



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
(ICAI)

TRABAJO FIN DE MÁSTER
**ESTUDIO DE UNA MICRORRED INTELIGENTE EN
LA CIUDAD DE GUADALAJARA**

Autor: Ernesto Calmarza Lozano
Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid

Agosto 2021

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Estudio de una microrred inteligente en la ciudad de Guadalajara

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2020/21 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Ernesto Calmarza Lozano

Fecha: 30/ 08/ 2021

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Julio Montes Ponce de León

Fecha: 31/ 08/ 2021

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

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

El autor D. *Ernesto Calmarza Lozano* DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: *Estudio de una microrred inteligente en la ciudad de Guadalajara*, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

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

3º. Condiciones de la cesión y acceso

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

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

4º. Derechos del autor.

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

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

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

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

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

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

Madrid, a 30 de agosto de 2021

ACEPTA

Fdo. Ernesto Calmarza Lozano

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

--

DEDICATORIA

A mis padres Belén y Ernesto.

A mi hermano Jaime.

A mi amigo Carlos.

A Cristina, Francisco y Víctor de Unión Fenosa Distribución Madrid.

ESTUDIO DE UNA MICRORRED INTELIGENTE EN LA CIUDAD DE GUADALAJARA

Autor: Calmarza Lozano, Ernesto

Director: Montes Ponce de León, Julio

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto consiste en el estudio de una microrred inteligente que abastezca a la ciudad de Guadalajara de manera constante y robusta, de tal forma que el sistema sea independiente por sí solo. Esta microrred estará formada por la generación distribuida renovable no gestionable ya instalada en los alrededores de la ciudad (eólica, fotovoltaica y minihidráulica), y gestionable. La generación gestionable serán unas pilas de combustible que almacenan el hidrógeno producido por una planta de gasificación por plasma. Esta planta usa los residuos que genera la ciudad y sus alrededores al año.

Palabras clave: renovable gestionable, renovable no gestionable, residuos sólidos urbanos, residuos agrícolas, residuos forestales, gasificación por plasma.

1. Introducción:

En la actualidad, en España y en la mayoría de los países europeos no existe una solución eficiente de gestión de los residuos urbanos, agrícolas y forestales. Según los últimos estudios, una persona genera de promedio media tonelada de residuos al año. El método más asentado para su gestión es el de desperdiciar el valor de estos residuos en vertederos controlados, de manera que no se les sacan ningún rédito. En España existen más de 180 vertederos, que deben ser cerrados para 2030 según el plan de acción de la Unión Europea para la economía circular. Como segundo destino en orden de importancia, estos residuos suelen ser reciclados, sin aportar ningún valor energético. Finalmente, el tercer método consiste en su aprovechamiento en plantas de incineración generando energía eléctrica con un impacto muy negativo para el medio ambiente por los desechos tóxicos que se liberan en el proceso.

En este proyecto, la generación distribuida gestionable que forma parte de la microrred para cubrir la demanda de Guadalajara, las pilas de combustible usan el hidrógeno que genera una planta de gasificación por plasma de bajas emisiones. Esta planta utiliza los residuos urbanos y forestales que genera la ciudad y sus alrededores en un año.

2. Definición del proyecto:

El proyecto estudia la posibilidad de abastecer a Guadalajara con la generación distribuida eólica, fotovoltaica y minihidráulica ya instalada en los alrededores cercanos, y las pilas de combustible que requieren del gas de síntesis procedente de la planta de gasificación por plasma. Este estudio tendrá una parte técnica de balance de energía generada anualmente por cada tecnología, con el requisito de que la generación gestionable pueda alimentar por si sola la ciudad ante la ausencia de las demás debido a factores climatológicos. La otra parte será un estudio económico de cada tecnología que compone el sistema y la microrred en su conjunto para valorar una posible inversión futura en el proyecto.

Para llevar a cabo este trabajo, es necesario conocer la demanda anual en Guadalajara, tomando como datos de referencia los del año 2020. También habrá que conocer la potencia instalada de la generación no gestionable instalada en la zona y estimar su producción de energía eléctrica anual. Para dimensionar la planta de gasificación por plasma, se requiere estimar con fuentes fiables la cantidad de residuos urbanos generados en la ciudad en el año 2020 y los forestales de los alrededores. Los residuos de origen agrícola no son objeto de estudio para este trabajo.

3. Descripción de los datos obtenidos

Los datos correspondientes a la demanda de Guadalajara fueron facilitados por Unión Fenosa Distribución, La siguiente tabla muestra la demanda total en el año 2020 en Guadalajara:

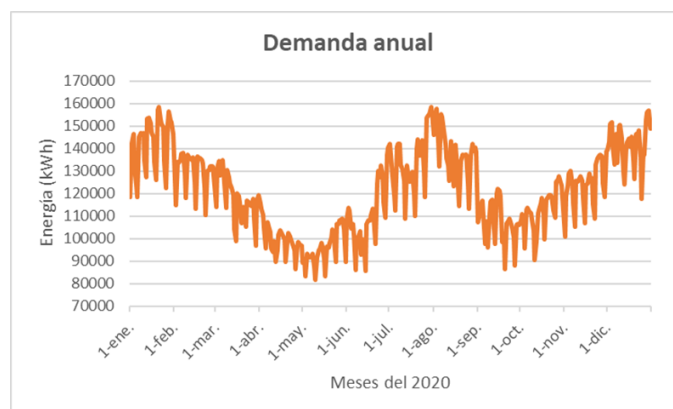


Tabla 1. Demanda total de Guadalajara.

