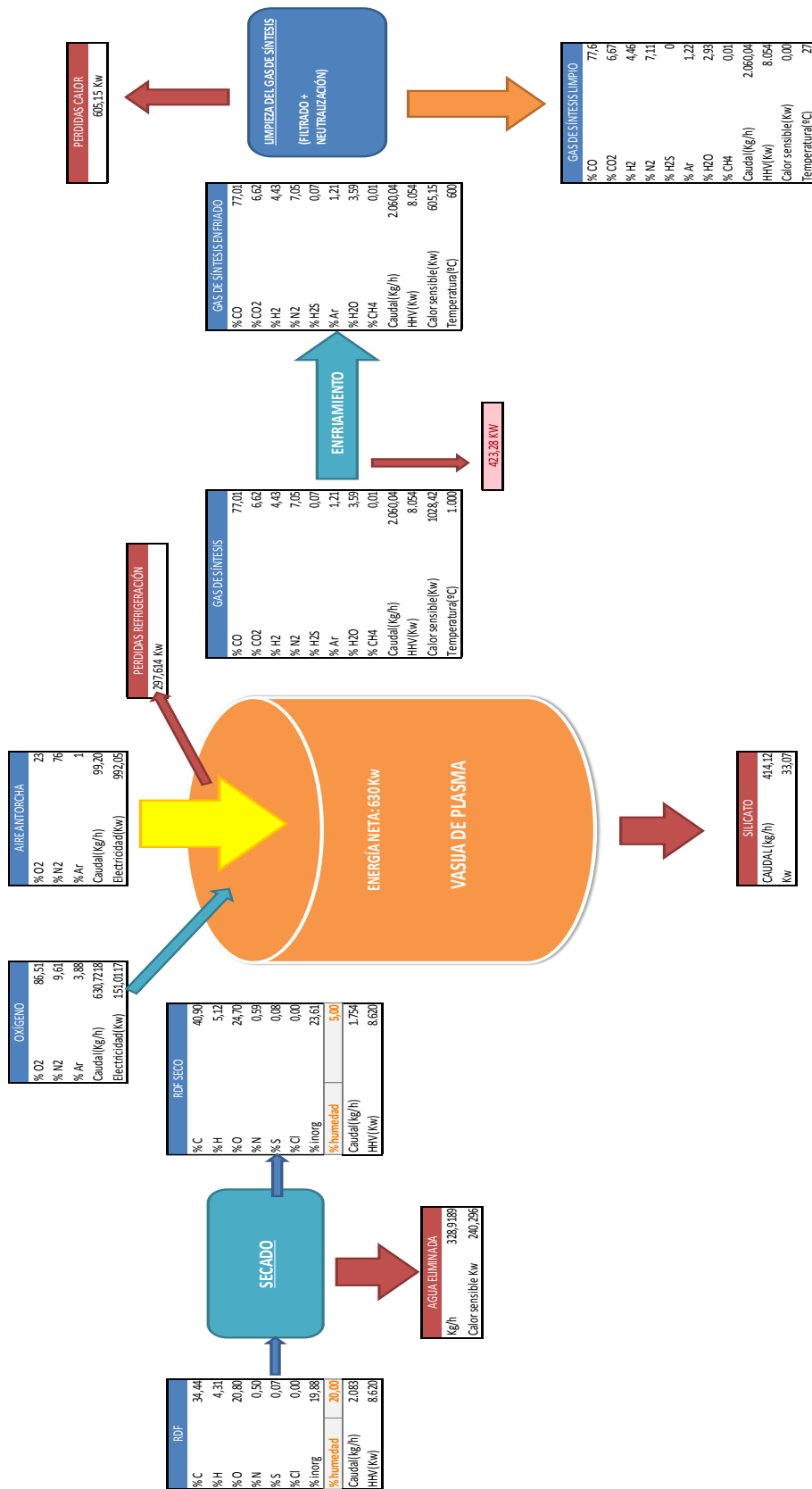
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
RSU(TN)	1229,8	1139	1273	1235	1299	1253	1271	1378,4	1403,03	1467,9	1361,93	1389,08
VIÑEDO(TN)	1.500	1.400	1.500									1.500
TOTAL DÍA(TN)	88,06	90,69	89,45	41,20	41,93	41,80	41,02	44,47	46,77	47,35	45,40	93,20
RSU(TN) AL DIA	39,67	40,69	41,07	41,20	41,93	41,80	41,02	44,47	46,77	47,35	45,40	44,81

Tabla 15. Datos de residuos diarios que se introducen en la planta, por meses. [Elaboración propia]

Como se puede observar en la tabla anterior, la cantidad de residuos disponibles diariamente es prácticamente constante, a excepción de los meses en los que se tienen residuos procedentes de la denominación de origen. Sin embargo, estos residuos pueden ser almacenados, por lo que no se introducirán todos en la vasija diariamente, ya que esto supondría el sobredimensionado de la misma, sino que se introducirán de forma periódica, de forma que se introduzcan las 50 toneladas de diseño de la vasija cada día. Esto supone una beneficio muy importante, ya que es lo que garantiza que el sistema diseñado cuente con un sistema de reserva gestionable en la red.

7.5. BALANCE ENERGÉTICO

El balance de energía del proceso se muestra a continuación:



7.6. SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE CALOR: CICLO RANKINE

Tal como se ha comentado con anterioridad, la temperatura de los gases a la salida de la vasija se encuentra en torno a los 1.000°C, por lo que es necesario un enfriamiento de los mismos previo a su paso por los sistemas de filtrado y limpieza de gases.

Este enfriamiento se va a producir mediante la utilización de un intercambiador de calor, donde se generará una gran potencia calorífica, que conviene aprovechar para mejorar el rendimiento del proceso global.

Por ello, se planteará la instalación de un ciclo rankine, que cumpla con los siguientes objetivos:

1. Aprovechamiento del calor cedido por el gas de síntesis mediante una turbina para la generación de electricidad, que pueda ser utilizada en procesos internos de la planta gasificadora, como puede ser en el sistema de alimentación a la antorcha de plasma.
2. Obtención de calor para el secado de los residuos de entrada a la planta mediante un condensador, aumentando de esta forma la calidad de los mismos en cuanto a su poder calorífico (Reducción de la humedad del 20% al 5%).

A continuación se muestra un esquema representativo del ciclo de Rankine considerado:

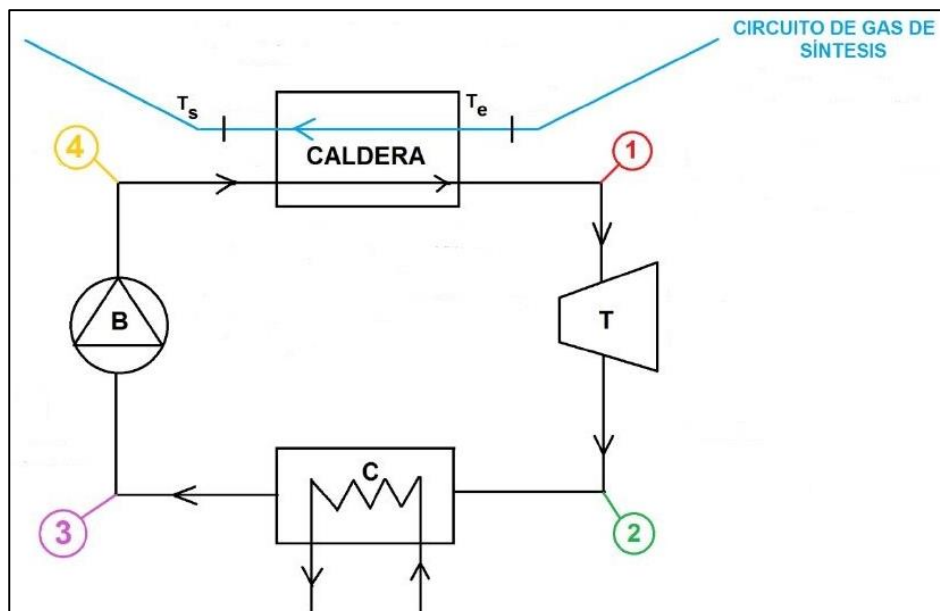


Figura 35. Esquema de un ciclo Rankine básico.



Para el diseño del ciclo, es necesario establecer las condiciones de trabajo de los distintos elementos que aparecen en el esquema, cuyo funcionamiento se explicará en los siguientes apartados:

7.6.1. Caldera de recuperación de calor

La caldera incluida en el ciclo consiste en un intercambiador de calor, que consta de dos circuitos independientes:

- Un circuito para el gas de síntesis, que se enfría tras su paso de la caldera desde una temperatura de entrada de 1000°C a una de salida de 600°C. Esta reducción de calor supone una liberación de calor de 423,28 KW, que son cedidos al circuito de agua y permiten el cambio de estado de líquido comprimido a vapor sobrecalentado.
- Un circuito de agua, que absorbe el calor cedido por el circuito de gas de síntesis. Para lograr una máxima transferencia de calor, ambos circuitos se situarán a contracorriente, y se supondrá que el circuito de agua a la salida de la caldera se encuentra a una temperatura de 600°C.

Se ha elegido una presión de trabajo en la caldera de 50 bar, por lo que en estas condiciones (50 bar, 600°C) se supondrá que existe sobrecalentamiento.

Teniendo en cuenta las ineficiencias en el intercambiador de calor, el calor real que es cedido al circuito de agua, suponiendo un rendimiento del 90% se calcula a continuación:

$$Q_{cedido} = 423,28 \times 0,9 = 381 \text{ KW}$$

La siguiente tabla recoge el funcionamiento del circuito de agua a su paso por la caldera:

Punto	Presión(bar)	Temperatura(°C)	Entalpía(KJ/kg)
4	50	41,657	178'87
1	50	600	3666'8

Tabla 16. Descripción de las características de funcionamiento de la caldera [Elaboración propia]

7.6.2. Turbina

El vapor que sale de la caldera se encuentra en estado de vapor sobrecalentado, realizándose en la turbina una expansión isentrópica del mismo. En esta etapa del ciclo se logra la producción de electricidad, que podrá ser aprovechada en las distintas etapas del proceso de gasificación, y para alimentar a la bomba del ciclo.

La siguiente tabla recoge el comportamiento del circuito de agua al pasar por la turbina:



Punto	Presión(bar)	Temperatura(°C)	Entalpía(KJ/kg)
1	50	600	3666,8
2	0,08	41,51	2576,2

Tabla 17. Descripción de las características de funcionamiento de la turbina.[Elaboración propia]

El trabajo que se produce en la turbina se puede calcular a partir de la diferencia de entalpías entrada-salida de la misma:

$$W_{turbina} = \dot{m} \times (h_1 - h_2) = 436,88 \times \frac{(3666,8 - 2576,2)}{3600} = 132,35 \text{ KW}$$

Considerando un rendimiento mecánico de la turbina del 90%, el trabajo aprovechable de la turbina resulta:

$$W_{turbina} = 132,35 \times 0,9 = 119,12 \text{ KW}$$

7.6.3. Condensador

En el condensador se produce una reducción de la entalpía del circuito de agua, liberándose calor que será aprovechado para la reducción de la humedad de los residuos de entrada. Por otra parte, se logra el cambio de estado de vapor a líquido del agua, necesario para el correcto funcionamiento posterior de la bomba, ya que pueden darse problemas de cavitación si el fluido de entrada es vapor de agua.

El funcionamiento del circuito de agua a su paso por el condensador se resume en la siguiente tabla:

Punto	Presión(bar)	Temperatura(°C)	Entalpía(KJ/kg)
2	0,08	41,51	2576,2
3	0,08	41,51	173,84

Tabla 18. Resumen de las características de funcionamiento del condensador.[Elaboración propia]

Al igual que ocurre en la caldera, se trata de un intercambiador de calor, produciéndose la transferencia de calor del circuito de agua a los residuos de entrada, mediante la disposición de un sistema de tuberías por el que pasa el líquido por debajo de la línea de entrada de los residuos. El calor extraído en esta etapa se calcula de la siguiente forma:

$$Q_{residuos} = \dot{m} \times (h_2 - h_3) = 436,88 \times \frac{2576,2 - 173,84}{3600} = 291,54 \text{ KW}$$



Considerando las ineficiencias del intercambio de calor, se considera un rendimiento del 90% en la transferencia de calor, resultando un calor útil para el secado de residuos:

$$Q_{residuos} = 291,54 \times 0,9 = 262,39 \text{ KW}$$

7.6.4. Bomba

En la bomba se produce una compresión isentrópica del agua, obteniéndose a la salida de la misma agua en estado de líquido comprimido, a la presión de trabajo de la caldera (50 bar).

La siguiente tabla muestra el funcionamiento del circuito de agua a su paso por la bomba:

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

Tabla 19. Descripción de las características de funcionamiento de la bomba [Elaboración propia]

La bomba necesita ser accionada mediante trabajo, por lo que parte del trabajo obtenido en la turbina será utilizado para alimentar a la bomba. El trabajo necesario se calcula a continuación:

$$W_{bomba} = \dot{m} \times (h_4 - h_3) = 436,88 \times \frac{178,87 - 173,84}{3600} = 0,61 \text{ KW}$$

Considerando un rendimiento mecánico del 90%, el trabajo requerido en la bomba será:

$$W_{bomba} = \frac{0,61}{0,9} = 0,68 \text{ KW}$$

7.6.5. Potencia total del proceso

El trabajo neto producido por el ciclo será el producido por la turbina, considerando el consumido por la bomba:

$$W_{neto} = W_{turbina} - W_{bomba} = 119,12 - 0,68 = 118,50 \text{ KW}$$

El rendimiento del ciclo resulta:

$$\eta_{ciclo} = \frac{W_{neto}}{Q_{aportado}} = \frac{118,50}{380,95} = 0,31$$

Es decir, el rendimiento del ciclo es del 31%, aceptable teniendo en cuenta que el fin del ciclo es el aprovechamiento del calor cedido por el gas de síntesis.



Siempre que el ciclo Rankine se encuentre operativo, se obtendrá de forma constante el trabajo neto calculado, por lo que se puede obtener la energía que se produce anualmente en el ciclo:

$$E_{\text{ciclo}} = 118,50 \text{ KW} \times 8760 \text{ h} = 1038 \text{ MWh}$$

Esta energía será aprovechada tanto para el consumo propio de la planta de gasificación (resultando un balance energético positivo), como para el suministro energético a la microrred como se explicará en capítulos posteriores.

7.7. CALOR CEDIDO PARA EL SECADO DE RESIDUOS

Tal y como se ha comentado, para mejorar el rendimiento del proceso, es conveniente el secado de los residuos que entran a la planta, de forma que se reduzca su humedad del 20% al 5%.

El calor que se requiere para ello se calcula a partir de la siguiente ecuación:

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

Dónde:

\dot{m}_{vapor} : Gasto másico de la humedad a eliminar

L_{agua} : Calor latente del agua (2255 KJ/KG)

Teniendo en cuenta que el caudal de residuos de entrada es de 2.083 kg/h, el gasto másico de vapor a eliminar se puede deducir de la siguiente expresión:

$$\dot{m}_{\text{vapor}} = (0,2 - 0,05) \cdot 2.083 = 312,45 \frac{\text{Kg}}{\text{h}}$$

Por lo tanto, el calor necesario para el secado de residuos será:

$$Q = \dot{m}_{\text{vapor}} \times L_{\text{agua}} = 312,45 \cdot 2255 = 704574,75 \frac{\text{KJ}}{\text{h}} = 195,72 \text{ KW}$$

Este calor se obtiene a partir del calor evacuado en el condensador diseñado en el ciclo Rankine, mediante una línea que evacúa el calor del condensador cediéndolo a los residuos de entrada. De esta forma, se puede prescindir en la planta de sistemas adicionales de secado, por lo que se reducen costes a la vez que se optimiza el proceso. Al ser el calor obtenido en el condensador de 262 KW, se comprueba que es suficiente para el secado de residuos.

Por lo tanto, el ciclo Rankine diseñado cumple con una doble función: En primer lugar, la reducción de la temperatura del gas de síntesis a la salida de la vasija, de forma que tras su paso por la caldera su temperatura sea de 600°C y se pueda proceder a los procesos de



limpieza y purificación del gas. Y por otra parte, obtención del calor necesario para el secado de los residuos de entrada, reduciendo su humedad del 20% inicial hasta un 5%.

7.8. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

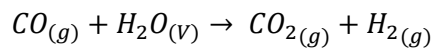
Tras la etapa de neutralizado en el Scrubber, se procede al tratamiento del gas en un reactor Shift, de forma que se aumente el porcentaje en hidrógeno en la composición del mismo.

La composición del gas de síntesis a la salida de la etapa de neutralizado se muestra en la siguiente tabla:

GAS DE SÍNTESIS LIMPIO		
	% CO	77,6
	% CO2	6,67
	% H2	4,46
	% N2	7,11
	% H2S	0,00
	% Ar	1,22
	% H2O	2,93
	% CH4	0,01

Tabla 20. Composición del gas de síntesis limpio [16]

Esta reacción Shift permite aumentar la cantidad de hidrógeno del gas de síntesis, haciéndolo reaccionar con agua, de forma que el monóxido de carbono se transforma en hidrógeno y CO2, según la siguiente reacción:



Por lo tanto, añadiendo agua, todo el monóxido de carbono se convierte a hidrógeno en una relación estequiométrica 1:1.

El hidrógeno que se obtiene en esta reacción se calcula de la siguiente manera:

$$\dot{m}_{H_2,shift} = \frac{\dot{m}_{CO}}{MM_{CO}} \times MM_{H_2} = \frac{77,6}{100} \cdot \frac{2060,04}{28,01} \cdot 2 = 114,14 \frac{kg}{h}$$

Si a esto le añadimos el hidrógeno presente en el syngas previo a la reacción Shift:

$$\dot{m}_{H_2,initial} = \frac{4,46}{100} \cdot 2060,04 = 91,88 \frac{kg}{h}$$

Por lo tanto, la cantidad final de hidrógeno que se obtiene es:

$$\dot{m}_{H_2,initial} + \dot{m}_{H_2,shift} = 91,88 + 114,14 = 206 \frac{kg}{h}$$



Es decir, por cada 2.083 kg/h que se introducen en la gasificadora, se obtienen 206 kg/h de hidrógeno.

7.9. RESUMEN DE OPERACIÓN DE LA PLANTA DE GASIFICACIÓN

Se resumen en este apartado las características del proceso en la planta de gasificación por plasma.

Los residuos que proporcionan la gestionabilidad al sistema son los sólidos urbanos, que serán la principal fuente de obtención de hidrógeno. Los residuos forestales, y los procedentes de la D.O. Somontano, al ser su periodicidad no continua, y poder ser acumulados, serán introducidos en la planta de gasificación en pequeñas cantidades, incrementando en un 10% la entrada de residuos.

En la siguiente tabla aparece un resumen del caudal de entrada de residuos, del gasto másico de hidrógeno, y de la producción energética que se logra mediante el ciclo Rankine:

Gasto másico de residuos (kg/h)	Gasto másico de hidrógeno(Kg/h)	Producción energética ciclo Rankine(MWh)
2.083	206	1.038

Tabla 21. Resumen de los valores de operación de la planta de gasificación.[Elaboración propia]



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA



Capítulo 5: Pilas de combustible y almacenamiento de hidrógeno

1. INTRODUCCIÓN

La planta de gasificación por plasma planteada en el anterior capítulo, permite un aprovechamiento energético de residuos, obteniéndose como resultado un gas de síntesis con alto contenido en hidrógeno, que puede ser utilizado en numerosas aplicaciones, ya sea para la generación de electricidad, en la industria química, combustible en sistemas de transporte...

En este estudio, se utilizará el hidrógeno para la producción de electricidad. De esta forma, como ya se ha comentado, se lograría un sistema de reserva para la microrred, de manera que se garantice el suministro en caso de fallo de la generación no gestionable ya instalada.

Para lograr este objetivo, es necesaria la transformación del hidrógeno en energía eléctrica. Esto se podría realizar mediante motores de combustión interna o turbinando el gas obtenido. Sin embargo, estos procesos mecánicos presentan bajos rendimientos en comparación con las pilas de combustible, por lo que serán estas las que se consideren en el proyecto.

Las pilas de combustible presentan unas características idóneas para su utilización como dispositivos de conversión de energía, entre las que destacan su eficiencia relativamente alta, su rápida incorporación al sistema para satisfacer la demanda y su bajo impacto ambiental, ya que las emisiones gaseosas y de partículas sólidas son prácticamente nulas. Por otra parte, tienen capacidad para amoldarse a un amplio rango de usos y potencias, lo que permite su uso desde pequeñas aplicaciones móviles, hasta en sistemas de transporte o grandes instalaciones de producción eléctrica o sistemas de cogeneración.

Para poder garantizar el sistema de reserva de la red y tener una tecnología altamente gestionable, se incluirán en la microrred sistemas de almacenamiento de hidrógeno, de forma que se alcance capacidad suficiente para satisfacer la demanda en casos puntuales de necesidad.

2. PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE LAS PILAS DE COMBUSTIBLE

Las células o pilas de combustible son sistemas electroquímicos que permiten la conversión de la energía química de una sustancia en energía eléctrica y calor mediante un proceso catalítico electroquímico. Esta transformación utiliza directamente la energía libre disponible en el combustible a su temperatura de operación y no está limitada por el ciclo de Carnot, alcanzando rendimientos superiores a los procesos convencionales.

Funcionan mientras se les suministre combustible (hidrógeno) y un oxidante (oxígeno). La combinación electroquímica catalítica de estos dos componentes (combustible y oxidante), se produce sin que haya combustión, de modo que se compensan las ineficiencias y contaminación de las formas de transformación de energía tradicionales.

Las pilas de combustible están formadas por tres elementos principales: Dos electrodos exactamente iguales, ánodo (electrodo negativo) y cátodo (electrodo positivo) y un electrolito, que actúa como sistema de unión entre ambos y sirve de catalizador de las reacciones que tienen lugar dentro de la pila. La siguiente figura representa un esquema de funcionamiento de una pila de combustible:

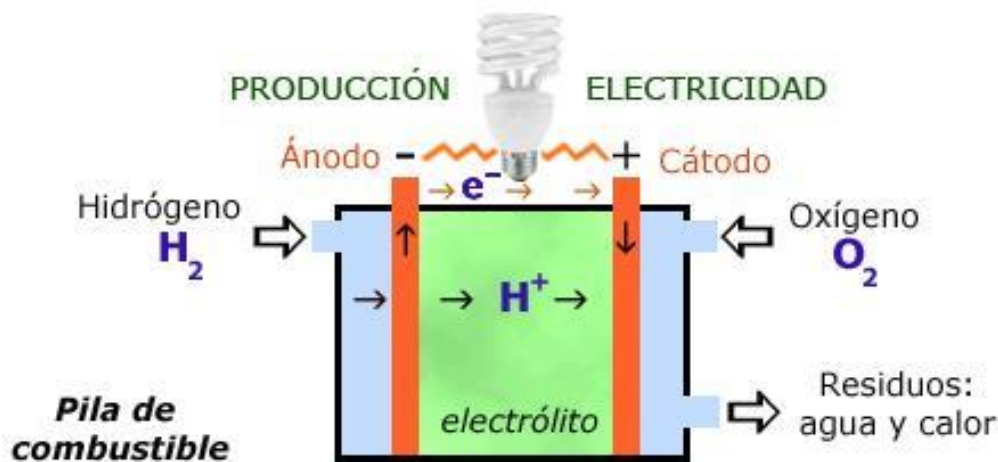
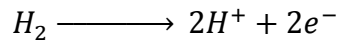


Figura 36. Esquema de una pila de combustible [26]

Como se puede observar en la figura, el sistema opera con dos gases distintos, combustible (hidrógeno) y oxidante (oxígeno), que atraviesan las superficies del ánodo y el cátodo opuestas al electrolito.

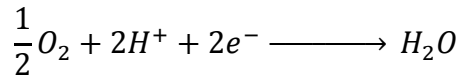
Como se verá más adelante, existen varios tipos de pilas de combustible, y aunque no todas operan igual, en rasgos generales el funcionamiento es el siguiente:

Los átomos de hidrógeno entran en la pila por el ánodo, donde le son extraídos sus electrones por medio de la siguiente reacción química:

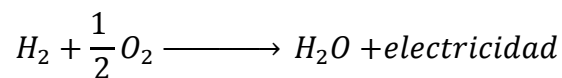


Tras esta reacción, los átomos de hidrógeno quedan ionizados, transportando una carga eléctrica positiva. Por su parte, los electrones cargados negativamente generan la corriente a través de las conexiones eléctricas.

El oxígeno a su vez, entra en la pila de combustible por el cátodo, donde se combina con los electrones que regresan del circuito eléctrico y los iones de hidrógeno que han viajado a través del electrolito. La reacción que se produce en el cátodo es la siguiente:



La combinación de las reacciones que se producen de forma simultánea en ánodo y cátodo tienen por resultado la siguiente reacción química:



Cabe mencionar, que en las pilas de combustible, el electrolito juega un papel primordial. Al tratarse del punto de unión entre ánodo y cátodo, sólo debe permitir el paso de los iones apropiados entre ambos elementos, impidiendo que electrones libres u otros tipos de sustancias pasen a través de él, ya que estos entorpecerían la reacción.

El rendimiento de la reacción se puede calcular a partir de la ecuación de Nernst:

$$E = E_o + R \cdot T \cdot \ln \left[\frac{MM(H_2) + MM(2O_2)}{MM(H_2O)} \right]$$

Dónde:

- E_o (1.229 V) es el potencial estándar
- R la constante de los gases (8.31 J/Kmol),
- T la temperatura absoluta (K)
- F la constante de Faraday (96.480 J/Vmol).

Como se puede observar, en la ecuación anterior todos los términos son constantes a excepción de la temperatura, por lo que se puede concluir, que esta supone un parámetro importante en el diseño de las pilas de combustible, como se verá a continuación.



3. TIPOS DE PILAS DE COMBUSTIBLE

Existen diversos tipos de pilas de combustible, cuya clasificación se realiza en función del material que conforme el electrolito, que como ya se ha mencionado, es la sustancia que une ánodo y cátodo, y que funciona como puente de intercambio de iones, genera la corriente eléctrica y actúa como catalizador de las reacciones.

La de las pilas de combustible es una tecnología que está aún en vías de desarrollo, por lo que sólo se considerarán en este proyecto aquellas que resulten más interesantes en cuanto a viabilidad económica, investigación, desarrollo y demostración.

A continuación se muestra, a modo resumen, una tabla con las distintas tecnologías que se van a estudiar:

Tipo	Electrolito	Temperatura de operación °C	Usos	Ventajas	Desventajas
Membrana polimérica (PEMFC)	Polímero sólido	60-100	Generación estacionaria. Portátiles. Vehículos.	Electrolito sólido reduce corrosión y mantenimiento. Baja temperatura. Arranque rápido.	Catalizadores costosos. Sensible a impurezas en H ₂ u otro combustible.
Alcalina (AFC)	Solución acuosa de hidróxido de potasio	90-100	Espacio. Militar.	Reacción catódica más rápida en electrolito alcalino. Mayor eficiencia.	Sensible a impurezas.
Ácido fosfórico (PAFC)	Ácido fosfórico líquido	175-200	Generación estacionaria. Portátiles.	85 % eficiencia en cogeneración de electricidad y calor. Acepta H ₂ impuro.	Catalizador de Pt. Baja corriente y potencia. Gran peso y volumen.
Carbonatos fundidos (MFCF)	Solución líquida de litio, sodio y potasio	600-1000	Generación estacionaria.	Ventajas por alta temperatura: mayor eficiencia, catalizadores más baratos.	Corrosión debido a altas temperaturas. Baja vida útil.
Óxidos sólidos (SOFC)	Oxido de Zr sólido con adiciones de Itrio	600-1000	Generación estacionaria.	Ventajas por alta temperatura. Ventajas electrolito sólido.	Corrosión debido a altas temperaturas. Baja vida útil.

Tabla 22. Tecnologías consideradas en el estudio de pilas de combustible

De las tecnologías mencionadas en la tabla, aquellas que se ajustan en mayor medida a los requerimientos del proyecto, serán aquellas de baja temperatura. Por lo tanto, se considerarán como posibles opciones las pilas PEMFC, AFC y PAFC, cuyo funcionamiento y características se detallan a continuación.

Las tecnologías de carbonatos fundidos y ácidos fosfóricos no se consideran debido a que su tecnología no se adapta a los requerimientos del sistema.

3.1. Pilas alcalinas (AFC):

Es una de las primeras pilas de combustible modernas, desarrollada a principio de los años 60. Como dato curioso, mencionar que son las pilas que proporcionaban energía a las naves del proyecto Apollo de la NASA, donde se utilizaron para poder suministrar electricidad y agua dentro de las naves espaciales.



Figura 37. Pila de combustible del proyecto Apollo, en los años 60.

Las pilas AFC tienen un electrolito formado por hidróxido de potasio en agua. Las características de esta pila, permiten la utilización de gran variedad de metales no preciosos en ánodo y cátodo, lo que supone una importante reducción de precios.

Este tipo de pilas son de alta temperatura, estando su funcionamiento acotado entre los 100 y 250°C, aunque también es posible trabajar a bajas temperaturas (Entre los 23 y 70°C).

La principal ventaja de esta pila es su alto rendimiento, debido a las altas velocidades a las que tienen lugar las reacciones, además de ser muy eficientes, habiéndose alcanzado rendimientos cercanos al 60% en aplicaciones espaciales.

Sin embargo, su sensibilidad a la contaminación de CO₂ plantea un inconveniente, ya que será necesaria la purificación del hidrógeno y el oxígeno antes de ser introducidos en la pila, lo que supone un incremento en el coste total, y además reduce la vida útil de la pila debido a la susceptibilidad a este tipo de contaminación.

Otro obstáculo de esta tecnología es que, si bien se ha logrado que su funcionamiento alcance las 8.000 horas de forma satisfactoria, aún queda lejos de las 40.000 horas necesarias para que suponga una inversión económicamente rentable.

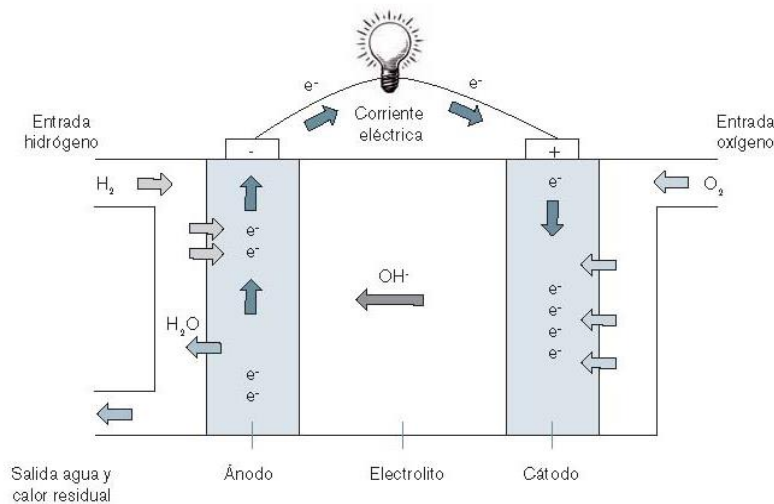


Figura 38. Esquema pila de combustible alcalina AFC [27]

3.1.1. Pilas de combustible de ácido fosfórico (PAFC)

A día de hoy, se trata de una de las tecnologías más maduras. Su electrolito está formado por ácido fosfórico al 100% de concentración (H_3PO_4), retenido en una matriz de carburo de silicona.

Las temperaturas de operación de estas pilas se encuentran entre los 150 y los 200°C, ya que por debajo de estas temperaturas se produciría el envenenamiento del ánodo de platino con monóxido de carbono, además de resultar en una producción iónica pobre en el electrolito, por lo que siempre deben funcionar dentro del rango de temperaturas mencionado.

Al igual que ocurre con las pilas MCFC, el rendimiento del proceso puede alcanzar el 85% en caso de que se combine la generación de electricidad con el aprovechamiento del calor desprendido, reduciéndose a un 42% en caso de que se aproveche únicamente para generación eléctrica.

Este tipo de pilas son de gran tamaño y peso, y necesitan electrodos de platino, lo que encarece el coste de las mismas de forma considerable.

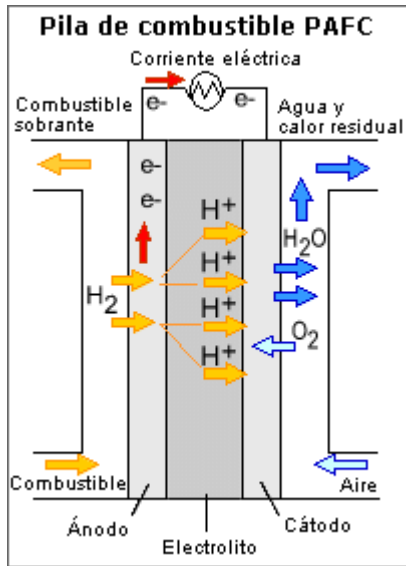


Figura 39. Esquema pila combustible PAFC

3.1.2. Pilas de combustible de membrana polimérica (PEMFC)

Las pilas de membrana polimérica (PEM), también conocidas como pilas de combustible de membrana de intercambio de protones, proporcionan una densidad energética elevada y tienen la ventaja de ser ligeras y tener un tamaño pequeño, si se las compara con otras pilas.

Estas pilas usan como electrolito un polímero sólido y electrodos porosos de carbono que contienen un catalizador de platino. Necesitan hidrógeno, oxígeno y agua y no requieren el uso de fluidos corrosivos como otras pilas de combustible.

Operan a bajas temperaturas (80 °C), lo que permite que arranquen rápidamente al necesitar menos tiempo de calentamiento, lo cual supone una ventaja importante en el caso de nuestro proyecto, ya que se requiere una respuesta instantánea para poder funcionar como sistema de reserva.

Además, la operación a bajas temperaturas supone un menor desgaste entre los componentes del sistema, lo que alarga la vida útil de la pila.

Sin embargo, estas pilas operan con un catalizador de platino que es extremadamente sensible a la contaminación por CO, por lo que es necesario utilizar un reactor adicional para reducir el nivel de CO en el gas combustible.

Las pilas tipo PEM ofrecen ventajas únicas en términos de alta eficiencia y alta densidad energética. No obstante, hay que destacar que, igual que ocurre con el resto de pilas de combustible, el coste y la duración de la misma son dos hándicaps importantes para la producción masiva y su consiguiente comercialización.

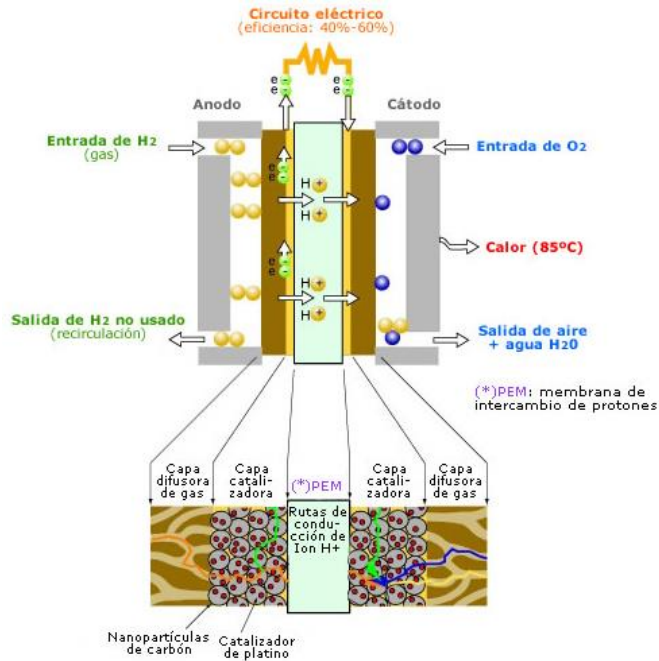


Figura 40. Esquema pila de combustible tipo PEM

4. SELECCIÓN DE LA PILA DE COMBUSTIBLE

La pila de combustible seleccionada debe ser válida para aplicaciones estacionarias, con elevada capacidad de potencia (se van a necesitar alrededor de 50 MW de potencia gestionable para satisfacer la demanda), de rendimiento aceptable y una permisividad ante impurezas en el hidrógeno, ya que a pesar de ser el gas de síntesis sometido a la reacción Shift, pueden aparecer restos de impurezas en el hidrógeno que entra a la pila.

Junto con estos requerimientos, se busca aquella tecnología que sea además económicamente competitiva, y cuya vida útil sea lo mayor posible.

A día de hoy, una de las pilas con mayor desarrollo en el mercado, tanto para su uso con combustible hidrógeno o gas natural, son las pilas tipo PEMFC, desarrolladas por numerosas empresas a nivel como pueden ser Ballard, Hydrogenics, Fuel Cell energy y SFC Energy entre otras.

Por sus características, se elegirá para este proyecto la tecnología PEM, ya que además de proporcionar una densidad energética elevada, son pilas de baja temperatura de operación (en torno a los 80°C), lo que permite un arranque rápido de las mismas. Esto supone una ventaja importante, pues al ser la aplicación de las mismas la proporción de un sistema de reserva, resulta imperioso que sean capaces de conectarse de forma instantánea.

De los catálogos disponibles, se ha optado por la tecnología del fabricante Ballard, cuyo catálogo se incluye en el anexo. Los módulos ofrecidos por este fabricante son de 1 MW de producción energética, para una entrada de hidrógeno de 63 kg/h, con una eficiencia del 40%.



Por lo tanto, teniendo en cuenta esta información, se puede concluir que serán necesarios 157 kg/h de hidrógeno para producir 1MW en cada pila de combustible.

5. ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

La ventaja que presenta la utilización de hidrógeno es que es almacenable, lo que permite que durante las horas de funcionamiento de las renovables ya instaladas se almacene hidrógeno para luego utilizarlo cuando sea necesario en las pilas de combustible y cubrir los picos de demanda.