El máximo diario fue de 158,334MWh y la demanda total de ese año de 44,38 GWh. La cantidad de residuos sólidos urbanos generados en la ciudad fue de 31309,41 toneladas al año. La cantidad de residuos biomásicos forestales fue de 25653 toneladas anuales.

4. Resultados

Después de estudiar los parques eólicos, las plantas fotovoltaicas y la minihidráulica existentes en los alrededores de Guadalajara, es necesario conocer lo que generan las pilas de combustible que aprovechan el hidrógeno presente en el gas sintético que sale limpio de la planta de gasificación por plasma. Para ello se realiza un balance energético de la planta y se escoge un modelo de pila óptimo. El calor desprendido en la fase de enfriamiento del gas se capta en una caldera que forma parte de un ciclo Rankine para generar electricidad que alimente a la planta de gasificación. Con un total de 184,27 GWh de energía generada anualmente por la microrred, la aportación de cada tipo de generación distribuida es:

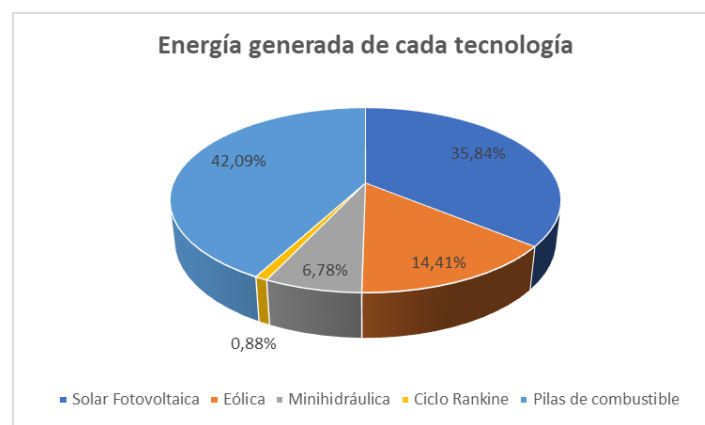


Tabla 2. Aportación anual de cada tecnología a la red.

En cuanto al estudio económico de la microrred en conjunto, suponiendo unos ingresos anuales constantes a precio de PVPC, se calcula un VAN de 121,6 M€, y el periodo de recuperación de la inversión total (PP) es de 4 años y 3 meses. En conclusión, el sistema tiene una buena rentabilidad y es posible invertir en él.

STUDY OF AN INTELLIGENT MICROGRID IN THE CITY OF GUADALAJARA

Autor: Calmarza Lozano, Ernesto

Director: Montes Ponce de León, Julio

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project consists of the study of an intelligent microgrid that supplies the city of Guadalajara in a constant and robust way, in such a way that the system is independent on its own. This microgrid will be made up of non-manageable renewable distributed generation already installed around the city (wind, photovoltaic and mini hydro), and manageable. The manageable generation will be fuel cells that store the hydrogen produced by a plasma gasification plant. This plant uses the waste generated by the city and its surroundings every year.

Keywords: manageable renewable, non-manageable renewable, urban solid waste, agricultural waste, forest waste, plasma gasification.

1. Introduction:

Currently, in Spain and in most European countries there is no efficient solution for the management of urban, agricultural and forestry waste. According to the latest studies, an average person generates half a ton of waste per year. The most established method for its management is to waste the value of this waste in controlled landfills, so that no revenue is taken from them. In Spain there are more than 180 landfills, which must be closed by 2030 according to the European Union action plan for the circular economy. As the second destination in order of importance, these wastes are usually recycled, without providing any energy value. Finally, the third method consists of its use in incineration plants, generating electrical energy with a very negative impact on the environment due to the toxic waste that is released in the process.

In this project, the manageable distributed generation that is part of the microgrid to meet the demand in Guadalajara, the fuel cells use the hydrogen generated by a low-emission plasma gasification plant. This plant uses urban and forest waste generated by the city and its surroundings in one year.

2. Project definition:

The project studies the possibility of supplying Guadalajara with the distributed wind, photovoltaic and mini-hydraulic generation already installed in the nearby surroundings, and the fuel cells that require synthesis gas from the plasma gasification plant. This study will have a technical part of the balance of energy generated annually by each technology, with the requirement that the manageable generation can power the city by itself in the absence of the others due to weather factors. The other part will be an economic study of each technology that makes up the system and the microgrid to assess a possible future investment in the project.