Es por ello que se estudian en este apartado las distintas tecnologías existentes de almacenamiento de hidrógeno, que se pueden clasificar según el estado en que se encuentre el hidrógeno: sólido, líquido o gaseoso.

5.1.1. Almacenamiento en estado gaseoso

El almacenamiento del hidrógeno en estado gaseoso se realiza comprimiendo el gas, almacenándolo a elevadas presiones, entorno a los 200-700 bar.

La densidad energética que presenta el gas es baja, 12MJ/m³ y además se trata de un sistema caro y que consume cantidades importantes de energía en aplicaciones a gran escala, por lo que presenta grandes inconvenientes para el caso de aplicación del proyecto.

La mayor utilización de esta tecnología es en aplicaciones móviles, usando tanques de almacenamiento capaces de soportar elevadas presiones.

5.1.2. Almacenamiento en estado líquido

El hidrógeno a temperatura ambiente se encuentra en estado gaseoso, por lo que para convertirlo a estado líquido es necesario reducir su temperatura hasta lograr hidrógeno criogénico (23K) mediante un proceso de licuación. Esto se consigue mediante compresores, intercambiadores de calor y válvulas de expansión.

Para mantener el hidrógeno a temperatura criogénica, es necesario el uso de tanques criogénicos, lo que eleva el coste de la tecnología.

5.1.3. Almacenamiento en estado sólido

El almacenamiento de hidrógeno en estado sólido se realiza mediante hidruros metálicos. El almacenamiento mediante hidruros metálicos presenta la forma más segura de almacenar hidrógeno, aunque igual que ocurre con las demás tecnologías, presenta costes elevados.



El método de funcionamiento se basa en la capacidad que tienen algunos metales de formar enlaces covalentes reversibles al reaccionar con el hidrógeno, que se descomponen al calentarse, liberando el hidrógeno.

El hidruro metálico se forma sometiendo un determinado metal a una presión elevada de hidrógeno, de forma que el metal absorbe los átomos de hidrógeno en su estructura cristalina como si fuera una esponja. Para liberar el hidrógeno posteriormente, basta con disminuir la presión exterior.

Los hidruros metálicos son muy atractivos para el almacenamiento de hidrógeno porque son seguros y tienen unas buenas características de almacenamiento. Actualmente muchos de los hidruros metálicos disponibles comercialmente son hidruros metálicos de tierras raras, con capacidades de almacenamiento de hidrógeno de entorno al 1,4% en peso, lo que hace que estos materiales sean más eficientes en volumen que el almacenamiento de hidrógeno como gas comprimido o como hidrógeno líquido.

6. SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE ALMACENAMIENTO

De todas las opciones presentadas, se considera que la que mejor se ajusta a las condiciones del proyecto es la de almacenamiento en estado sólido mediante hidruros metálicos, ya que se trata de la tecnología más segura disponible, y requiere volúmenes bastante inferiores a los necesarios para el almacenamiento de hidrógeno comprimido.

Se elige por ello los tanques de hidruros metálicos de la marca ARIEMA, en particular se elige el modelo HBond 7000L, con una capacidad de 7000 litros de hidrógeno.

7. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

Cada pila de combustible tiene una capacidad de generación de 1MW, según la información proporcionada en el catálogo. Por lo tanto, serán necesarias 50 unidades para poder cubrir el máximo de demanda previsto.

Para lograr esta producción, cada pila de combustible consume 63 kg/h, por lo que para poder operar la planta a plena potencia será necesario un gasto másico:

$$\dot{m}_{h_2} = 63 \frac{kg}{h} \times 50 \text{ unidades} = 3150 \frac{kg}{H}$$

Teniendo en cuenta el rendimiento de las pilas de combustible de 40% según se indica en el catálogo, el hidrógeno que habrá que proporcionar a las pilas será:

$$\dot{m}_{h_2} = \frac{3150 \frac{kg}{h}}{0,4} = 7875 \frac{kg}{h}$$



Una vez conocido el hidrógeno necesario, se puede dimensionar la capacidad de almacenamiento de hidrógeno necesaria, sabiendo que cada tanque de almacenamiento puede almacenar 54 kg de hidrógeno:

$$\text{tanques} = \frac{7875}{54} = 146 \text{ unidades}$$

De esta forma queda dimensionada a planta de gasificación por plasma, obteniéndose una capacidad de almacenamiento de 7875 kg/h de hidrógeno, que permitirá en casos puntuales cubrir la demanda si no se dispone de las tecnologías renovables no gestionables.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA



Capítulo 6: Configuración de la microrred

1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta un estudio del funcionamiento de la microrred en distintas situaciones posibles de generación. Debido a la falta de información de demanda disponible, este estudio se realizará partiendo de la situación más desfavorable, que sería una demanda anual constante igual a la máxima.

De esta forma, se estudiará a partir de las curvas de generación diarias disponibles, en qué momentos del día no es posible cubrir la demanda con la generación disponible.

Para obtener las curvas de generación diarias se utilizan los datos de generación de cada tecnología y las curvas de generación presentadas en el capítulo 3.

2. CONFIGURACIÓN ELEGIDA

2.1. *GENERACIÓN NO GESTIONABLE*

Siguiendo el modelo de generación vigente en España en la actualidad, se dará prioridad a la generación no gestionable considerada en el proyecto, de forma que mientras esta sea capaz de cubrir la demanda, el hidrógeno producido por la tecnología de plasma será almacenado, para poder ser utilizado en caso de necesidad garantizando la gestionabilidad de la microrred.

Las tecnologías que se engloban en este grupo son la eólica, la solar fotovoltaica y la minihidráulica.

2.2. *TECNOLOGÍA DE GASIFICACIÓN POR PLASMA*

La tecnología de gasificación por plasma se encontrará en funcionamiento constante produciendo hidrógeno, que será utilizado en pilas de combustible o almacenado. Al tener prioridad la generación no gestionable, las pilas de combustible serán conectadas a la red sólo en caso de que estas tecnologías no sean capaces de cubrir la demanda, almacenando el hidrógeno el resto del tiempo.

La gestionabilidad que esta tecnología aporta a la microrred proviene del uso conjunto de las pilas de combustible y sistemas de almacenamiento de hidrógeno, que permiten el almacenamiento de energía en forma de combustible, y su posterior uso de forma gestionable mediante pilas de combustible. Sin embargo, tal y como se ha mencionado anteriormente,



sólo serán utilizadas las pilas en caso de necesidad, almacenando el resto del tiempo el hidrógeno.

2.3. INTERCAMBIOS CON LA RED

Para garantizar la seguridad de suministro se dispondrá de interconexión con la red de transporte, de forma que en caso de no poder cubrir la demanda mediante la generación disponible y las pilas de combustible, se pueda optar por obtener suministro de la red.

Además, como se verá a continuación, la potencia instalada supera con creces el máximo de demanda, por lo que en los casos de funcionamiento de la generación renovable, la generación superará la demanda, siendo necesario vender esa energía a la red para evitar tener que parar grupos generadores.

Es decir, la interconexión con la red de transporte tiene una doble función: Asegurar el suministro en caso de fallo de la generación disponible, y vender energía a la red en caso de excedentes en la generación. Por lo tanto se tratará de una conexión bidireccional.

3. CASOS DE ESTUDIO

3.1. PRIMER CASO DE ESTUDIO: GENERACIÓN RENOVABLE DISPONIBLE

En este apartado, se estudiará la situación ideal, en la cual toda la generación no gestionable se encuentra disponible para abastecer a la ciudad de Huesca. Se representa a continuación el perfil diario de generación en esta situación, así como la suposición de caso más desfavorable, una demanda constante e igual al máximo de generación:

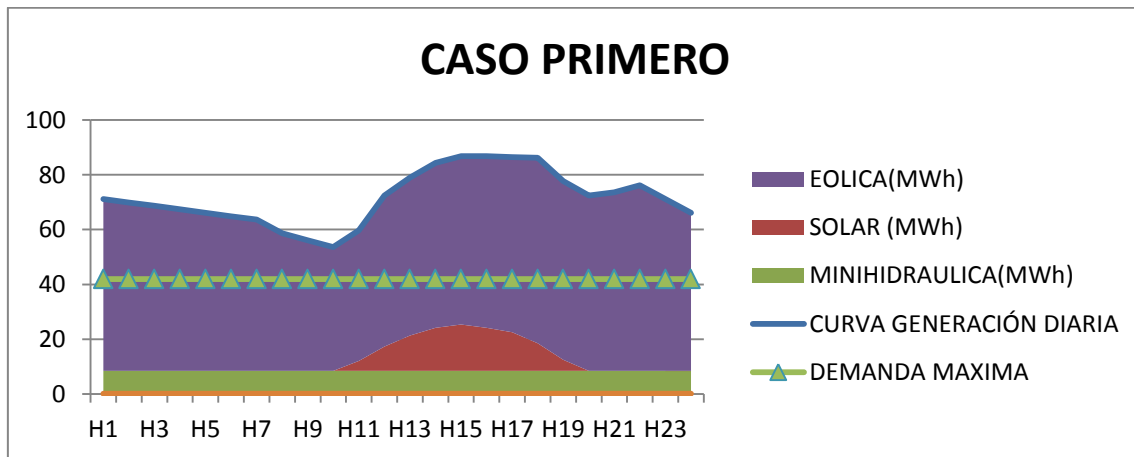


Figura 41. Caso de estudio 1: Toda la generación renovable disponible. [Elaboración propia]

Como se puede observar, en este caso se cubriría sin problemas la demanda ya que el máximo se encuentra en todo momento por debajo de la curva de generación, por lo que en esta situación se vendería la energía no utilizada para satisfacer la demanda a la red. Al no ser necesario el uso de pilas de combustible, en esta situación el hidrógeno producido será almacenado en su totalidad.

La siguiente figura muestra los porcentajes de generación de cada tecnología en la situación planteada:

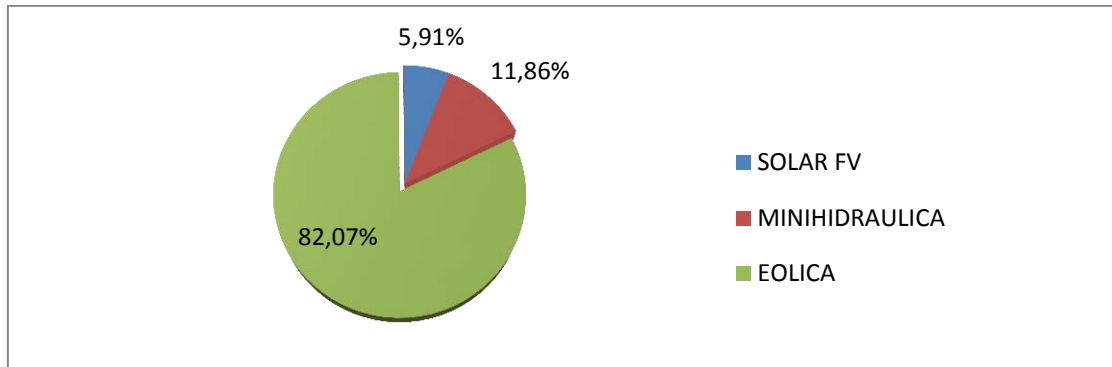


Figura 42. Porcentajes de generación de cada tecnología [Elaboración propia]

Teniendo en cuenta que cada hora se producen 206 kg de hidrógeno en el proceso de gasificación por plasma, el hidrógeno que se almacenaría en un día sería:

$$Kg_{hidrógeno\ almacenado} = 206 \frac{kg}{h} \times 24\ horas = 4.944\ kg\ hidrógeno$$

Sabiendo que cada tanque de almacenamiento tiene capacidad para 54 kg de hidrógeno, se puede conocer el número de tanques que se llenarán en un día con las características de generación del caso planteado:

$$n^{\circ}_{tanques} = \frac{4.944\ kg}{54\ kg} = 92\ tanques$$

Por lo tanto, se llenarán 92 tanques en un día, representando el 63% de la capacidad de almacenamiento disponible.

3.2. SEGUNDO CASO DE ESTUDIO: AUSENCIA DE ALGUNA FUENTE DE GENERACIÓN NO GESTIONABLE

En este caso se estudia la situación en la que falle alguna de las fuentes de generación no gestionable, ya sea la eólica, la solar fotovoltaica o la minihidráulica. Para cada caso, se verá si es posible satisfacer la demanda diaria mediante las pilas de combustible junto con las tecnologías que se encuentren disponibles. A continuación se estudia en detalle cada una de las posibles situaciones.

3.2.1. AUSENCIA DE GENERACIÓN EÓLICA

Este caso representa la situación más desfavorable, ya que supone la tecnología que representa el mayor porcentaje de generación diaria.

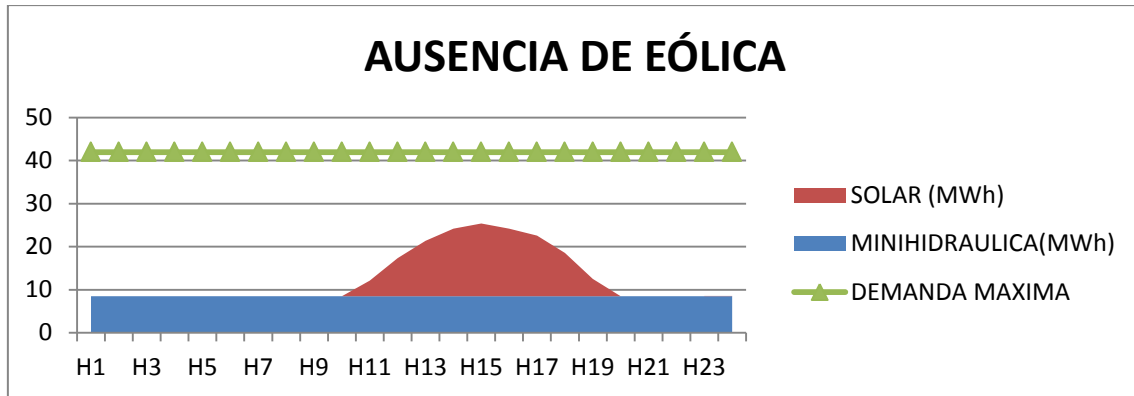


Figura 43. Caso de estudio 2.1: Generación eólica no disponible [Elaboración propia]

Como se puede observar, en esta situación el máximo de generación se encuentra en torno a los 25 MWh, muy por debajo del máximo de demanda, por lo que será necesario el uso de las pilas de combustible en esta situación.

Resulta interesante conocer en esta situación la generación necesaria mediante pilas de combustible. Para poder conocer esta información es necesario conocer los datos de demanda horaria, para establecer la demanda que no cubre la generación no gestionable. Para ello se ha elaborado una posible curva típica de generación diaria, basada en la información que se conoce de demanda. La siguiente figura muestra la curva de demanda teórica junto con la generación disponible:

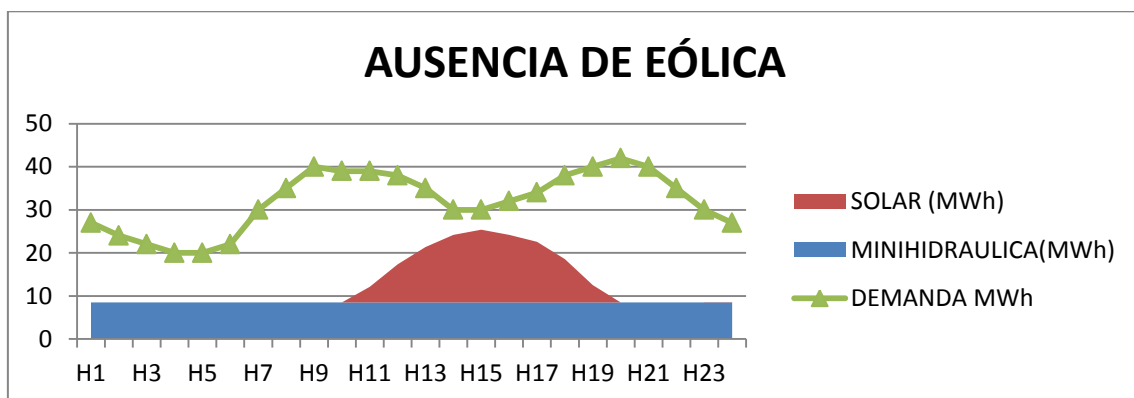


Figura 44. Caso de estudio 2.1. Generación eólica no disponible [Elaboración propia]

Se puede observar que en ningún momento se logra satisfacer la demanda mediante la generación solar y la minihidráulica, por lo que será necesaria la utilización de las pilas de combustible.

Para casos como el presentado, se supondrá una producción diaria de 10 h mediante pilas de combustible, de forma que se garantice que la demanda se cubre en los momentos pico. En caso de necesidad, se planteará la posibilidad de conectarse a la red principal de forma que en todo momento se garantice el suministro.

Teniendo en cuenta el almacenamiento disponible, se podrán producir 125 MWh diarios mediante pilas de combustible, lo que equivale a una producción horaria de 12,5 MW durante las 10 horas de operación de las pilas de combustible.

Al resultar el precio de la electricidad comprado de la red más caro en las horas pico, se ha optado por conectar las pilas durante esos intervalos diarios. La siguiente figura muestra la cobertura de la demanda mediante las distintas tecnologías en la situación planteada:

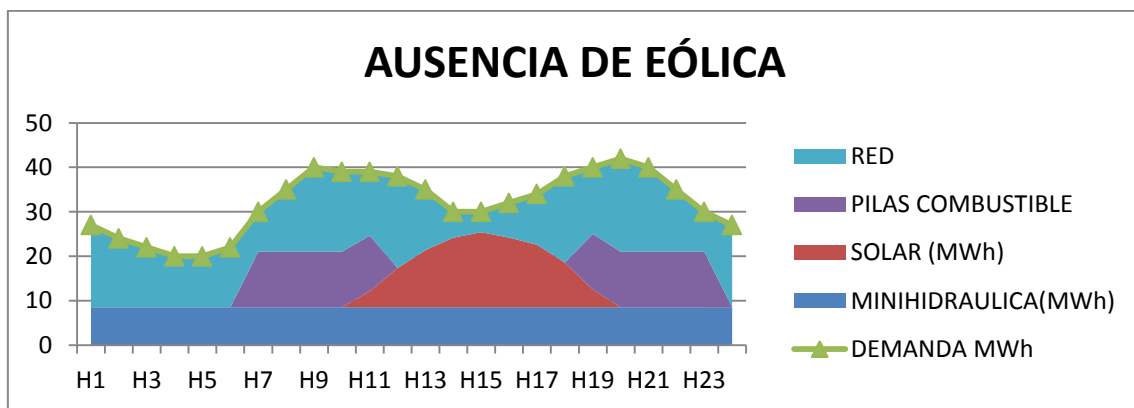


Figura 45. Cobertura de la demanda en caso de ausencia de eólica. [Elaboración propia]

Como resultado, el 16% de la demanda será cubierto por las pilas en este tipo de situaciones, mientras que la red abastece al 40% de la demanda. Aunque pueda suponer un valor elevado de participación de la red nacional, esta situación no se dará a menudo, ya que la no disponibilidad de la tecnología eólica normalmente se produce por intervalos de horas, no durante las 24 horas de un día. Además, al estar situados en distintas zonas, puede que unos parques eólicos estén operativos mientras otros no dispongan de viento para producir electricidad, estando disponible un porcentaje de la tecnología eólica.

Sin embargo, es importante tener en cuenta esta situación, ya que representa la operación de la microrred en la situación más desfavorable posible, necesitando únicamente un 40% de la generación procedente de la red. De esta forma, se concluye que la dependencia energética de la microrred será siempre inferior al 40% mencionado.

3.2.2. AUSENCIA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

La generación diaria en caso de indisponibilidad de la generación fotovoltaica se muestra en la siguiente figura:

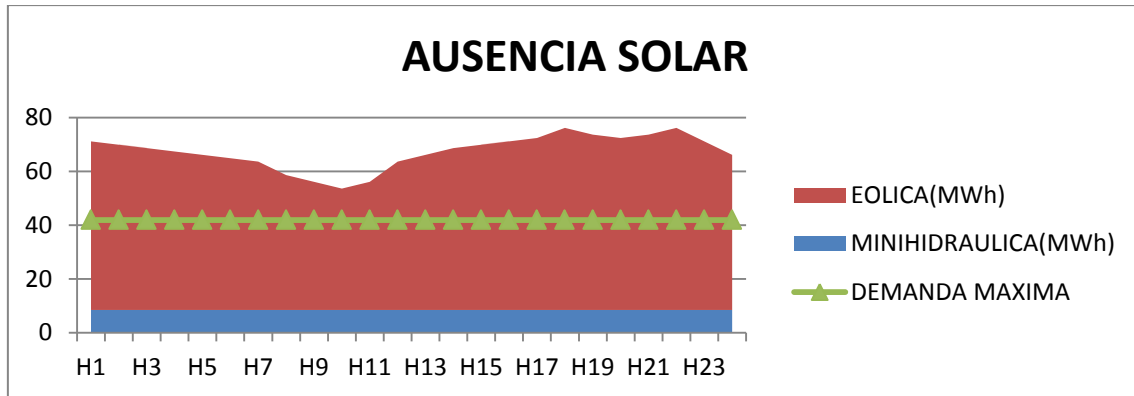


Figura 46. Caso de estudio 2.2: Generación fotovoltaica no disponible [Elaboración propia]

Como se puede observar, al estar disponible la generación eólica, el total de generación se encuentra en todo momento por encima del máximo de demanda, no siendo necesario el uso de las pilas de combustible, pudiendo almacenar el hidrógeno para situaciones de necesidad.

Igual que ocurre en el caso de estudio primero, el almacenamiento en esta situación supondrá la utilización de 92 tanques de almacenamiento, suponiendo el 63% de la capacidad disponible.

A continuación se representa los porcentajes de generación de cada tecnología en la situación planteada:

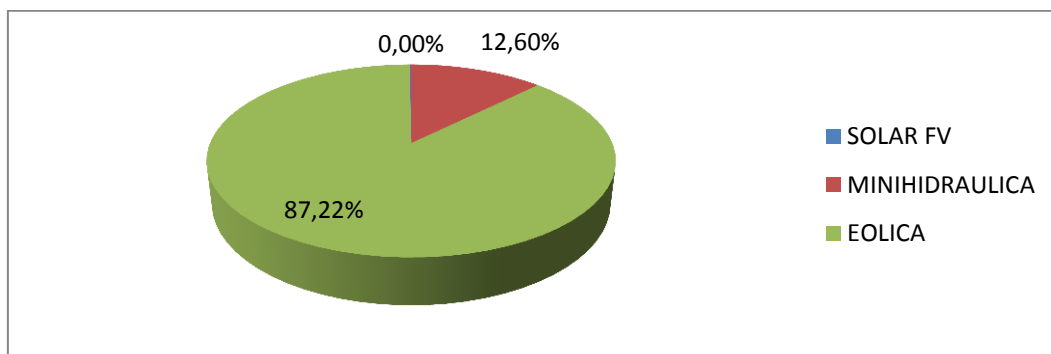


Figura 47. Porcentajes de generación en el caso de ausencia de fotovoltaica [Elaboración propia]

3.2.3. AUSENCIA DE GENERACIÓN MINIHIDRÁULICA

La generación diaria en caso de indisponibilidad de la generación minihidráulica se muestra en la siguiente figura:

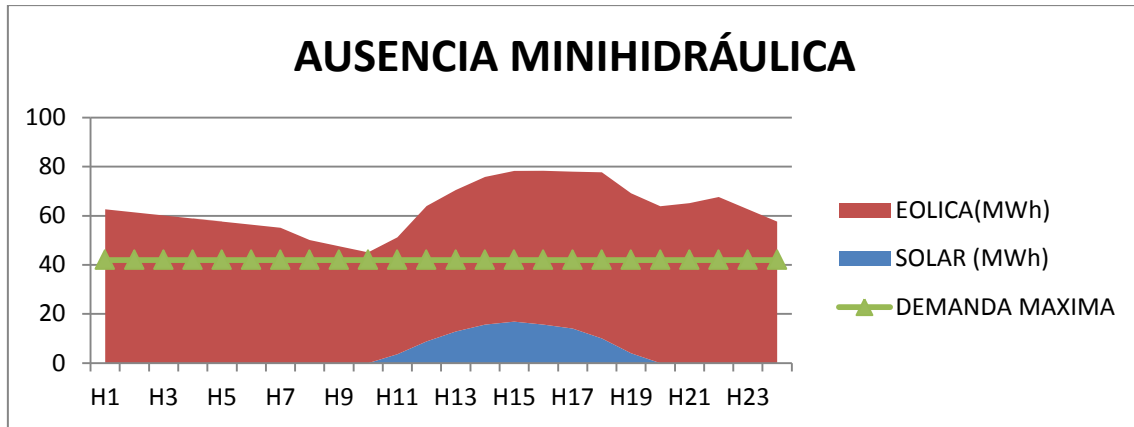


Figura 48. Caso de estudio 2.3: Generación minihidráulica no disponible. [Elaboración propia]

Como se puede observar, igual que ocurre en el caso de ausencia de la generación fotovoltaica, gracias a la generación eólica se posee capacidad de generación superior en todo momento al máximo de demanda diario, por lo que no será necesario el uso de pilas de combustible siempre que la generación eólica se encuentre disponible.

Por lo tanto, en esta situación será almacenado el hidrógeno al igual que en los casos anteriores, suponiendo nuevamente un 63% de la capacidad total almacenada.

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

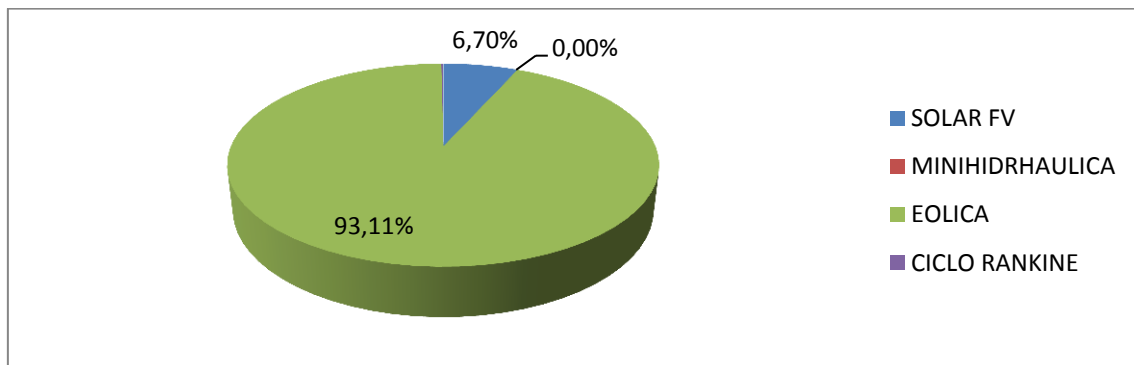


Figura 49. Porcentajes de generación en caso de ausencia de minihidráulica. [Elaboración propia]



4. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Tal como se ha podido observar en los casos representados, siempre que la generación eólica esté disponible, será suficiente para satisfacer la demanda sin necesidad de recurrir a las pilas de combustible, por lo que a priori se podría pensar que no sería necesaria su utilización. Sin embargo, la energía eólica es una fuente altamente no gestionable y dependiente de la aleatoriedad atmosférica, siendo sus horas equivalentes de funcionamiento de 2200 h frente a las 8760 horas anuales. Es decir, la probabilidad de tener energía eólica es del 25%.

Lo mismo ocurre con la energía solar fotovoltaica y con la minihidráulica, que poseen horas equivalentes de funcionamiento de 1492 h y 2300 h respectivamente, siendo sus probabilidades de funcionamiento de 17% para la solar y 26% para la minihidráulica.

En base a estas probabilidades, queda justificada la necesidad de disponer de pilas de combustible, ya que la disponibilidad de las tecnologías no gestionables es muy reducida a lo largo del año.

Por otra parte, se ha podido observar, que en el caso más desfavorable, ausencia total diaria de la tecnología eólica, la dependencia de la red externa sería del 40%. Sin embargo se trata de una situación poco probable, por lo que la dependencia energética siempre será menor.

Por otra parte, se ha podido observar que, en caso de funcionamiento normal de las tecnologías instaladas, la tecnología de gasificación por plasma junto con las pilas de combustible no llegaría a su funcionamiento nominal. Aun no siendo objeto del proyecto, se podría dar salida al hidrógeno producido mediante otras aplicaciones químicas o en un futuro para los vehículos de hidrógeno.

En definitiva, resulta fundamental la presencia de la planta de gasificación junto con las pilas de combustible para proporcionar un sistema de reserva a la microrred, que proporciona independencia de la red de transporte, permitiendo el autoabastecimiento a la ciudad de Huesca, la reducción en pérdidas de transporte mediante el aprovechamiento de la generación de la zona y proporcionando un sistema de reserva que además proporciona una solución al problema de la gestión y aprovechamiento energético de residuos.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA



Capítulo 7: CONCLUSIONES ENERGÉTICAS

Estudiado el funcionamiento de la microrred, se puede concluir que se trata de un proyecto técnicamente viable, que ofrece una solución razonable como alternativa a la política de incorporar las energías de régimen especial a la red eléctrica nacional.

El aprovechamiento de la generación eólica y fotovoltaica instalada para abastecer a las poblaciones cercanas, permite un mayor control de las mismas, además de servir para cubrir plenamente la demanda de la ciudad de Huesca en caso de funcionamiento de la generación eólica.

Por lo tanto, se logra eliminar la aleatoriedad y fluctuaciones de este tipo de generación de la red nacional, siendo necesarias menores potencias de reserva para poder gestionarlas.

Por otra parte, mediante el sistema de biomasa instalado, se logra algo que hasta ahora con la energía no se puede: su almacenamiento, en forma de combustible hidrógeno.

Este es un punto importante, ya que se podrá almacenar el hidrógeno producido siempre que el resto de tecnologías estén funcionando, y luego utilizarlo para suministrar en caso de necesidad mediante pilas de combustible. Esto supone un avance hacia un sistema de futuro, en el que se incluyan las pilas a gran escala, como parte de los medios de transporte, resultando el hidrógeno el combustible alternativo a la actual gasolina o petróleo.

Y es que, mediante el sistema de gasificación por plasma, se ha demostrado la posibilidad de obtener hidrógeno de forma constante a partir de los residuos, que podrían considerarse un combustible “renovable”, de producción anual de 500 kg por persona de media. Esto implicaría la posibilidad de una producción de hidrógeno a gran escala, mediante un sistema de hidrogeneras, que se convierta en el sustituto de las actuales gasolineras. Así, se lograría una evolución muy importante en el sector del transporte, tan contaminante hoy en día, y dependiente de un combustible que se espera haya dejado de existir de aquí a 100 años.

En definitiva, la implantación de una microrred en la ciudad de Huesca es una solución técnicamente viable, y supone un primer paso hacia un futuro de sistemas de microrredes y de generación distribuida de hidrógeno.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA



PARTE II: ESTUDIO ECONÓMICO



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA



Capítulo 1: ESTUDIO ECONÓMICO DE LAS DISTINTAS FUENTES DE GENERACIÓN

En este capítulo se analiza el coste de la energía según la fuente de producción. Para ello, se analizará el coste que supone cada central de producción, considerando los costes de la inversión, la operación y el mantenimiento, y a partir de ello se deducirá el coste de producción de electricidad asociado a cada tecnología.

Para realizar el estudio económico, se tendrán en cuenta una serie de hipótesis de cálculo:

1. Se considerará, para todas las instalaciones incluidas en la microrred, una vida útil de 25 años. Se considerará este periodo para la amortización de la inversión inicial.
2. La inversión inicial se realiza en el año cero de estudio, aun estando algunas de las instalaciones operativas en la actualidad.
3. Se tendrá en cuenta el IPC en los costes de explotación, considerando su efecto con un valor del 2% a lo largo de la vida útil de las instalaciones.
4. Además, se considerará que a partir del cuarto año de explotación, se producirá un avance en la curva de aprendizaje de las distintas tecnologías, considerando una reducción porcentual a partir de entonces del 1,6%, que se tendrá en cuenta junto con la afección por el IPC.

A continuación se detalla el coste económico de las distintas tecnologías consideradas (eólica, minihidráulica, solar fotovoltaica y la planta de gasificación por plasma), con el objetivo de obtener mediante ponderación el coste de generación global del mix energético estudiado en el funcionamiento de la microrred.

1. ESTUDIO ECONÓMICO DE LA ENERGÍA EÓLICA

El coste de producción mediante esta tecnología se puede calcular teniendo en cuenta dos costes principales:

- La inversión inicial de la instalación, siendo un coste fijo que se pagará al inicio, y que incluye los costes necesarios para la puesta en marcha de la instalación. Esta instalación deberá ser amortizada a lo largo de los 25 años de vida de la instalación, por lo que se calculará la amortización anual necesaria.
- Los costes anuales de explotación del parque eólico, que incluyen operación y mantenimiento.

Tal y como se detalló en el capítulo tres de la memoria, la microrred cuenta con cinco parques eólicos de distinta potencia instalada, cuyas características principales se detallan a continuación:

PARQUE EÓLICO	POTENCIA INSTALADA (MW)	PRODUCCIÓN ANUAL(GWh)	Nº DE AEROGENERADORES	MODELO AEROGENERADOR
Sasoplano	39,2	86,24	49	G-58
Santa Quiteria	36	79,2	40	NM 52
Río Gallego	38,7	85,14	43	NM 52
La Sotonera	18,9	41,58	12	NM 72 Y NM 82
Robres	24	52,8	13	NM 82
Tardienta I	49,5	108,9	75	G-47
Tardienta II	44,2	97,24	52	G-52
Total	250,5	551,1	-	-

Tabla 23. Resumen datos de las instalaciones eólicas. [Elaboración propia]

1.1. INVERSIÓN INICIAL

La inversión inicial en la construcción y puesta en marcha de una instalación eólica se compone de la inversión en aerogeneradores, equipamiento eléctrico, obra civil y otros gastos condicionados a las características de cada proyecto, según la información obtenida del IDAE.

En la siguiente figura se pueden observar los porcentajes en que se reparten los costes entre las distintas inversiones necesarias:

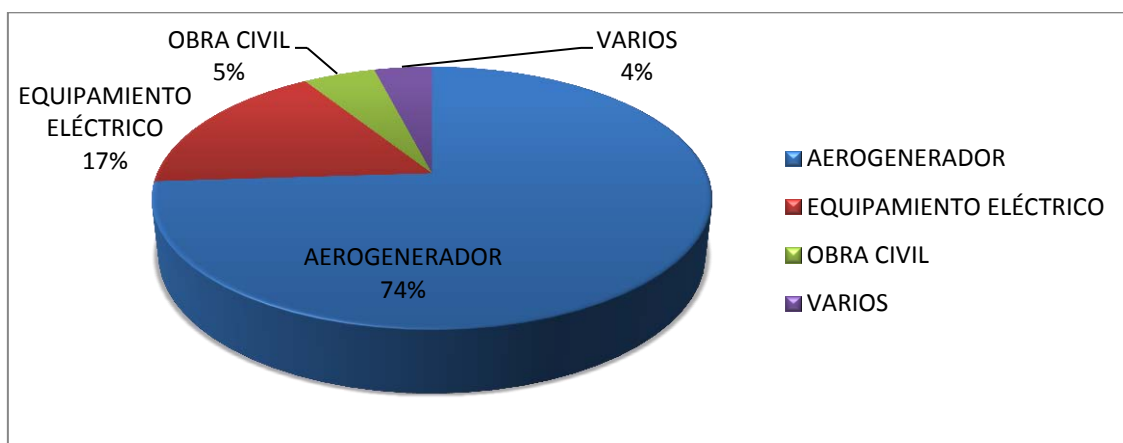


Figura 50. Reparto porcentual de costes en la inversión inicial. [28]

Según los datos recogidos del IDAE, la inversión total, llevada al año cero de la instalación, supone un coste de 940 €/MW (IVA no incluido) para un parque tipo de las siguientes características:



- Potencia nominal: 25 MW
- Potencia unitaria máquina: 1,25 KW
- Diámetro rotor/buje: 65/60 m
- Orografía: normal
- Línea de evacuación: 10 km/132 KV

Teniendo en cuenta la información planteada [28], el desglose de costes de inversión de cada parque se muestra a continuación:

PARQUE EÓLICO	COSTES AEROGENERAD ORES(M€)	COSTES EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO(M€)	COSTES OBRA CIVIL (M€)	COSTES VARIOS (M€)	TOTAL (M€)
Sasoplano	31,85	7,32	2,15	1,72	43,04
Santa Quiteria	26,00	5,97	1,76	1,41	35,14
Río Gallego	27,95	6,42	1,89	1,51	37,77
La Sotonera	9,60	2,21	0,65	0,52	12,97
Robres	10,40	2,39	0,70	0,56	14,05
Tardienta I	37,50	8,61	2,53	2,03	50,68
Tardienta II	33,80	7,76	2,28	1,83	45,68

Tabla 24. Resumen costes de inversión de los parques eólicos.[Elaboración propia]

El coste de inversión se amortizará a lo largo de los 25 años de vida útil de la instalación. Para el cálculo, se considerará un interés efectivo sobre el capital del 5%. La amortización anual se puede calcular según la siguiente ecuación:

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

Dónde:

P: Amortización anual

Co: Coste de inversión total

N: años de vida útil de a instalación

Siendo la inversión inicial total del conjunto de todos los parques eólicos de 378,67 M€, la amortización anual supone **16,98 M€/año**.

1.2. COSTES DE EXPLOTACIÓN

Tras la construcción del parque eólico, la explotación y operación del mismo conlleva unos costes adicionales. Estos incluyen la operación y el mantenimiento, la gestión y administración, alquiler de terrenos y seguros e impuestos.