To carry out this work, it is necessary to know the annual demand in Guadalajara, taking as reference data those of the year 2020. It will also be necessary to know the installed power of the non-manageable generation installed in the area and estimate its annual electricity production. To size the plasma gasification plant, it is necessary to estimate with reliable sources the amount of urban waste generated in the city in 2020 and the surrounding forest. The residues of agricultural origin are not object of study for this work.

3. Description of the data obtained

The data corresponding to the demand in Guadalajara were provided by “*Unión Fenosa Distribución*”. The following table shows the total demand in 2020 in Guadalajara:

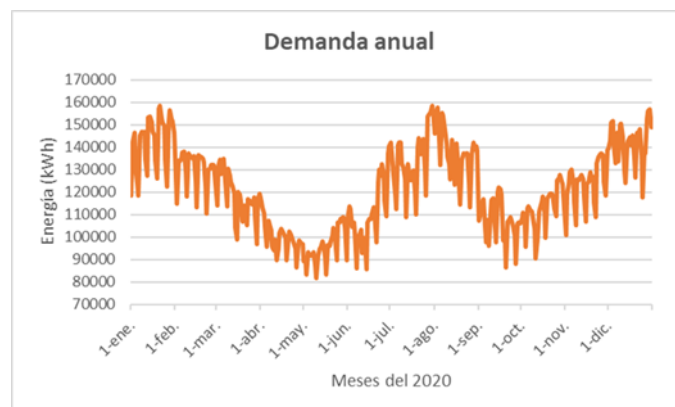


Table 1. Total demand in Guadalajara

The daily maximum was 158,334MWh and total demand for that year was 44.38 GWh. The amount of solid urban waste generated in the city was 31,309.41 tons per year. The amount of biomass forest residues was 25653 tons per year.

4. Results:

After studying the existing wind farms, photovoltaic plants, and mini-hydroelectric plants in the surroundings of Guadalajara, it is necessary to know what the fuel cells generate that take advantage of the hydrogen present in the synthetic gas that comes out clean from the plasma gasification plant. For this, an energy balance of the plant is carried out and an optimal battery model is chosen. The heat released in the gas cooling phase is captured in a boiler that is part of a Rankine cycle to generate electricity that feeds the gasification plant. With a total of 184.27 GWh of energy generated annually by the microgrid, the contribution of each type of distributed generation is:

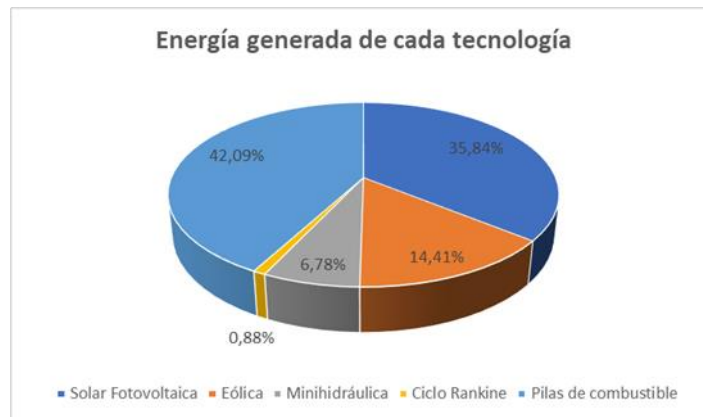


Table 2. Annual contribution of each technology to the grid

Regarding the economic study of the microgrid, and assuming constant annual income at the price of PVPC, a NPV of 121.6 M€ is calculated, and the Payback Period is 4 years and 3 months. In conclusion, the system has a good profitability, and it is possible to invest in it.

Índice del Proyecto

Parte I	Memoria	11
	Capítulo 1. Introducción.....	13
	1.1 Motivación del proyecto	13
	1.2 Objetivos principales y secundarios.....	15
	1.3 Recursos empleados.....	16
	Capítulo 2. Situación energética en España	19
	Capítulo 3. Microrredes	25
	Capítulo 4. Residuos disponibles en Guadalajara.....	27
	4.1 Residuos sólidos urbanos	27
	4.2 Residuos forestales	28
	Capítulo 5. Demanda anual en Guadalajara	33
	5.1 Demanda en enero	34
	5.2 Demanda en febrero.....	36
	5.3 Demanda en marzo	38
	5.4 Demanda en abril.....	40
	5.5 Demanda en mayo	42
	5.6 Demanda en junio.....	44
	5.7 Demanda en julio.....	46
	5.8 Demanda en agosto.....	48
	5.9 Demanda en septiembre	50
	5.10 Demanda en octubre	52
	5.11 Demanda en noviembre	54
	5.12 Demanda en diciembre.....	56
	5.13 Demanda total y máxima	58
	Capítulo 6. Generación distribuida instalada en Guadalajara.....	61
	6.1 Generación solar fotovoltaica.....	61
	6.1.1 Planta fotovoltaica de Taracena.....	63

6.1.2 Planta fotovoltaica El Casar	63
6.1.3 Planta fotovoltaica Heras de Ayuso.....	64
6.1.4 Complejo fotovoltaico de Torija	64
6.2 Generación eólica	65
6.2.1 Parque eólico Somolinos.....	67
6.2.2 Parque eólico El Chaparro	68
6.3 Generación minihidráulica	69
6.3.1 Embalse de Almoguera.....	70
Capítulo 7. Planta de gasificación por plasma.....	71
7.1 Introducción	71
7.2 Ventajas e inconvenientes de la tecnología.....	72
7.3 Descripción del proceso	74
7.3.1 Alimentación.....	74
7.3.2 Disociación.....	75
7.3.3 Enfriamiento	77
7.3.4 Filtro	78
7.3.5 Neutralización.....	78
7.4 Dimensionamiento y Balance Energético para Guadalajara	79
7.5 Ciclo Rankine para aprovechar el calor del proceso de enfriamiento.....	83
Capítulo 8. Pilas de combustible	87
8.1 Elección del tipo de pila.....	87
8.2 Elección del método de almacenamiento de Hidrógeno	91
Capítulo 9. Conjunto de la microrred	93
Capítulo 10. Objetivos de Desarrollo Sostenible	95
10.1 ODS primarios.....	95
10.2 ODS secundarios	97
Parte II Estudio Económico.....	99
Capítulo 1. Estudio económico por tecnología.....	101
1.1 Estudio económico de la generación fotovoltaica	102
1.2 Estudio económico de la generación eólica.....	103

1.3	Estudio económico de la generación minihidráulica	104
1.4	Estudio económico de la generación renovable gestionable	105
1.4.1	<i>Costes de la Planta de gasificación por plasma</i>	105
1.4.2	<i>Costes del ciclo Rankine</i>	106
1.4.3	<i>Costes de las pilas de combustible</i>	107
1.4.4	<i>Costes de la generación renovable gestionable</i>	107
1.4.5	<i>Comparativa económica de las tecnologías</i>	108
Capítulo 2. Estudio económico de la microrred		111
Parte III Anexos		113
Capítulo 1. Anexo A: Catálogo pila de combustible de Ballard		115
Capítulo 2. Anexo B: Cálculo del LCOE		117
2.1	Fotovoltaico	117
2.2	Eólica	118
2.3	Minihidráulica	119
2.4	Conjunto renovable gestionable	120
2.5	Conjunto de la microrred	121
Capítulo 3. Anexo C: Cálculo del VAN, TIR y PP de la Microrred		123
Bibliografía y Netgrafía		125

Índice de figuras

Figura 1. Vías de gestión de los RSU en España	14
Figura 2. Esquema ejemplo de una microrred inteligente	25
Figura 3. Composición de los RSU	28
Figura 4. Mapa de concentración de BFR en CLM y división en zonas	30
Figura 5. Mapa de la radiación solar y número de horas de sol al año	62
Figura 6. Mapa de la radiación solar y número de horas de sol al año	62
Figura 7. Mapa de la velocidad del viento en España	66
Figura 8. Embalse de Almoguera	70
Figura 9. Planta de gasificación por plasma en Taiwan	72
Figura 10. Proceso de la gasificación por plasma	74
Figura 11. Etapas de formación de plasma	75
Figura 12. Esquema de una vasija de plasma	76
Figura 13. Esquema de un ciclo Rankine	84
Figura 14. Potencia instalada por tecnologías	94
Figura 15. Aportación por tecnologías	94
Figura 16. Fórmula del parámetro LCOE	101
Figura 17. Fórmula en detalle del LCOE	101
Figura 18. Catálogo de la pila de combustible Ballard	115

Índice de tablas

Tabla 1. Producción interior de energía primaria en España	19
Tabla 2. Balance de energía eléctrica en España	20
Tabla 3. Precios de la electricidad de consumo doméstico en Europa	23
Tabla 4. Precios de la electricidad de consumo industrial en Europa	24
Tabla 5. Superficie y toneladas anuales de la BFR en CLM	29
Tabla 6. Toneladas de BFR al año según las zonas	31
Tabla 7. Demanda diaria en enero	34
Tabla 8. Demanda diaria en febrero	36
Tabla 9. Demanda diaria en marzo	38
Tabla 10. Demanda diaria en abril.....	40
Tabla 11. Demanda diaria en mayo	42
Tabla 12. Demanda diaria en junio.....	44
Tabla 13. Demanda diaria julio	46
Tabla 14. Demanda diaria en agosto.....	48
Tabla 15. Demanda diaria en septiembre.....	50
Tabla 16. Demanda diaria en octubre	52
Tabla 17. Demanda diaria en noviembre	54
Tabla 18. Demanda diaria en diciembre	56
Tabla 19. Producción solar fotovoltaica anual	65
Tabla 20. Producción eólica anual.....	69
Tabla 21. Ventajas de la gasificación por plasma frente a incineración	73
Tabla 22. Composición del gas síntesis al salir de la vasija	77
Tabla 23. Composición final del gas síntesis	79
Tabla 24. Composición y masa inicial de los RSU y BFR	80
Tabla 25. Tabla características ciclo Rankine.....	84
Tabla 26. Reacción en ánodo y cátodo según el tipo de pila	88
Tabla 27. Tipos de pila de combustible	89
Tabla 28. Tabla resumen de la generación distribuida de la microrred.....	93