Según la información publicada en el IDAE [28], los costes de explotación están repartidos de la siguiente forma:

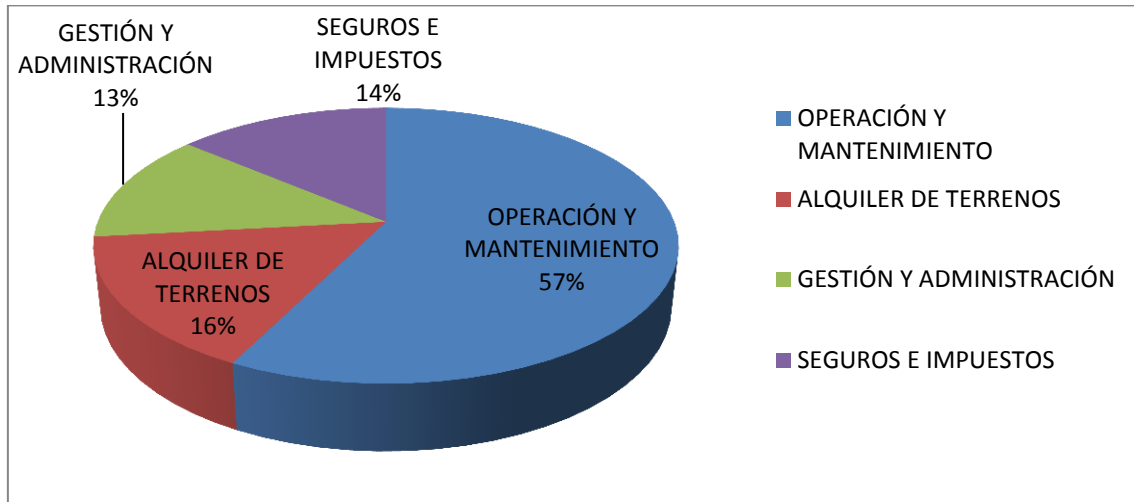


Figura 51. Reparto porcentual de costes de explotación anuales. [28]

Los costes de explotación han ido disminuyendo a lo largo de los años, gracias a la mejora de la fiabilidad y disponibilidad de los equipos.

Según los datos proporcionados por la IEA [2], se va a considerar un coste de 20 € por MWh producido de costes totales de explotación. Como se puede observar en la figura, el mayor coste de explotación se corresponde con la operación y mantenimiento.

En base a esta información, se muestran a continuación los costes de explotación asociados a los distintos parques eólicos de la microrred:



PARQUE EÓLICO	PRODUCCIÓN ANUAL(GWh)	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (M€)	ALQUILER TERRENOS (M€)	SEGUROS E IMPUESTOS (M€)	GESTION Y ADMINISTRACIÓN (M€)	TOTAL (M€)
Sasoplano	86,24	0,98	0,28	0,24	0,22	1,73
Santa Quiteria	79,20	0,90	0,25	0,22	0,21	1,58
Río Gallego	85,14	0,97	0,27	0,24	0,22	1,70
La Sotonera	41,58	0,47	0,13	0,12	0,11	0,83
Robres	52,80	0,60	0,17	0,15	0,14	1,06
Tardienta I	108,90	1,24	0,35	0,31	0,28	2,18
Tardienta II	97,24	1,11	0,31	0,27	0,25	1,95
Total	551,10					11,02

Tabla 25. Resumen de costes de explotación de parques eólicos [Elaboración propia]

Estos costes se han obtenido a raíz del dato de coste de operación y mantenimiento, y teniendo en cuenta las distintas proporciones que compone cada tipo de coste en el total de explotación.

Este coste de explotación, es el referido al primer año de funcionamiento, que se verá afectado por el IPC, cuya estimación se supone del 2%, y una mejora en la curva de aprendizaje del 1,6% a partir del cuarto año.

1.3. RESUMEN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN ANUALES

Considerando el conjunto de todas las instalaciones, y calculando el coste anual total de esta tecnología como la suma de los costes de amortización y de explotación (afectados estos últimos por el IPC), se puede obtener el precio del KWh de la tecnología eólica.

La siguiente tabla muestra una evolución de los costes anuales y del coste del KWh a lo largo de los 25 años de vida de la instalación:

	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	AÑO 25
COSTE AMORTIZACIÓN(M€)	16,98	16,98	16,98	16,98	16,98	16,98
COSTE EXPLOTACIÓN(M€)	11,02	11,56	11,56	11,56	11,56	11,56
ELECTRICIDAD GENERADA(GWh)	551,10	551,10	551,10	551,10	551,10	551,10
COSTE DEL KWh (€/KWh)	0,05081	0,05178	0,05182	0,05182	0,05182	0,05182

Tabla 26. Resumen de precios del KWh de la energía eólica. [Elaboración propia]

El coste medio del KWh a lo largo de los 25 años es de 0,05176378 €.

2. ESTUDIO ECONÓMICO DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA

El coste de inversión e implantación de una central hidroeléctrica depende de diversos factores al igual que ocurría en el caso de la tecnología eólica.

En el caso del proyecto, toda la generación hidráulica incluida en el proyecto es de régimen fluyente, cuyas características principales se recogen en la siguiente tabla:

Instalación	Tipo de central	Potencia instalada(MW)	Producción anual(GWh)
BERBEGAL	Agua fluyente	2,07	4,761
CARCAVILLA	Agua fluyente	4,8	11,04
GURREA DE GALLEGO	Agua fluyente	1,1	2,53
JAVIERRELATRE	Agua fluyente	10,4	23,92
MARRACOS	Agua fluyente	6,7	15,41
PIRACES	Agua fluyente	1,311	3,0153
VALDESPARTERA	Agua fluyente	4	9,2
Total		30,381	69,8763

Tabla 27. Resumen de las características de las centrales minihidráulicas de la microrred.[Elaboración propia]

2.1. INVERSIÓN INICIAL

La inversión inicial de una central de régimen fluyente, según los datos publicados en el IDAE, se compone por los costes del grupo turbogenerador, los equipos eléctricos, de regulación, control y línea, la ingeniería y dirección de obra y la obra civil, según los porcentajes que representan en la siguiente figura:

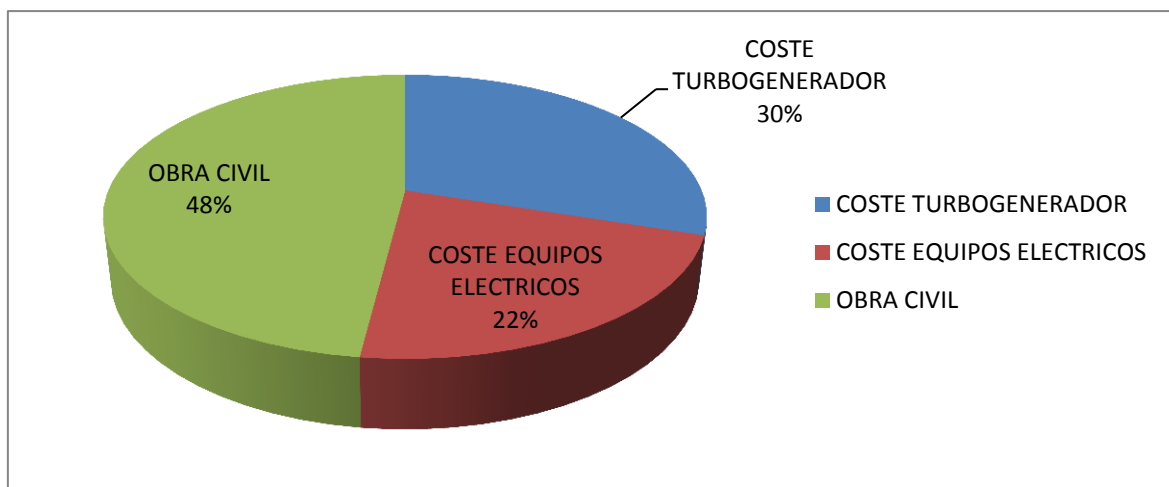


Figura 52. Distribución porcentual de costes de inversión [28]



Teniendo en cuenta esta información, y considerando 1.500 € por KW instalado según la información publicada por la IDAE, se obtienen los siguientes costes de inversión para las centrales incluidas en la microrred:

INSTALACIÓN	POTENCIA INSTALADA(MW)	COSTE TURBOGENERADOR (M€)	COSTE EQUIPOS ELÉCTRICOS(M€)	COSTES OBRA CIVIL(M€)	COSTE TOTAL(M€)
BERBEGAL	2,07	0,9315	0,6831	1,4904	3,105
CARCAVILLA	4,8	2,16	1,584	3,456	7,2
GURREA DE GALLEGO	1,1	0,495	0,363	0,792	1,65
JAVIERRELAT RE	10,4	4,68	3,432	7,488	15,6
MARRACOS	6,7	3,015	2,211	4,824	10,05
PIRACES	1,311	0,58995	0,43263	0,94392	1,9665
VALDESPART ERA	4	1,8	1,32	2,88	6
Total	30,381				45,5715

Tabla 28. Detalles de costes de inversión inicial por central. [Elaboración propia]

Al igual que sucede con la tecnología eólica, la inversión deberá amortizarse a lo largo de los 25 años de vida útil de cada una de las centrales, resultando un coste total anual de amortización de la tecnología minihidráulica de 3,23 M€/año.

2.2. COSTES DE EXPLOTACIÓN

Según los datos publicados por el IDAE [28], los costes de explotación para una central hidráulica de tipo fluyente son de 225.000 €/año, para una central de 5.000 KW de potencia instalada y 3.100 horas de funcionamiento equivalentes.

Se considerará para el proyecto que los costes de explotación son iguales para todas las centrales, obteniéndose un coste de explotación total de 1,575 M€/año.

Este coste se verá afectado por el IPC, que se ha supuesto del 2% igual que para el resto de tecnologías, considerando además una mejora en la curva de aprendizaje del 1,6% anual a partir del cuarto año.

2.3. RESUMEN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN ANUALES

Considerando el conjunto de todas las instalaciones, y calculando el coste anual total de esta tecnología como la suma de los costes de amortización y de explotación (afectados estos últimos por el IPC), se puede obtener el precio del KWh de la minihidráulica.



La siguiente tabla muestra una evolución de los costes anuales y del coste del KWh a lo largo de los 25 años de vida de la instalación:

	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	AÑO 25
COSTE AMORTIZACIÓN(M€)	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23
COSTE EXPLOTACIÓN(M€)	1,575	1,652	1,685	1,719	1,754	1,789
ELECTRICIDAD GENERADA(GWh)	69,876	69,876	69,876	69,876	69,876	69,876
COSTE DEL KWh (€/KWh)	0,068764	0,06986	0,07034	0,07082	0,07132	0,07182

Tabla 29. Costes de generación de la tecnología hidráulica [Elaboración propia]

El precio medio del KWh a lo largo de los 25 años es de 0,07702095 €.

3. ESTUDIO ECONÓMICO DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

La microrred estudiada en el proyecto está integrada por dos centrales solares fotovoltaicas, cuyas características principales se detallan en la siguiente tabla:

CENTRAL	POTENCIA (MW)	PRODUCCIÓN ANUAL(GWh)
P. E. SASO PLANO (UNIFICADO)	39,2	47,04
Fotovoltaica 1 MW "Formiñena"	1	1,2
TOTAL	40,2	48,24

Tabla 30. Resumen características centrales fotovoltaicas incluidas en la microrred. [Elaboración propia]

Los costes de un proyecto fotovoltaico, incluyen, al igual que el resto de tecnologías, costes de inversión y de explotación. Los datos de costes utilizados para la tecnología fotovoltaica han sido obtenidos del IDAE, al igual que los de la eólica y la minihidráulica.

3.1. INVERSIÓN INICIAL

Para el cálculo de los costes de la inversión inicial, se considera 4,1 € por W instalado. [11]
 Teniendo en cuenta este dato, se puede obtener el coste total de inversión:

$$\text{Coste de inversión} = \text{coste del W} \times \sum \text{Potencia instalada}(W)$$

Obteniéndose un coste de inversión total de **160,8 M€**. Amortizando el coste de la inversión inicial a lo largo de la vida útil de 25 años, y bajo la suposición de un interés efectivo del 5%, se obtiene una amortización anual de 11,41 M€/año.



3.2. COSTES DE EXPLOTACIÓN

Para el cálculo de los costes de explotación, se recurre a la información obtenida del IDAE, que estima unos costes de 0,03 € por KW producido.

Teniendo en cuenta esta información, se pueden calcular los costes totales de explotación como:

$$\text{Costes de explotación} = \text{coste del KWh producido} \times \sum \text{Producción(KWh)}$$

Resultando unos costes de operación de **2,47 M€/año**. Este coste se verá afectado por el IPC, que se ha supuesto del 2% igual que para el resto de tecnologías. Se supondrá además una reducción de costes del 1,6% a partir del cuarto año suponiendo una mejora en la curva de aprendizaje.

3.3. RESUMEN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN ANUALES

Considerando el conjunto de todas las instalaciones, y calculando el coste anual total de esta tecnología como la suma de los costes de amortización y de explotación (afectados estos últimos por el IPC y la mejora en la curva de aprendizaje), se puede obtener el precio del KWh de la tecnología fotovoltaica.

La siguiente tabla muestra una evolución de los costes anuales y del coste del KWh a lo largo de los 25 años de vida de la instalación:

	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	AÑO 25
COSTE AMORTIZACIÓN(M€)	11,41	11,41	11,41	11,41	11,41	11,41
COSTE EXPLOTACIÓN(M€)	3,077	3,227	3,292	3,358	3,426	3,495
ELECTRICIDAD GENERADA(GWh)	59,98	59,98	59,98	59,98	59,98	59,98
COSTE DEL KWh (€/KWh)	0,24152	0,24402	0,24511	0,24621	0,24734	0,24849

Tabla 31. Costes de generación de la tecnología fotovoltaica[Elaboración propia]



4. ESTUDIO ECONÓMICO DE LA TECNOLOGÍA DE PLASMA

La planta de gasificación se divide en tres procesos claramente diferenciados, obteniéndose energía eléctrica tan solo en dos de ellos. Estos tres procesos son:

- Gasificación de residuos por plasma
- Ciclo Rankine para el aprovechamiento del calor del gas de síntesis
- Pilas de combustible para la producción de electricidad.

A continuación se estudian por separado económicamente cada uno de los procesos.

4.1. GASIFICACIÓN DE RESIDUOS

Tal y como se comentó en capítulos anteriores, la planta de gasificación cuenta con una entrada de 21.597,86 toneladas de residuos anuales. Suponiendo un funcionamiento de la planta de gasificación de 8.760 h, equivale a 59,17 toneladas diarias de residuos gasificados.

A la salida de la gasificación de residuos, lo que se obtiene es un gas de síntesis de alto contenido en hidrógeno que será usado posteriormente para la obtención de energía, por lo que en el apartado correspondiente a esta tecnología no se obtendrá un precio por KWh, ya que no se produce energía. Sin embargo, se calcularán los costes de inversión y de explotación, que se incluirán posteriormente en los costes globales de la instalación.

Para este estudio, se utilizan los datos proporcionados por la empresa Materiales Renovados, suponiéndose una vida útil de 25 años para la instalación, coincidiendo con el periodo de amortización al igual que en el resto de tecnologías estudiadas. Los datos económicos utilizados en este apartado, son extraídos del proyecto de final de carrera de Ángel Ramos Valle.

4.1.1. INVERSIÓN INICIAL

Este coste se refiere a la adquisición e instalación de los sistemas de alimentación de residuos, el gasificador, el sistema de antorcha, el sistema de retirada de los residuos del gasificador, el sistema de control y los equipos de protección y medida.

En total, se estima un coste de inversión de 9 millones de euros, considerando que esta inversión se realiza en el momento de construcción y en un único pago, al igual que en los casos anteriores.

Amortizando el coste de la inversión inicial a lo largo de la vida útil de 25 años, y bajo la suposición de un interés efectivo del 5%, se obtiene una amortización anual de 0,64 M€/año.



4.1.2. COSTES DE EXPLOTACIÓN

Los costes de explotación de la planta de gasificación se pueden dividir en costes de operación y mantenimiento, y costes de personal [16].

Para los costes de personal, se tendrá en cuenta que existen tres operarios permanentemente trabajando en la planta, en turnos de 8 horas, por lo que se contará con 9 operarios asalariados y tres jefes de planta. Los costes totales de explotación aparecen detallados en las siguientes tablas:

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	€/TON	TONELADAS	TOTAL(€)
PRODUCTOS QUIMICOS	9	21.597,86	194.380,70
ELECTRODOS	5	21.597,86	107.989,28
MANTENIMIENTO REFRACTARIO Y ANTORCHAS	6	21.597,86	129.587,13
MANTENIMIENTO GENERAL	7	21.597,86	151.184,99
TOTAL	-	-	583.142,09

Tabla 32. Costes de operación y mantenimiento [Elaboración propia]

COSTES PERSONAL	€/PERSONA	PERSONAS	TOTAL(€)
PERSONAL OPERACIÓN	24.000	9	216.000
JEFE DE PLANTA	48.000	3	144.000
TOTAL	-	-	360.000

Tabla 33. Costes de personal [Elaboración propia]

Los costes detallados en la tabla suponen finalmente un total de 0,94 M€ anuales, que se verán afectados por el IPC, considerado un 2%. Aplicando el IPC y la reducción del 1,6% a partir del cuarto año debido a la curva de aprendizaje, se obtiene un coste medio de explotación de 1,288 M€ anuales.

4.2. CICLO RANKINE

Para la elaboración del estudio económico del ciclo rankine, se debe tener en cuenta el volumen de generación del ciclo. En el caso del proyecto, se genera un volumen anual de 1037,51 MWh.

Los datos de costes del ciclo se han obtenido en base a los expuestos en el proyecto de final de carrera de Ignacio Romero [29]. Adaptando al volumen de la planta de este caso, resulta una inversión inicial del ciclo de 1,79 millones de euros.

Los costes asociados al ciclo aparecen resumidos en la siguiente tabla:



Tipo de coste	M€
Coste de inversión	1,79
Coste de explotación	0,087

Tabla 34. Desglose de costes del ciclo rankine [Elaboración propia]

Al igual que ocurre con el resto de tecnologías, los costes de inversión serán amortizados en el periodo de 25 años de vida útil de la instalación, considerando un interés efectivo del 5%, resulta un coste anual de amortización de 0,13 M€.

Los costes de explotación se verán afectados por el IPC, cuyo valor se estima del 2% anual, y por la mejora en la curva de aprendizaje de un 1,6% a partir del cuarto año, resultando un coste explotación medio de los 25 años de 0,119 M€ al año.

4.3. PILAS DE COMBUSTIBLE

De todas las tecnologías incluidas en la microrred, es la pila de combustible la que cuenta con menor desarrollo tecnológico, lo que repercutirá en los costes, que serán considerablemente más elevados para esta tecnología que para el resto, como se verá a continuación.

Sin embargo, al ser necesario el uso de esta tecnología para proporcionar un sistema de reserva gestionable, además de las grandes ventajas tecnológicas y medioambientales que proporcionan, resulta absolutamente necesaria su consideración en la planificación de la microrred. Los datos utilizados en este apartado son extraídos del proyecto de final de carrera de Ángel Ramos Valle. [13]

4.3.1. INVERSIÓN INICIAL

Para el estudio de costes de esta tecnología, se incluye también el almacenamiento de hidrógeno. Los costes de inversión asociados a esta tecnología, suponen 2,61 M€ por MW instalado (incluido el almacenamiento).