Tabla 29. Costes de la generación fotovoltaica.....	103
Tabla 30. Costes de la generación eólica.....	103
Tabla 31. Costes de la generación minihidráulica.....	104
Tabla 32. Costes de O&M de la planta de gasificación.....	106
Tabla 33. Costes de personal en la planta de gasificación	106
Tabla 34. Resumen de costes gasificación por plasma.....	106
Tabla 35. Resumen de costes ciclo Rankine	106
Tabla 36. Resumen de costes de las pilas de combustible	107
Tabla 37. Resumen de costes de la generación gestionable.....	107
Tabla 38. Costes totales de la microrred.....	112

Índice de gráficos

Gráfico 1. Potencia neta instalada y producida por tecnologías	21
Gráfico 2. Horas de funcionamiento medio de las centrales en 2020	22
Gráfico 3. Demanda en enero	35
Gráfico 4. Demanda en febrero	37
Gráfico 5. Demanda en marzo	39
Gráfico 6. Demanda en abril	41
Gráfico 7. Demanda en mayo	43
Gráfico 8. Demanda en junio	45
Gráfico 9. Demanda en julio	47
Gráfico 10. Demanda en agosto	49
Gráfico 11. Demanda en septiembre	51
Gráfico 12. Demanda en octubre	53
Gráfico 13. Demanda en noviembre	55
Gráfico 14. Demanda en diciembre	57
Gráfico 15. Demanda anual en 2020	58
Gráfico 16. Máximos de demanda en 2020	59
Gráfico 17. Curva característica del generador G47/600	67
Gráfico 18. Curva característica de generador G90/2000	68
Gráfico 19. Comparativa LCOE y PVPC	108
Gráfico 20. Comparativa costo de generación del kWh y PVPC.....	109

Parte I MEMORIA

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En este primer capítulo se pretende introducir el proyecto en el que va a consistir el Trabajo Fin de Máster. Para ello se comenzará explicando cual es la motivación del proyecto en cuestión, los objetivos de este y finalmente los recursos que se han empleado para llevarlo a cabo.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

A lo largo de los años, la generación de electricidad mediante recursos renovables se ha ido incentivando cada vez más en España. Con la intención de combatir fenómenos como el cambio climático, apoyar la sostenibilidad ambiental del país y servir como fuente de energía inagotable. En concreto, en el país se ha impulsado mediante un sistema de retribución a base de primas, las fuentes de energía eólica y solar en mayor medida. Estas energías presentan varios inconvenientes que dificultan un óptimo seguimiento de la demanda eléctrica: la energía generada por estos parques no se puede almacenar en grandes cantidades, y lo más importante, son energías no gestionables. Esto último quiere decir que el funcionamiento de las plantas de energía renovable depende de las condiciones climáticas de la zona donde se encuentran instaladas. Por otro lado, un parque de este tipo de generación distribuida suele tener una potencia de instalación de entre 5 y 10 MW, lo cual, frente a los miles de megavatios que se generan en toda la red, resulta bastante escaso si tenemos en cuenta los costes de instalación y mantenimiento que requieren.

En la actualidad, una manera razonable de impulsar la implementación de las renovables en el sistema eléctrico es a través de microrredes. Esto es, pequeños sistemas que alimentan a una zona de manera independiente al resto de la red, mediante generación distribuida (normalmente eólica, solar, minihidráulica y

cogeneración). Esta generación distribuida tiene como características principales estar instalada muy cerca del punto de demanda y tener cada planta de energía renovable una potencia instalada no superior a los 50MW. De esta manera, las pérdidas de energía en el transporte se minimizan considerablemente. Dichos sistemas son inteligentes, de manera que, si existe un exceso de generación, el restante se vierte a la red, y en caso contrario, tienen la capacidad de coger energía de la red eléctrica si la necesitaran. Sin embargo, para un funcionamiento donde se requiera cubrir la máxima demanda de la microrred, y ante una ausencia de generación de las renovables no gestionables, la opción más correcta consiste en añadir fuentes de energía renovable gestionable.

El recurso renovable y gestionable por excelencia es la biomasa. Esta biomasa se obtiene a partir de los residuos sólidos urbanos (RSU), agrícolas y forestales. En España, se generan más de 25 millones de toneladas de residuos sólidos urbanos al año y según las últimas estadísticas, una persona promedio genera media tonelada anualmente.

El principal sistema de gestión de estos residuos es su almacenamiento en vertederos controlados [1], por lo que se desaprovechan para otros usos más eficientes como la generación térmica o eléctrica. Por otro lado, según los objetivos propuestos en el Informe de Economía circular, para el año 2030 dejarán de existir los vertederos controlados [2], ya que se ha demostrado que son negativos para la economía y el medio ambiente.

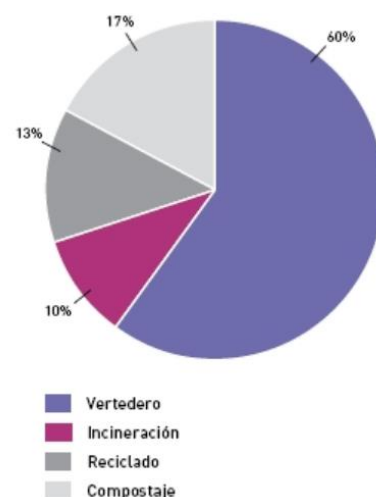


Figura 1. Vías de gestión de los RSU en España [1]

Es por ello por lo que este proyecto consiste en estudiar la viabilidad energética y económica de una microrred inteligente que cubra la demanda eléctrica anual de Guadalajara. Como generación distribuida, se considerará por un lado la no gestionable eólica, fotovoltaica y minihidráulica ya existente en las proximidades; y por otro se dimensionará una planta de gasificación por plasma como fuente gestionable, utilizando como materia prima los residuos urbanos y forestales que se generan anualmente en la zona.

Esta tecnología de gasificación por plasma no se ha llegado a implantar en España, y en Europa la única importante operativa se encuentra en Viena. Dichas plantas sí tienen más aceptación en el continente asiático. Presenta numerosas ventajas frente a otras tecnologías conocidas como la incineración, ya que no genera emisiones, no necesita chimenea y tanto el *syngas* resultante como la “escoria” obtenida en el proceso tienen valor energético y comercial respectivamente.

Finalmente, en cuanto a los datos recogidos para la elaboración del proyecto, se utilizarán los relativos a 2020, tanto en la demanda anual del municipio de Guadalajara como en las cantidades de biomasa que generó la zona en ese año.

1.2 OBJETIVOS PRINCIPALES Y SECUNDARIOS

El objetivo principal del proyecto consiste en dos partes diferenciadas. Por un lado, se pretende dar una utilidad energética a todos los residuos biomásicos que se generan en la ciudad de Guadalajara en un año. Por otro lado, que mediante la microrred inteligente se pueda cubrir la demanda anual de la zona sin que afecten las condiciones climáticas mediante generación distribuida renovable gestionable y no gestionable. Para que este proyecto sea de interés real, al final del mismo se realizará un estudio económico lo más detallado posible con el fin

de comprobar el impacto que tendrá en comparación con, entre otros aspectos, el precio del MW/h en el país actualmente.

Para conseguir estos objetivos descritos, será necesario alcanzar una serie de objetivos secundarios. Estos son:

- Obtener datos sobre las cantidades de residuos urbanos, agrícolas y forestales que se generan en Guadalajara y alrededores durante el 2020.
- Obtener una estimación lo más precisa posible sobre la demanda eléctrica de la ciudad de Guadalajara en 2020.
- Conocer los datos básicos de la generación distribuida (eólica, fotovoltaica y minihidráulica) más destacable presente en la zona de Guadalajara.
- Dimensionar y realizar un balance energético de la planta de gasificación por plasma que formará parte de la microrred y utilizará la biomasa que produce la ciudad.
- Estudiar la implantación de todos los tipos de energía renovable presentes en la microrred que cubrirán la demanda de la ciudad.
- Realizar un estudio económico de la microrred en su conjunto y de cada instalación por separado para demostrar su rentabilidad.

1.3 RECURSOS EMPLEADOS

Entre los recursos que se pretenden emplear se encuentra la publicación del Foro Nuclear del documento anual “Energía 2020”, que servirá como introducción a la situación energética actual en España.

Para obtener información acerca de los residuos sólidos urbanos generados en Guadalajara, se contactará con el ayuntamiento de Guadalajara, así como con la diputación de Guadalajara, encargada del “*Consortio para la gestión residuos*”

urbanos” de la provincia. Para las cantidades de residuos forestales que se extraen de la poda anualmente se pretende utilizar el documento “*Estrategia regional de la biomasa forestal de Castilla-La Mancha*”, publicado en 2018 por la Consejería de agricultura y Medio Ambiente de Castilla-La Mancha.

En lo relativo a la demanda energética en el año 2020 de Guadalajara y alrededores, así como las plantas de generación renovable no gestionable que se encuentran en la localidad, se pretende adquirir dicha información a través de la empresa eléctrica distribuidora correspondiente, en este caso, Unión Fenosa Distribución. Como recurso adicional, para conocer la demanda diaria del municipio de Guadalajara, se utilizará la plataforma *DataDis*, de creación reciente por la Asociación de Empresas Eléctricas (ASEME) para facilitar la obtención de datos agregados de contadores y demanda en diferentes zonas de España.

Capítulo 2. SITUACIÓN ENERGÉTICA EN ESPAÑA

En este apartado se pretende dar una visión general a la situación energética por la que está pasando España, con datos recogidos hasta el 2020 incluido. Primero se repasarán las energías primarias que se usan en el país, después se pasará a explicar la situación en energía eléctrica, y finalmente se plasmarán las principales ideas en cuanto a renovables se refiere. Para ello, se hará uso de diferentes tablas y gráficos sacados en su mayoría del informe *Energía 2021* del Foro Nuclear, así como de la web de REE.