La planta de gasificación diseñada cuenta con 50 pilas de combustible de 1MW cada una, es decir, con 50 MW de capacidad de generación, lo que supone un coste de inversión total de 130,5 M€.

Al igual que en los casos anteriores, la inversión deberá ser amortizada a lo largo de los 25 años de vida útil de la instalación. Considerando un interés efectivo del 5%, resultan unos costes de amortización anuales de 9,26 M€.

4.3.2. COSTES DE EXPLOTACIÓN



Los costes de explotación de las pilas incluyen todos aquellos referidos a la operación, mantenimiento y todos aquellos gastos variables relacionados con las pilas de combustible.

Se estima que estos costes suponen un total de 14,92 €/MWh. Al no disponer de datos suficientes de demanda, no se puede saber con exactitud la producción anual mediante pilas de combustible. Sin embargo, con el objetivo de poder hacer un análisis de resultados y poder obtener un precio aproximado del KWh, se ha supuesto una operación diaria de las pilas de combustible de 10 horas, produciendo un total de 125 MWh diarios. Con las capacidades de almacenamiento disponibles, esto supone una producción anual de 45,625 GWh.

A raíz de los datos mencionados, se obtiene un coste total de explotación de 0,681 M€ anuales. Estos costes se verán afectados anualmente por el IPC, que se considera del 2% y por una mejora en la curva de aprendizaje del 1,6 % anual a partir del cuarto año.

4.4. COSTES DE GENERACIÓN DE LA PLANTA DE GASIFICACIÓN

Una vez definidos los tres ciclos de la planta de gasificación, se procede al cálculo del KWh producido en la misma, mediante las pilas de combustible (para satisfacer la demanda de la microrred).

No se considera como coste individual la generación mediante el ciclo rankine, ya que la potencia generada es mínima en comparación con el resto de tecnologías, y se utilizará únicamente para la alimentación de los elementos internos de la planta de gasificación, garantizando el balance energético positivo en la misma anteriormente comentado.

De esta forma, se obtendrá el coste de generación mediante pilas de combustible, como la suma de los costes de la gasificación por plasma, el ciclo rankine y las pilas de combustible.

La siguiente tabla muestra un resumen de los costes de cada uno de los tres ciclos de la planta de gasificación calculados anteriormente:

Proceso	Inversión inicial M€	Coste de explotación anual M€	Producción anual GWh
Gasificación	9	0,94	-
Ciclo Rankine	1,79	0,087	1,037
Pilas de combustible	130,5	0,681	45,625

Tabla 35. Resumen costes procesos planta gasificación [Elaboración propia]

Para obtener el coste de generación de cada tecnología, es preciso reflejar sobre cada una de ellas el coste de la gasificación, que se realizará de forma proporcional, en función a la producción anual.

La siguiente tabla muestra los costes asociados a la tecnología de pilas de combustible afectada por los costes de gasificación y del ciclo rankine:

INVERSIÓN	COSTES EXPLOTACIÓN	PRODUCCIÓN ANUAL
-----------	--------------------	------------------



	INICIAL(M€)	(M€/año)	(GWh)
PILAS DE COMBUSTIBLE	141,988	1,711	45,625

Tabla 36. Resumen costes inversión y explotación tecnologías de generación de la planta

Los costes de amortización de la inversión inicial se calculan de la misma forma que en los casos anteriores, y se considerará un IPC anual del 2% y una mejora del 1,6% en la curva de aprendizaje a partir del cuarto año para los costes de explotación.

Las siguientes tablas muestran la evolución de los costes y del precio del KWh producido por las pilas de combustible:

PILAS DE COMBUSTIBLE	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	AÑO 25
COSTE AMORTIZACIÓN(M€)	10,03	10,03	10,03	10,03	10,03	10,03
COSTE EXPLOTACIÓN(M€)	1,711	1,794	1,831	1,867	1,903	1,944
ELECTRICIDAD GENERADA(GWh)	45,63	45,63	45,63	45,63	45,63	45,63
COSTE DEL KWh (€/KWh)	0,25712	0,25649	0,25723	0,25799	0,25876	0,25955

Tabla 37. Costes de generación mediante pilas de combustible.[Elaboración propia]



Capítulo 2: EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL CONJUNTO DE LA MICRORRED

1. RESUMEN DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

Una vez estudiados los costes de generación de cada tecnología incluida en la microrred, se puede realizar una comparativa de costes según la fuente de generación y ver cuál de ellas es más competitiva.

La siguiente tabla muestra un resumen de los costes medios de generación a lo largo de la vida útil de cada tecnología:

TECNOLOGÍA	COSTE MEDIO [€/KWh]	PRODUCCIÓN ANUAL[GWh]
EOLICA	0,051756	551,1
SOLAR FOTOVOLTAICA	0,243963	48,24
MINIHIDRAULICA	0,069837	69,88
PILAS DE COMBUSTIBLE	0,260112	45,625

Tabla 38. Resumen de costes de generación por tecnologías. [Elaboración propia]

La siguiente gráfica muestra la comparativa de costes en €/MWh de las distintas tecnologías incluidas en la microrred:

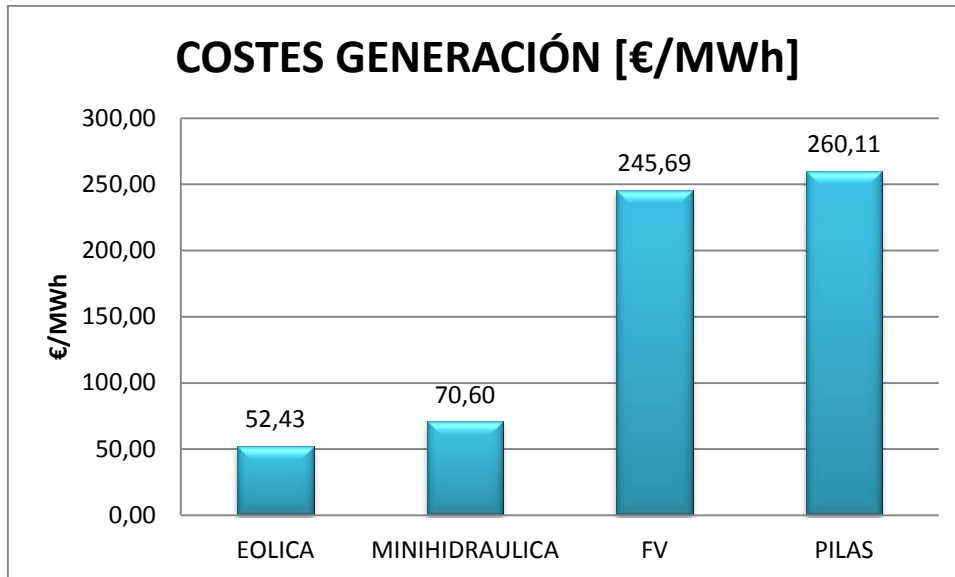


Figura 53. Comparativa de costes de generación [€/MWh] [Elaboración propia]

Se puede observar en el gráfico que las tecnologías más competitivas son la eólica y la minihidráulica. Se puede observar que la tecnología de las pilas de combustible es la que presenta mayores costes de generación, sin embargo sus costes no distan mucho de los de la fotovoltaica. Al ser la producción mediante pilas de combustible elevada (10 horas diarias teóricamente), la tecnología resulta competitiva en su explotación. Además, los costes englobados por las pilas de combustible representan los costes de generación mediante las mismas, además de los asociados a la producción de hidrógeno y del ciclo rankine, que encarecen el coste final de generación mediante pilas.

Las tecnologías que presentan mayores costes son la fotovoltaica y las pilas de combustible, sin embargo resulta necesario incluir estas tecnologías en la microrred. A pesar de que la producción mediante el ciclo rankine es mínima y su utilización encarece la producción mediante pilas, su utilización garantiza un balance energético positivo en la planta de gasificación, además de proporcionar un sistema de enfriado del gas de síntesis, secado de residuos y alimentación eléctrica de los componentes internos de la microrred, que en caso de no disponer del ciclo deberían realizarse mediante equipamientos específicos que encarecerían la instalación. Por su parte las pilas de combustible proporcionan un sistema de reserva en la red, indispensable ya que el resto de generación disponible es de carácter aleatorio.

Por último, se muestra una evolución de los costes de generación de las distintas tecnologías a lo largo de la vida útil de la instalación:

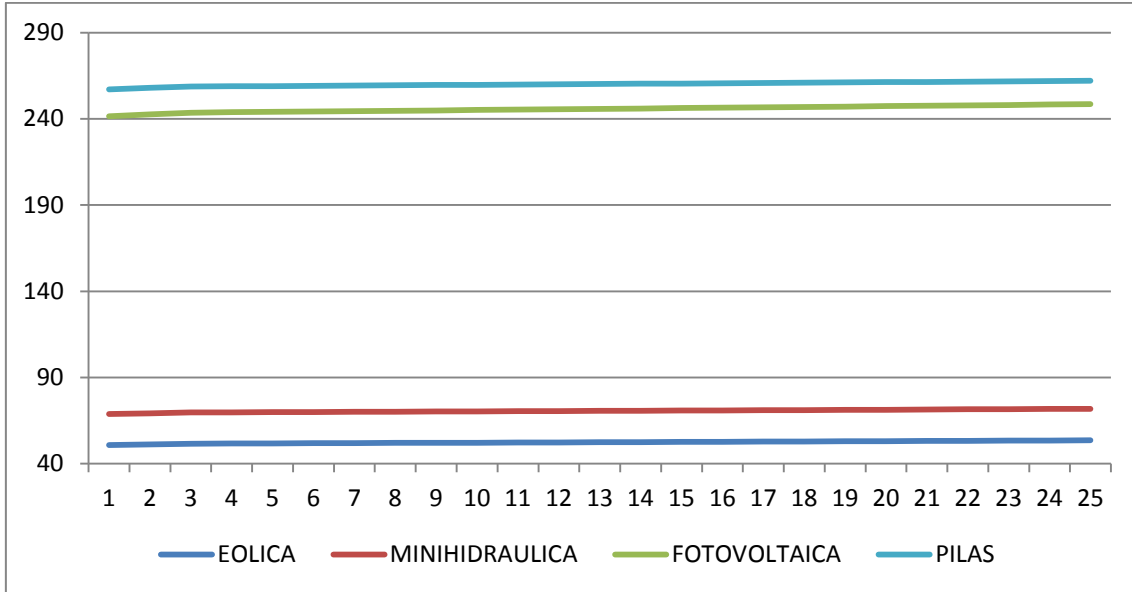


Figura 54. Evolución de los costes de generación en los 25 años de vida útil de las instalaciones. [Elaboración propia]

Se puede observar el incremento anual debido al IPC que afecta a los costes de explotación, considerado del 2% en el caso del proyecto para todas las tecnologías.

2. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL CONJUNTO DE LA MICRORRED

Es necesario evaluar la competitividad de los costes de producción mediante la microrred en comparación con los costes de la red central.

Se puede prever que la microrred va a tener menores costes, ya que no se incluyen las tasas que elevan el precio de la electricidad actual española. La siguiente gráfica muestra el desglose del precio de la tarifa eléctrica, donde aparecen reflejados los costes adicionales que se aplican:

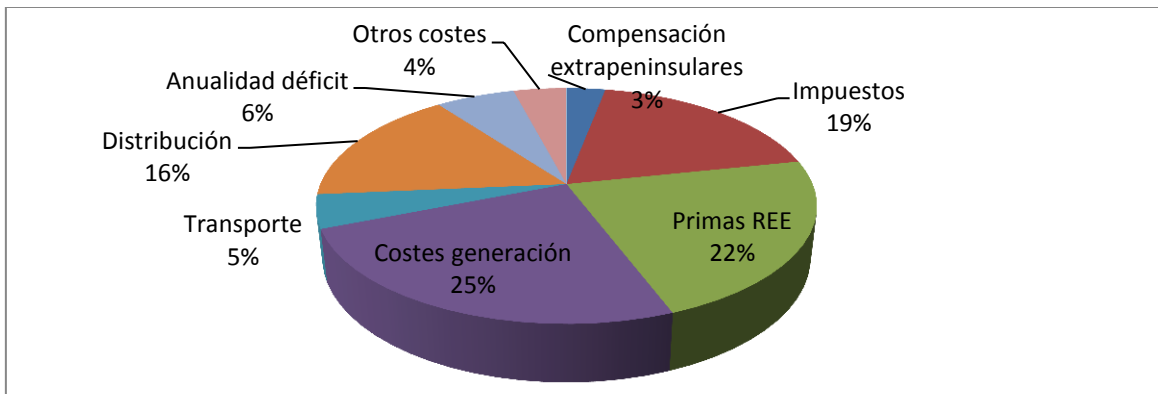


Figura 55. Desglose de costes de la factura eléctrica [30]



Una parte importante de estos costes no serán incluidos en el coste de electricidad de la microrred. Los costes a las primas no se consideran ya que no se van a proporcionar subvenciones a la generación renovable. Así mismo se eliminan los costes de transporte, ya que se ha diseñado la microrred de forma que las fuentes de generación se encuentren en zonas cercanas de forma que las pérdidas en el transporte sean mínimas. De la misma forma, al estar funcionando principalmente en modo isla, los costes por la compensación extra peninsular no aplican. En total, se logra una eliminación del 30% de los costes con respecto a la tarifa regulada.

Para poder establecer la comparación de costes, se va a utilizar la tarifa de suministro eléctrico fijada por el Gobierno de España sobre el precio de la electricidad para los pequeños consumidores de baja tensión, conocida como TUR, vigente desde el 1 de julio de 2009.

El dato de la tarifa TUR ha sido obtenido del Informe de precios energéticos regulados del IDAE de febrero del 2014. Considerando una tarifa constante a lo largo del año, resulta un precio de la electricidad para consumidores de potencia contratada $\leq 10\text{KW}$ (se supone que es el caso de la mayoría de los consumidores de la microrred) de $0,124107 \text{ €/KWh}$ [31]. Por lo tanto, con la instalación de la microrred se ahorraría de entrada $0,037232 \text{ €/KWh}$ de primas y demás costes eliminados.

El coste de la energía producida en la microrred se calcula como la suma ponderada de los costes de generación de cada tecnología en función de la energía producida por cada una. Como resultado de esta operación considerando el mix energético elegido, se obtiene un coste de generación del primer año de $0,080242 \text{ €/KWh}$, considerablemente inferior al establecido por la tarifa regulada. El coste medio de los 25 años de vida útil es de $0,083024 \text{ €/KWh}$, igualmente inferior al precio actual de la tarifa TUR.

De esta forma queda demostrada la viabilidad de la microrred, ya que se logra un coste de la electricidad inferior al de la red central, que es uno de los objetivos buscados por el proyecto, lograr un abaratamiento del coste de la electricidad actual.

La siguiente gráfica muestra la evolución del coste de generación de la microrred a lo largo de los 25 años de vida útil de la instalación:

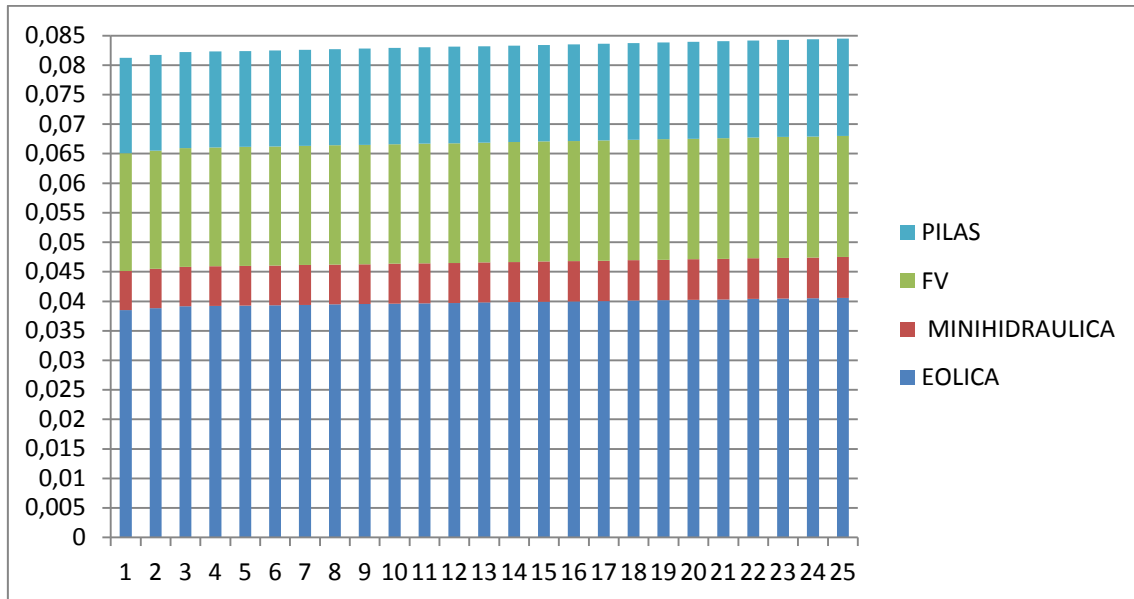


Figura 56. Evolución del coste de generación a lo largo de la vida útil de la instalación [€/KWh][Elaboración propia]

El precio estimado para la comparación se refiere al de funcionamiento de la microrred en modo isla, ya que se supone que será el modo de funcionamiento normal de la misma. Por lo tanto, este precio variará en el momento en que existan intercambios con la red, típicamente de exportación en las horas valle para vender los excedentes de producción, y de importación en las horas pico en caso de indisponibilidad de la generación eólica. Estos intercambios suponen un coste de 60 €/MWh para la compra de electricidad y un beneficio de 25 €/MWh [32] para la venta de electricidad a la red.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

Capítulo 3: RENTABILIDAD DE LA MICRORRED

Con el objetivo de obtener un análisis completo de viabilidad de la microrred planteada, se procede en este capítulo a realizar un estudio de rentabilidad desde el punto de vista del inversor. Para ello, se calcularán los ingresos y el beneficio acumulado que se obtiene durante los 25 años de explotación de las instalaciones, demostrando que se recupera la inversión inicial a lo largo de la vida útil de la microrred, resultando por tanto la microrred atractiva para posibles inversores.

La inversión total necesaria para la implantación de la microrred es de 577,78 M€, quedando repartido este coste entre las distintas tecnologías como se muestra en la siguiente gráfica:

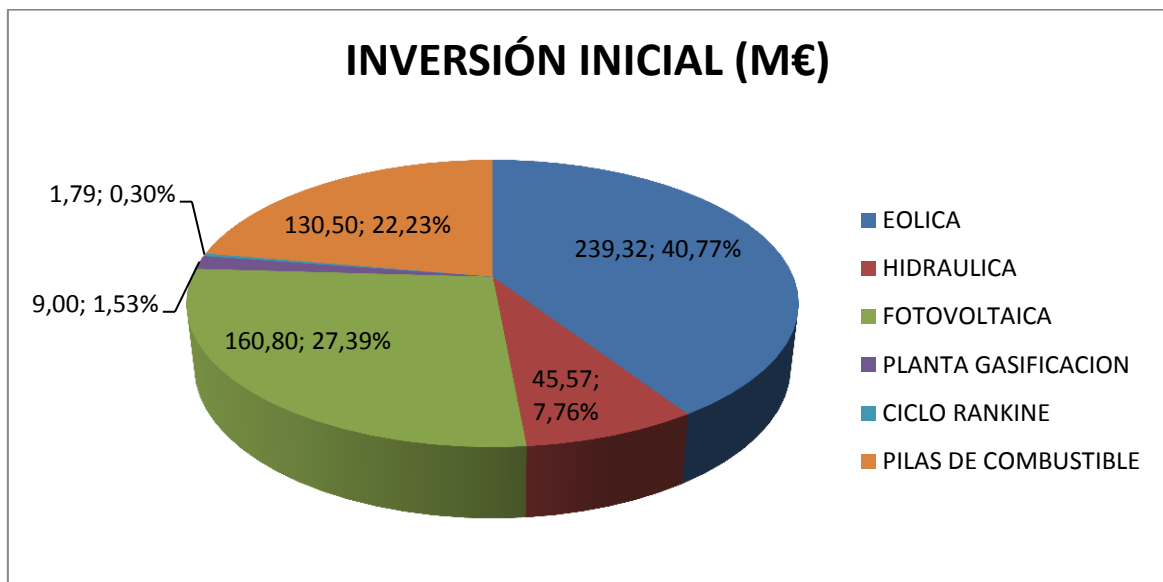


Figura 57. Desglose de la inversión inicial por tecnologías. [Elaboración propia]

Los costes de explotación se han considerado variables debido al IPC, cuyo valor se ha estimado del 2%. Estos costes varían desde los 17,38 M€ el primer año, hasta los 19,74 M€ del último año.

Los ingresos anuales se calcularán como la demanda media anual, multiplicada por el precio del KWh que se establezca. Se considerará una demanda media de 35 MW diarios, por lo que resulta una demanda anual de 332,88 GWh.

Una vez conocida esta información, es necesario establecer el precio de venta de la energía. Se ha optado por minimizar el precio, de forma que el ahorro para el consumidor sea máximo. De esta forma, al resultar el precio más competitivo mediante la implantación de una microrred, y con el objetivo de una implantación futura de un sistema de microrredes en España, la



demanda aumentaría debido a este precio más reducido, por lo que el volumen del negocio crecería, suponiendo además un beneficio para el inversor.

Para ello, se ha optimizado el precio, siendo la función objetivo la minimización del mismo, de forma que en el año 25 el beneficio acumulado sea nulo. La formulación del problema de optimización resultaría de la siguiente forma:

$$\text{Función Objetivo: } \min \text{ Precio electricidad } \left[\frac{\text{euros}}{\text{KWh}} \right]$$
$$\text{s. t. } \quad \text{Beneficio acumulado año 25} = 0$$

Planteado el problema de optimización, se ha procedido a su resolución, obteniéndose finalmente un precio óptimo del KWh de 0,099119 €/KWh para el primer año, resultando un beneficio acumulado para el último año de 0,00263 M€, prácticamente nulo.

Por lo tanto, en esta situación, el beneficio para el consumidor sería máximo, ya que conseguiría un ahorro respecto de la tarifa actual de 0,02499 €/KWh, suponiendo una reducción del 20% respecto a la actual tarifa eléctrica.

Para conocer la rentabilidad desde el punto de vista del inversor, se ha calculado el TIR, que es la tasa interna de retorno de la inversión, que es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de la inversión, y que da por buena la situación futura de reinvertir. Es en definitiva, la tasa de descuento para la cual el valor actual neto es igual a cero. En la situación presentada, el TIR obtenido para el precio calculado es del 5%.

Otro concepto importante a tener en cuenta para el cálculo de la rentabilidad de la instalación es el WACC, que es la tasa de descuento que mide el coste del capital medio ponderado entre los recursos ajenos y los recursos propios. En resumen, es la media ponderada de lo que han costado las inversiones de activo y su financiación, ya sea propia o ajena. La instalación resultará rentable para Endesa siempre que el TIR sea porcentualmente superior al WACC.

Para obtener el valor del WACC, es necesario conocer de antemano el valor del retorno que reciben los accionistas de Endesa. Para ello, se ha establecido la suposición de que actualmente la empresa solo invierte en instalaciones de microrredes, y que el TIR del 5% calculado se puede extrapolar a cualquier inversión en microrredes realizada en España.

Bajo esta suposición se ha calculado el retorno que reciben los accionistas mediante la utilización del CAPM Model, que es un modelo para calcular el precio de un activo y pasivo o una cartera de inversiones, aplicando la siguiente fórmula:

$$KE = RF + \beta(RM - RF)$$

Dónde:

KE: Tasa de costo de oportunidad de los accionistas, es el retorno que esperan los inversores en Endesa (Cost of equity)

RF: Risk free, es el valor del bono a 10 años español, cuyo valor es del 1,83% [33]



β : Correlación entre el mercado y la empresa, cuyo valor se ha estimado de 0,87 [34]

RM: Es el retorno esperado del Ibex35, de valor 8,3% [35]

Teniendo en cuenta estos cálculos, se obtiene que el retorno actual que obtienen los accionistas de Endesa por la inversión en microrredes es del 7,5%.

Conocido este valor, se procede al cálculo del WACC, que representa el coste actual de pagar la deuda y el retorno de los accionistas:

$$WACC = \frac{E}{E + D} \cdot KE + \frac{D}{E + D} \cdot KD \cdot (1 - t)$$

Dónde:

E: Es el equity, cuyo valor es de 8.576 [36]

D: Es la deuda, de valor 22.121 [36]

KE: Cost of equity calculado antes del 7,5%

KD: Es el coste de la deuda financiera, de valor 3,1% [37]

t: Se trata de la tasa de impuestos, cuyo valor se ha considerado del 30%

La diferencia 1-T se conoce como escudo fiscal o, en inglés, tax shield.

A partir de estos valores, se obtiene un valor del WACC del 4%. Sin embargo, considerando que son los accionistas los que muestran el interés por este tipo de inversiones, se ha optado por aumentar en un 20% el retorno que estos obtienen con respecto al actual, resultando finalmente un KE del 9%, lo que resulta en un WACC del 4,1%.

En esta situación, la empresa Endesa sigue obteniendo un 0,9% de la inversión realizada en la microrred, que puede utilizar para reinvertir en futuras instalaciones de microrredes.

La siguiente tabla muestra los balances de ingresos y gastos y el beneficio acumulado a lo largo de los 25 años de vida de la instalación:



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

	GASTOS	INGRESOS	BENEFICIO	BENEFICIO ACUMULADO	CONSUMO	PRECIO
año 0	586,98	-586,98	-586,98	-586,98		
año 1	17,3811	32,99473	15,61364	-571,36636	332,88000	0,099119
año 2	17,7287	33,65463	15,92591	-555,44045	332,88000	0,101101
año 3	18,0833	34,32772	16,24443	-539,19602	332,88000	0,10312
año 4	18,1556	35,01427	16,85865	-522,33736	332,88000	0,10519
año 5	18,2282	35,71456	17,48632	-504,85105	332,88000	0,10729
año 6	18,3012	36,42885	18,12769	-486,72335	332,88000	0,10944
año 7	18,3744	37,15743	18,78307	-467,94029	332,88000	0,11162
año 8	18,4479	37,90058	19,45272	-448,48757	332,88000	0,11386
año 9	18,5217	38,65859	20,13694	-428,35063	332,88000	0,11613
año 10	18,5957	39,43176	20,83602	-407,51461	332,88000	0,11846
año 11	18,6701	40,22040	21,55027	-385,96434	332,88000	0,12083
año 12	18,7448	41,02480	22,28000	-363,68434	332,88000	0,12324
año 13	18,8198	41,84530	23,02552	-340,65882	332,88000	0,12571
año 14	18,8951	42,68221	23,78715	-316,87167	332,88000	0,12822
año 15	18,9706	43,53585	24,56521	-292,30646	332,88000	0,13079
año 16	19,0465	44,40657	25,36004	-266,94642	332,88000	0,13340
año 17	19,1227	45,29470	26,17199	-240,77443	332,88000	0,13607
año 18	19,1992	46,20059	27,00139	-213,77304	332,88000	0,13879
año 19	19,2760	47,12460	27,84861	-185,92443	332,88000	0,14157
año 20	19,3531	48,06710	28,71400	-157,21043	332,88000	0,14440
año 21	19,4305	49,02844	29,59792	-127,61251	332,88000	0,14729
año 22	19,5082	50,00901	30,50077	-97,11174	332,88000	0,15023
año 23	19,5863	51,00919	31,42292	-65,68882	332,88000	0,15324
año 24	19,6646	52,02937	32,36476	-33,32406	332,88000	0,15630
año 25	19,7433	53,06996	33,32669	0,00263	332,88000	0,15943

Tabla 39. Cálculo del beneficio anual y acumulado a lo largo de la vida útil de la instalación.[Elaboración propia]

Como se puede observar, la inversión se recupera al final de la vida útil de la microrred. Por lo tanto, se puede concluir que la instalación resulta rentable para el inversor, que obtiene un retorno del 0,9%, además de ser beneficiosa para el consumidor, que logra un precio mínimo en la factura de la electricidad.



Capítulo 4: CONCLUSIONES ECONÓMICAS

Se ha demostrado en el estudio económico la viabilidad de la instalación en la ciudad de Huesca. Tras la realización del mismo, se pueden extraer dos conclusiones importantes.

En primer lugar, mediante la implantación de la microrred, se logra una reducción de los costes de la electricidad, ya que se realiza un aprovechamiento razonable y eficiente de la generación instalada, resultando posible prescindir de costes artificiales de primas al régimen especial, pérdidas al transporte y costes de intercambios internacionales. En consecuencia de ese abaratamiento de costes, se ha podido reducir el precio de la electricidad, de forma que el consumidor obtenga una reducción máxima en la tarifa eléctrica, que se ha logrado sea de un 20% para la microrred de Huesca.

Por otra parte, se trata de una instalación económicamente viable y atractiva para el inversor, pues se ha demostrado que se recupera la inversión a lo largo de la vida útil de las instalaciones, además de obtenerse beneficios que podrán ser utilizados para futuras inversiones en microrredes en España.

Este es un aspecto importante, ya que es necesario el interés por parte de las empresas hacia este tipo de microrredes, para lograr la implantación de las mismas como alternativa viable a la situación actual.





PARTE III: ANEJOS



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

ANEJO A: CATÁLOGO COMERCIAL DE LA PILA DE COMBUSTIBLE

BALLARD®

SMARTER SOLUTIONS FOR A CLEAN ENERGY FUTURE

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
Physical Characteristics:	Output frequency	50 - 60 Hz
	Fuel Cell Module: Dimensions (H x W x L)	2.9 x 2.4 x 9 meters (x2)
	Weight	<40,000 kg
Fuel:	Electrical Module: Dimensions (H x W x L)	2.9 x 2.4 x 6.3 meters
	Weight	15,000 kg
	Hydrogen	>98% ²
Available heat:	Fuel consumption	63 kg/hr (700 m ³ /hour)
	Output heat load	>950 kW ³
Emissions:	Available water temperature	60 - 65°C
	Noise	<80db @ 7 M
	Pollutants	Zero emissions (no GHG or local air pollutants)

1. At beginning of life (0-4M).
 2. Ballard can work with customer to provide customized fuel purification system.
 3. System interface cooling flow rate and rejection temperature to be determined.





ANEJO B: DETALLE DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN DE HUESCA

B.1. PARQUES EÓLICOS HUESCA

P. eolico	Soc. Promotora	Term. Municipal	P.inst	nºgen	Punit	aerogen
modelo Sasoplano (Almudévar)	EXPLOTACIONES EÓLICAS SASO PLANO, S.A.	Almudévar	39,2	49	800	GAMESA
Santa Quiteria	PARQUE EÓLICO SANTA QUITERIA, S.L.	Almudévar y Tardienta	36	40	900	VESTAS
Río Gallego	PARQUE EÓLICO DEL RIO GALLEGO, S.L.U.	Gurrea de Gállego	38,7	43	900	VESTAS
La Sotonera	PARQUE EÓLICO LA SOTONERA, S.L.	Gurrea de Gallego y Alcalá de Gurrea	18,9	6 y 6	1500 y 1650	VESTAS
Rabosera	DESARROLLOS EÓLICOS DE RABOSERA, S.A.	Sierra de Luna	31,35	19	1650	VESTAS
Tardienta I	IBERDROLA RENOVABLES	Tardienta	49,5	75	660	GAMESA
Tardienta II	SIST. ENERG. TORRALBA, S.A.	Tardienta y Torralba	44,2	52	850	GAMESA

Tabla 40. Parques eólicos en la provincia de Huesca[25]

B.2. PARQUES FOTOVOLTAICOS EN HUESCA

Nombre de la central	P instalada en KW	Distancia a Huesca (Km)	Municipio
FV sobre tejado de 20 Kw de Chapistería Star, S.L.	20	0	Huesca



Fotovoltaica de 15 kW sobre tejado de Josefina M ^a Pilar Aliaga	15	0	Huesca
Fotovoltaica "Abellan 1" de 20 kW de Isidro Abellán Juste	20	0	Huesca
Fotovoltaica "Abellan 2" de 20 kw de Isidro Abellán Juste	20	0	Huesca
Fotovoltaica "Abellan 3" de Isidro Abellan Juste	20	0	Huesca
Fotovoltaica sobre tejado Carlota de 15 Kw	15	21,2	Almudévar
Fotovoltaica S/C de 20 kW de Martín Arillas	20	0	Huesca
Fotovoltaica s/c de 20 kW de ALIT INVERSIONES Y TECNOLOGÍA, S.L.	20	0	Huesca
Fotovoltaica s/c de 20 kW de ALIT INVERSIONES Y TECNOLOGÍA, S.L.	20	0	Huesca
Fotovoltaica s/c de 20kW de Angel Montorlo	20	0	Huesca
Fv s/c de 20 kW de Miguel Angel Rufas	20	23,6	Sotonera (La)
Fotovoltaica sobre cubierta de 20 kW, de PORTA	20	34,8	Abiego
Fv s/c de 20 Kw de Conductos Libe, S. L.	20	0	Huesca
Fotovoltaica s/c de 10 kW de Ramón Javierre	10	17,3	Siétamo
Fv s/c de 20 kW en polígono 3,	20	0	Huesca
Fv s/c de 20 kW Fv en Huesca, calle Ganaderia	20	0	Huesca
Fv s/c de 20 kW en Ronda Transporte	20	0	Huesca
Fotovoltaica s/c de 20 kW de AYPE SOLAR	20	0	Huesca
Fotovoltaica s/c "Arilla 2" de 20 kW	20	0	Huesca
Fotovoltaica s/c de 10 kW Adriano Ceñal	10	0	Huesca
Fotovoltaica Oliva, s/c de 20 kW	20	0	Huesca
Fotovoltaica s/c Tornos de 20 kw	20	0	Huesca
Fv s/c de 20 kW de Muebles Galma Huesca	20	0	Huesca
Fotovoltaica s/c de Moreu Maza de Lizana	20	0	Huesca
Fotovoltaica s/c de 50 KW de ESONNEAG, S. L.	50	53	Barbastro
Fotovoltaica de 10 kW conectada a la red	10	36,8	Lalueza
Fotovoltaica de 5 kW conectada a la red sobre cubierta de edificio de Centro Social	5	18,3	Barbués
Fotovoltaica de 5 kW conectada a la red	5	27,6	Almunient



sobre cubierta de edificio de Salón Social			e
I.F. CUARTE HUESCA CASTILLO DE ORUS	96	0	Huesca
I.F. EN BANASTAS	5	9,8	Banastás
ISF. 45 KW EXPL. GANADERAS VALDEMORO, SLL	45	34	Torres de Barbués
GRUPO AGRICOLA BEGUER, SL EN BARBASTRO	30	53	Barbastro
P. E. SASO PLANO (UNIFICADO)	39200	0	Huesca
ISF 5 KW DE FERNANDO ESCABOSA SISTAC	5	6,6	Tierz
MARIANO ESCAR	96	0	Huesca
COCON ENERGIA SOLAR, SL	10	23,6	Sotonera (La)
EXPLOTACIONES HP, SL	50	23,6	Sotonera (La)
EXPLOTACIONES HP, SL	40	23,6	Sotonera (La)
ANGEL GRACIA ARIAS	9	23,6	Sotonera (La)
GESOL, S.C.	5	38,2	Peraltila
ENERGIAS SOLARES DE CUARTE, SL	45	0	Huesca
ISF 25 KW DE INTRESPA, SL	25	53	Barbastro
JOSE M ^a ALCACERA GRACIA	64	32,6	Ayerbe
ISF 80 KW DE OX-CTA, SL, PQUE TECNOL. WALQA	80	0	Huesca
ISF 10 KW DE BLESILA PILAR VILLAR LOPEZ	10	36,8	Lalueza
PROYECTO SUNDAY, SL	100	0	Huesca
POLIÑO ENERGIA SOLAR, SL	100	39,4	Poleñino
SAN BLAS FOTOVOLTAICA EN ROBRES	100	36,1	Robres
MORERAS RENOVABLES, SL	100	39,4	Poleñino
FOTOVOLTAICA DE 100 KW DE LARRESOLAR S.L.EN LARRES	100	21,2	Almudévar
FOTOVOLTAICA DE 4,86 KW DE ALBERTO PUGNASSATT PERES EN SAN JORGE	5	21,2	Almudévar
FOTOVOLTAICA DE 80 KW DE GREGORIO FRECHIN TREL EN HUERRIOS	80	0	Huesca
ISF 5 KW DE ANTONIO USE CARTIE	5	17,3	Siétamo
FV DE 100 KW KW DE ESPACIOS UTILES, SL	35	19,2	Loporzano
FV DE 100 KW KW DE ESPACIOS UTILES, SL	65	19,2	Loporzano
FOTOVOLTAICA DE 100 KW DE ENERGY GREEN STAR, SL	100	17,3	Siétamo
FOTOVOLTAICA DE 15 KW DE ENRIQUE RIPOLL PASCUAL	15	9,8	Banastás