Como se puede observar en la Tabla 1, la evolución de la producción de energía primaria de residuos fósiles (sobre todo petróleo y carbón) ha ido decreciendo con el paso del tiempo de manera considerable, gracias a las políticas de generación no contaminante que han ido impulsándose hasta la actualidad. De la misma manera, la energía primaria renovable ha ido aumentando su producción. La nuclear, el gas y los residuos no renovables presentan producciones constantes desde 2010.

	Carbón	Petróleo	Gas	Renovables	Residuos no renovables	Nuclear
	(ktep)					
1990	1.127,7	1.273,2	6.222,4	60,9	13.998,6	34.434,8
2000	229,3	148,0	6.743,1	189,5	16.046,3	31.322,0
2010	124,3	44,6	14.646,7	174,2	16.134,8	34.420,9
2015	234,4	54,1	16.900,6	252,0	14.903,2	33.590,4
2016	142,5	48,0	17.741,7	235,2	15.272,9	34.176,4
2017	121,2	23,8	16.982,8	259,7	15.131,5	33.646,8
2018	87,9	75,5	18.048,2	325,1	14.478,8	33.898,4
2019	40,4	116,2	18.431,2	313,3	15.218,0	34.119,1
2020	27,5	49,7	18.367,3	282,0	15.196,7	33.993,2

Tabla 1. Producción interior de energía primaria en España [3]

En la Tabla 2, se presenta el balance energético de 2020 en España. Como se describe, la tecnología nuclear, eólica y de ciclo combinado son las que más energía producen a lo largo del año (más del 50% del total). Entre las renovables, la hidráulica es la segunda que más produce, seguida de la solar fotovoltaica. En concreto, la biomasa se encuentra dentro de “Otras renovables” junto con el biogás, la hidráulica marina y la geotérmica. Estas últimas tecnologías solo representan alrededor del 1,8% del total producido. El total generado en 2020 son 251159,5 GWh.

GWh	2020	D%
Nuclear	55.756,8	-0,1
Eólica	54.878,7	1,2
Ciclo combinado	44.023,8	-20,3
Hidráulica	30.548,7	23,6
Cogeneración	26.952,6	-9,0
Solar fotovoltaica	15.261,7	65,0
Carbón	5.022,0	-60,4
Solar térmica	4.538,3	-12,2
Otras renovables (*)	4.477,7	23,8
Turbinación bombeo	2.745,9	66,9
Motores diésel	2.399,4	-15,4
Residuos no renovables	2.014,8	-9,3
Turbina de vapor	1.387,6	-36,6
Residuos renovables	725,4	-18,5
Turbina de gas	406,6	-39,4
Hidroeólica	19,5	-16,0
TOTAL GENERACIÓN	251.159,5	-3,7
Consumos en bombeo	-4.620,0	52,6
Saldo Interc. internacionales	3.279,6	-52,2
Demanda en b.c.	249.819,1	-5,6
Pérdidas en transporte y distrib.	-23.355,0	-6,9
CONSUMO FINAL	226.464,1	-5,4

Tabla 2. Balance de energía eléctrica en España [3]

La potencia instalada y producción neta por fuentes en el año 2020 en España se puede explicar a partir del Gráfico 2. A 31 de diciembre de 2020, la potencia instalada total supero los 110000MW. En primer lugar, se puede observar que las centrales de recursos fósiles como las de carbón o fuel/gas solo representan un 2% cada una del total de potencia instalada. Las tecnologías que representan la mayor parte de potencia instalada son los parques eólicos con casi el 25%, seguido de los ciclos combinados con un 24% y las hidráulicas con un 15,5%.

Cabe destacar que las centrales nucleares, pese a representar sólo un 6,4% de la potencia instalada, son las que más energía generan al servir de base en la demanda. En cuanto a las renovables no gestionables la hidráulica representa el 15,5% y la solar fotovoltaica el 10,50%, que por separado es menos de la mitad que la eólica antes mencionada. Entre las “otras renovables” se encuentra la biomasa y biogás, con una potencia instalada que apenas llega al 1%, correspondiente a las plantas de incineración. Una vez más, queda demostrado que prácticamente todos los residuos que se generan en el país son desperdiciados en los vertederos controlados, o reciclados.