FOTOVOLTAICA DE FRANCISCO MONAJ LOPEZ	100	0	Huesca
FOTOVOLTAICA 100 KW EN GRUPACION (96 + 100) KW	100	0	Huesca
FV 2 DE 100 KW DE VALENMA NORD INVESTMENTS, SL EN AGRUPACION DE 200 KW	100	19,2	Loporzano
CENTRAL FOTOVOLTAICA (5 X 90 KW) LALUENGA1	90	43,7	Laluenga
CENTRAL FOTOVOLTAICA (5 X 90 KW) LALUENGA3	90	43,7	Laluenga
CENTRAL FOTOVOLTAICA (5 X 90 KW) LALUENGA4	90	43,7	Laluenga
CENTRAL FOTOVOLTAICA (5 X 90 KW) LALUENGA5	90	43,7	Laluenga
CENTRAL FOTOVOLTAICA (5 X 90 KW) LALUENGA6	90	43,7	Laluenga
FOTOVOLTAICA Nº 1	100	26,1	Tardienta
FOTOVOLTAICA Nº 2	100	26,1	Tardienta
FOTOVOLTAICA Nº 3	100	26,1	Tardienta
FOTOVOLTAICA Nº 4	100	26,1	Tardienta
FOTOVOLTAICA Nº 5	100	26,1	Tardienta
FOTOVOLTAICA Nº 6	100	26,1	Tardienta
FOTOVOLTAICA Nº 7	100	26,1	Tardienta
FOTOVOLTAICA Nº 8	100	26,1	Tardienta
FOTOVOLTAICA Nº 9	100	26,1	Tardienta
FOTOVOLTAICA Nº 10	100	26,1	Tardienta
FOTOVOLTAICA DE 4,8 KW	5	21,2	Almudévar
FOTOVOLTAICA DE 10 KW	10	21,2	Almudévar
FV Nº 1 DE 100 KW C/U	100	31,1	Alcalá de Gurrea
FV Nº 2 DE 100 KW C/U	100	31,1	Alcalá de Gurrea
FV Nº 3 DE 100 KW C/U	100	31,1	Alcalá de Gurrea
FV Nº 4 DE 100 KW C/U	100	31,1	Alcalá de Gurrea
FV Nº 5 DE 100 KW C/U	100	31,1	Alcalá de Gurrea
FV Nº 6 DE 100 KW C/U	100	31,1	Alcalá de Gurrea
FV Nº 7 DE 100 KW C/U	100	31,1	Alcalá de Gurrea
FV Nº 8 DE 100 KW C/U	100	31,1	Alcalá de Gurrea
FV Nº 9 DE 100 KW C/U	100	31,1	Alcalá de Gurrea



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

FV Nº 10 DE 100	100	31,1	Alcalá de Gurrea
FV Nº 11 DE 100	100	31,1	Alcalá de Gurrea
FV Nº 12 DE 100	100	31,1	Alcalá de Gurrea
FV Nº 13 DE 100	100	31,1	Alcalá de Gurrea
FV Nº 14 DE 100	100	31,1	Alcalá de Gurrea
FV Nº 15 DE 100	100	31,1	Alcalá de Gurrea
FV Nº 16 DE 100	100	31,1	Alcalá de Gurrea
FV Nº 17 DE 100	100	31,1	Alcalá de Gurrea
FV Nº 18 DE 100	100	31,1	Alcalá de Gurrea
FV Nº 19 DE 100	100	31,1	Alcalá de Gurrea
FV Nº 20 DE 100	100	31,1	Alcalá de Gurrea
FOTOVOLTAICA DE 10 KW DE JOSE MANUEL PUEYO	10	21,2	Almudévar
FOTOVOLTAICA DE 99 KW DE OSCASOL MONEGROS, SL	99	39,4	Poleñino
FOTOVOLTAICA DE 100 KW EN PARDIÑA DE BUESA	100	54,3	Sabiñánigo
FOTOVOLTAICA DE 20 KW	20	53	Barbastro
FV Nº 1	100	18,4	Piracés
FV Nº 2	100	18,4	Piracés
FV Nº 3	50	18,4	Piracés
FOTOVOLTAICA 50 KW DE MONDON FOTOVOLTAICA, SL	50	39,4	Poleñino
FOTOVOLTAICA PROYECTO IHER DE 100 KW EN P.T. WALQA	100	0	Huesca
PARQUE EOLICO I+D+I WALQA DE 635 KW	635	0	Huesca
FV 15 KW	15	0	Huesca
FOTOVOLTAICA Nº 1 DE LASESA SOLAR I	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 2 DE LASESA SOLAR I	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 3 DE LASESA SOLAR I	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 4 DE LASESA SOLAR I	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 5 DE LASESA SOLAR I	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 6 DE LASESA SOLAR I	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 7 DE LASESA SOLAR I	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 8 DE LASESA SOLAR I	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 9 DE LASESA SOLAR I	100	49,2	Sariñena



FOTOVOLTAICA Nº 10 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 11 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 12 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 13 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 14 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 15 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 16 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 17 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 18 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 19 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 20 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 21 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 22 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 23 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 24 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 25 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 26 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 27 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 28 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 29 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 30 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 31 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 32 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 33 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 34 DE LASESA SOLAR	100	49,2	Sariñena



FOTOVOLTAICA Nº 35 DE LASESA SOLAR I	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 36 DE LASESA SOLAR I	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 37 DE LASESA SOLAR I	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 38 DE LASESA SOLAR I	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 39 DE LASESA SOLAR I	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 40 DE LASESA SOLAR I	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 1 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 2 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 3 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 4 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 5 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 6 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 7 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 8 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 9 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 10 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 11 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 12 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 13 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 14 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 15 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 16 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 17 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 18 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 19 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena



FOTOVOLTAICA Nº 20 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 21 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 22 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 23 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 24 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 25 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 26 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 27 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 28 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 29 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 30 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 31 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 32 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 33 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 34 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 35 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 36 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 37 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 38 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 39 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 40 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 41 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 42 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 43 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 44 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena



FOTOVOLTAICA Nº 45 DE LASESA SOLAR II	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 46 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 47 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 48 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 49 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 50 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 51 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 52 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 53 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 54 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 55 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 56 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 57 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 58 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 59 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 60 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 61 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 62 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 63 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 64 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 65 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 66 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 67 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 68 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 69 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena



FOTOVOLTAICA Nº 70 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 71 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 72 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 73 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 74 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 75 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 76 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 77 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 78 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 79 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 80 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 81 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 82 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 83 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 84 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 85 DE LASESA SOLAR III	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 86 DE LASESA SOLAR I	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 87 DE LASESA SOLAR I	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 88 DE LASESA SOLAR I	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 89 DE LASESA SOLAR I	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA Nº 90 DE LASESA SOLAR I	100	49,2	Sariñena
FOTOVOLTAICA DE 10 KW DE CARLOS BESCOS	10	24,5	Ibieca
FOTOVOLTAICA DE 40 KW	40	0	Huesca
FV SOBRE TEJADO DE 20 KW	20	0	Huesca
FV DE 20 KW	20	0	Huesca
FOTOVOLTAICA DE 20 KW SOBRE CUBIERTA DE FRANCISCO ARCAS	20	0	Huesca
FOTOVOLTAICA DE 20 KW DE LUIS	20	0	Huesca



RAMON MALO			
FOTOVOLTAICA DE 20 KW DE JOSE BEGUE	20	0	Huesca
FOTOVOLTAICA DE 50 KW (AMPLIACION A 300 KW)	50	34,8	Abiego
FV SOBRE TEJADO DE 20 KW, EXPLOTACIONES H.P.	20	0	Huesca
FV SOBRE TEJADO DE 20 KW, EXPLOTACIONES H.P.	20	0	Huesca
FV SOBRE TEJADO DE 20 KW EXPLOTACIONES H.P. (Nº2)	20	0	Huesca
Fotovollaica 1 MW "Formiñena"	1000	26,1	Tardienta
FV sobre tejado de 10 Kw Carmen Soto	10	0	Huesca

Tabla 41. Generación fotovoltaica de la provincia de Huesca [Endesa]

B.3. CENTRALES MINIHIDRÁULICAS EN HUESCA

Instalación	C.A/Estado/Región	Cuenca fluvial	Potencia total (MW)	Potencia atribuible (MW)
<u>Anzánigo</u>	Aragón	Gállego	7,80	7,80
<u>Aratores</u>	Aragón	Aragón	0,30	0,30
<u>Argoné</u>	Aragón	Ésera	14,80	14,80
<u>Barrosa</u>	Aragón	Barrosa	3,60	3,60
<u>Baños</u>	Aragón	Gállego	5,50	5,50
<u>Biescas I</u>	Aragón	Gállego	2,70	2,70
<u>Biescas II</u>	Aragón	Gállego	61,40	61,40
<u>Campo</u>	Aragón	Ésera	1,70	1,70
<u>Canalroya</u>	Aragón	Aragón	6,80	6,80
<u>Carcavilla</u>	Aragón	Gállego	4,80	4,80
<u>Casablanca</u>	Aragón	Ebro	0,70	0,70
<u>Castiello</u>	Aragón	Aragón	1,10	1,10
<u>Embid</u>	Aragón	Jalón	2,80	2,80
<u>Eriste</u>	Aragón	Duero	87,60	87,60
<u>Escarra</u>	Aragón	Gállego	6,20	6,20
<u>Grado I</u>	Aragón	Cinca	18,50	18,50
<u>Grado II</u>	Aragón	Cinca	25,70	25,70
<u>IP</u>	Aragón	Aragón	88,90	88,90
<u>Jabarella</u>	Aragón	Gállego	14,70	14,70
<u>Jaca</u>	Aragón	Aragón	15,90	15,90
<u>Javierrelatre</u>	Aragón	Gállego	10,40	10,40
<u>La Hidro</u>	Aragón	Gállego	0,90	0,90
<u>La Morana</u>	Aragón	Huecha	0,80	0,80
<u>La Morca</u>	Aragón	Huecha	0,70	0,70
<u>Lafortunada-Cinqueta</u>	Aragón	Cinca	40,80	40,80
<u>Lafortunada-Cinca</u>	Aragón	Cinca	41,40	41,40
<u>Lanuza</u>	Aragón	Gállego	52,70	52,70
<u>Lasarra</u>	Aragón	Gállego	24,00	24,00
<u>Laspuña</u>	Aragón	Cinca	14,30	14,30
<u>Marracos</u>	Aragón	Gállego	6,70	6,70



Mediano	Aragón	Cinca	67,00	67,00
Purroy	Aragón	Jalón	0,50	0,50
Rivera I	Aragón	Martín	1,10	1,10
Sabiñanigo	Aragón	Gállego	6,70	6,70
Salinas	Aragón	Cinca	2,40	2,40
Sallent	Aragón	Gállego	11,40	11,40
San Mateo	Aragón	Gállego	0,50	0,50
Seira	Aragón	Ésera	36,70	36,70
Sesué	Aragón	Ésera	36,00	36,00
Urdiceto	Aragón	Cinca	7,10	7,10
Villanua	Aragón	Aragón	10,90	10,90
TOTAL			744,50	744,50

Tabla 42. Centrales minihidráulicas en Huesca [38]

B.4. CENTRALES DE COGENERACIÓN EN HUESCA

Nombre de la central	Municipio	P instalada (MW)	distancias a huesca(Km)
SALES DE MONZON	Castejón del Puente	14365	56,4
CAVLO	Grado (El)	3020	61,9
ERMETOSA	Castejón del Puente	990	56,4
RELECO SANTIAGO, AIE	Grañén	4,7	23,5
COGENERACION BRILEN	Barbastro	24745	53
INQUEVAP	Monzón	2985	64,6
INQUEVAP	Monzón	1340	64,6
BIEFFE MEDITAL - TEC 94	Sabiñánigo	9999	54,3
TRUCHAS DEL CINCA	Grado (El)	1010	61,9
TRUCHAS DEL CINCA	Grado (El)	23920	61,9
Central de cogeneración 500 kW de Energías Margua, S.A. en Lavanderías del Ebro, S.A.	Huesca	0,5	0
Microgeneración de 20 kW de Hotel Sancho Abarca S. L.	Huesca	0,02	0
COGENERACION PARA INDUSTRIA PAPELERA DE CAVLO, SL	Grado (El)	4990	64,6
P total:		92,5	
Total		5,22	

Tabla 43. Centrales de cogeneración en Huesca [38]



ANEJO C: COSTES DE EXPLOTACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS AFECTADAS POR EL IPC Y LA CURVA DE APRENDIZAJE

C.1. TECNOLOGÍA EÓLICA

	costes explotación
año 1	11,02
año 2	11,24
año 3	11,46
año 4	11,51
año 5	11,56
año 6	11,60
año 7	11,65
año 8	11,69
año 9	11,74
año 10	11,79
año 11	11,84
año 12	11,88
año 13	11,93
año 14	11,98
año 15	12,03
año 16	12,07
año 17	12,12
año 18	12,17
año 19	12,22
año 20	12,27
año 21	12,32
año 22	12,37
año 23	12,42
año 24	12,47



año 25

12,52

Tabla 44. Costes de explotación de la tecnología eólica [Elaboración propia]

C.2. TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

	costes explotación
año 1	3,0768714
año 2	3,138408828
año 3	3,201177005
año 4	3,213981713
año 5	3,226837639
año 6	3,23974499
año 7	3,25270397
año 8	3,265714786
año 9	3,278777645
año 10	3,291892756
año 11	3,305060327
año 12	3,318280568
año 13	3,33155369
año 14	3,344879905
año 15	3,358259425
año 16	3,371692462
año 17	3,385179232
año 18	3,398719949
año 19	3,412314829
año 20	3,425964088
año 21	3,439667944
año 22	3,453426616
año 23	3,467240323
año 24	3,481109284



año 25

3,495033721

Tabla 45. Costes de explotación de la tecnología fotovoltaica [Elaboración propia]

C.3. TECNOLOGÍA MINIHIDRÁULICA

	costes explotación
año 1	1,575
año 2	1,6065
año 3	1,63863
año 4	1,64518452
año 5	1,651765258
año 6	1,658372319
año 7	1,665005808
año 8	1,671665832
año 9	1,678352495
año 10	1,685065905
año 11	1,691806169
año 12	1,698573393
año 13	1,705367687
año 14	1,712189158
año 15	1,719037914
año 16	1,725914066
año 17	1,732817722
año 18	1,739748993
año 19	1,746707989
año 20	1,753694821
año 21	1,7607096
año 22	1,767752439
año 23	1,774823448



año 24	1,781922742
año 25	1,789050433

Tabla 46. Costes de explotación de la tecnología minihidráulica [Elaboración propia]

C.4. PILAS DE COMBUSTIBLE

	costes explotación
año 1	0,25711603
año 2	0,25790611
año 3	0,25868355
año 4	0,25882977
año 5	0,25897658
año 6	0,25912398
año 7	0,25927196
año 8	0,25942054
año 9	0,25956971
año 10	0,25971948
año 11	0,25986984
año 12	0,26002081
año 13	0,26017239
año 14	0,26032456
año 15	0,26047735
año 16	0,26063075
año 17	0,26078476
año 18	0,26093939
año 19	0,26109464
año 20	0,26125051
año 21	0,261407
año 22	0,26156411
año 23	0,26172186



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

año 24	0,26188024
año 25	0,26203925

Tabla 47. Costes de explotación de las pilas de combustible [Elaboración propia]





REFERENCIAS

- [1] Eurostat y OMIE
- [2] IEA. International Energy Agency. www.iea.org
- [3] Smart Grids European Technology Platform. www.smartgrids.eu
- [4] Smart grids. U.S. DOE www.energy.gov
- [5] <http://www.europapress.es/aragon/noticia-agencia-internacional-energia-premia-proyecto-ither-fundacion-hidrogeno-20100520173051.html>
- [6] La microrred a gran escala. Proyecto Walqa. Fundación Hidrógeno Aragón
- [7] Westinghouse Plasma Corporation www.westinghouse-plasma.com
- [8] CIGRÉ C6.22 WG, Micro grid Evolution Roadmap
- [9] U.S. DOE, Micro grid Exchange Group
- [10] www.googlemaps.com
- [11] Red Eléctrica Española (REE). www.ree.es
- [12] Ayuntamiento de Huesca www.huesca.es
- [13] Proyecto de Final de Carrera de Ángel Ramos Valle
- [14] Apuntes de la asignatura “The Challenge of future electricity systems”
- [15] Centro politécnico superior de la universidad de Zaragoza
- [16] Materiales Renovados
- [17] Eurostat <http://ec.europa.eu/eurostat>
- [18] Eurostat news release, 54/2015 - 26 March 2015
- [19] GRHUSA, empresa gestora de residuos de Huesca
- [20] Departamento de Agricultura, Ganadería y Medio Ambiente de Huesca
- [21] Denominación de Origen Somontano www.dosomontano.com
- [22] Los residuos agrícolas de poda. Agencia Extremeña de la Energía
- [23] Plasco energy group



- [24] Alter NRG group
- [25] Acciona www.acciona.es
- [26] Departamento de física y química I.E.S. Valle del Saja
- [27] Revista Técnica Industrial
- [28] IDAE. Instituto para la diversificación y el ahorro de energía
- [29] Proyecto de final de carrera de Ignacio Romero
- [30] UNESA
- [31] Informe de precios energéticos regulados. IDAE
- [32] Proyecto de final de carrera de Pablo Redondo
- [33] Tesoro Público www.tesoropublico.es
- [34] REUTERS <http://www.reuters.com/finance/stocks/financialHighlights?symbol=ELE.MC>
- [35] <http://www.finanzas.com/cotizaciones/endesa/>
- [36] Endesa, resultados del primer trimestre del 2015
- [37] Informe de resultados financieros de Endesa, año 2014
- [38] Endesa



BIBLIOGRAFÍA

- Principales técnicas de almacenamiento de Hidrógeno. María Esther Cuervos Sánchez
- Energética del Hidrógeno. Contexto, estado actual y perspectivas de futuro. Clara Fernández-Bolaños Badía.
- Hydrogen-based energy storage solutions. SBC Energy institute
- Apuntes de la asignatura de Termodinámica.
- Manuales de energías renovables: Energía Eólica. IDAE
- Research EU. Revista de energía
- Informe de precios energéticos regulados. IDAE
- Proyecto de final de carrera de Ignacio Romero
- Solar energy perspectives. IEA
- Wind roadmap. IEA
- El sistema eléctrico español. Avance del informe 2014. REE
- Hydrogen in the Chemical industry. Market options and challenges. Florian Ausfelder
- Análisis de viabilidad de una planta de tratamiento de residuos tipo III por plasma.
- Hidrógeno y pilas de combustible. Estado actual y perspectiva inmediata. Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas. Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI)
- El proceso de gasificación y vitrificación de residuos por plasma con optimización de la producción eléctrica. Acciona
- Tecnología de gasificación por plasma de Westinghouse. Westinghouse plasma corporation.
- El tratamiento de residuos mediante arco de plasma, ¿sueño o realidad? Materiales Renovados.
- Tecnología de gasificación de residuos sólidos urbanos. UNIDECO
- Producción y almacenamiento de Hidrógeno.
jrguezs.webs.ull.es/tecnologia/tema5/trabajos.../hidrogeno.doc
- Valorización energética del RSU. TRACO IBERIA SL
- Centrales hidroeléctricas y presas del Alto Aragón. Francisco Galán Soraluze
- Análisis de la estructura económica de la provincia de Huesca. Observatorio socioeconómico de la provincia de Huesca
- Pilas de combustible de tipo PEM. Jose Javier Martínez Sánchez
- <http://www.appa.es/descargas/prensa/notasprensa/12articulos-15.htm#>
- <https://building-microgrid.lbl.gov/types-microgrids>
- Reuters, <http://www.reuters.com/finance/stocks/financialHighlights?symbol=ELE.MC>
- Informe de resultados financieros de Endesa, año 2014
- Endesa, resultados del primer trimestre del 2015



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA