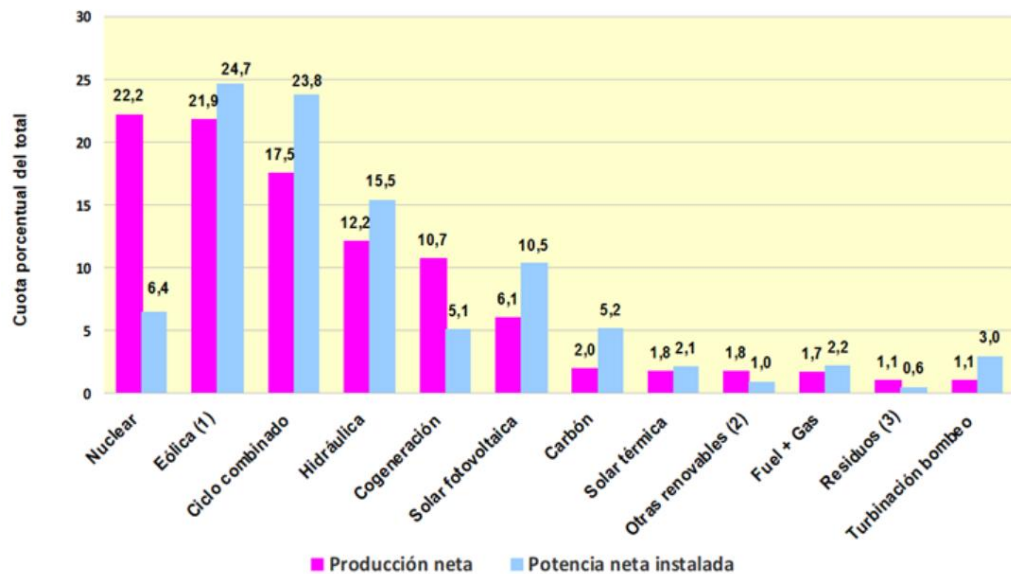


Gráfico 1. Potencia neta instalada y producida por tecnologías [3]

En cuanto a la siguiente gráfica (ver Gráfico 1), esta nos muestra las horas de funcionamiento medio de cada tecnología instalada en España. Como es de entender, las plantas nucleares, al tener un funcionamiento constante exceptuando las recargas, tienen una media de 7800 horas, muy cercano a las 8700 anuales. En cuanto a las principales renovables no gestionables, la eólica

tiene una media de funcionamiento de 2000 horas, la hidráulica 1700 horas y la solar fotovoltaica solamente 1300 horas; estos datos tan bajos son debidos a la dependencia del clima.

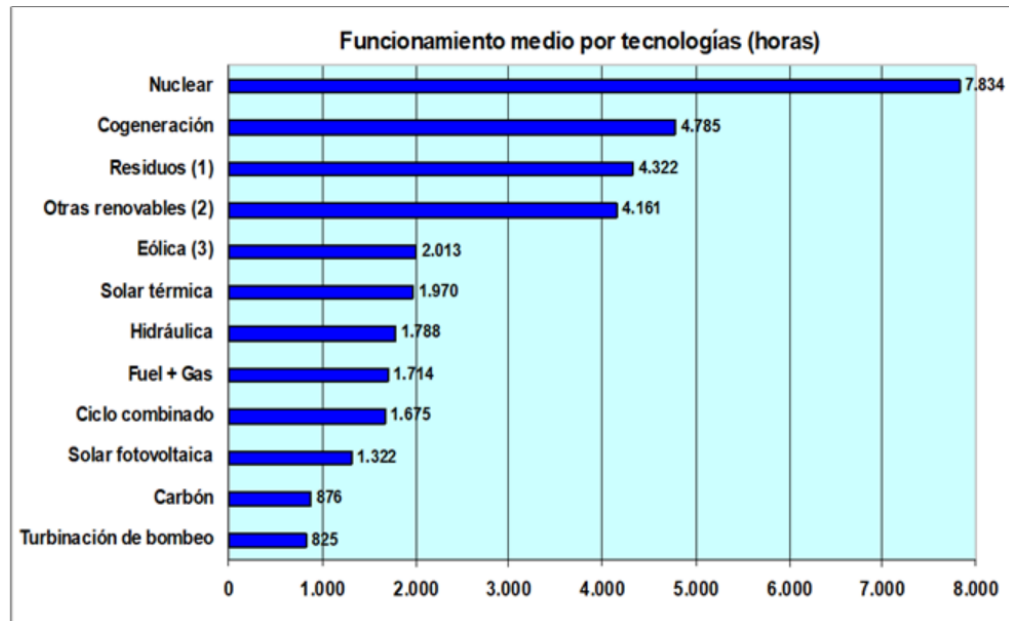


Gráfico 2. Horas de funcionamiento medio de las centrales en 2020 [3]

Por último, es necesario mencionar la situación actual en España respecto al precio de la electricidad. El país tiende desde hace años a tener los precios más elevados de toda Europa, y no parece que en un futuro se reduzcan de manera considerable. El precio medio del kWh de uso doméstico en 2020 fue de 22,39 céntimos de euro, por encima de la media de la Unión Europea (ver Tablas 3 y 4). En cuanto al precio en el consumo industrial, el precio fue de 10,76 céntimos, estando la media europea en 12,54 céntimos. En ambos casos, el precio sólo es excedido por unos pocos países como Alemania, Bélgica, Dinamarca, Italia e Irlanda. Estos precios tan elevados son en gran parte debidos a impuestos que incentivan la instalación de tecnologías renovables no gestionables.

1er semestre 2020 Euros / 100 kWh	DOMÉSTICO (*)			
	Precio	Impuestos (incluidos en precio)		D %
		IVA	Otros	
UE 27	21,26	3,30	5,27	-1,5
Alemania	30,43	4,79	11,34	-1,5
Austria	21,02	3,50	4,02	3,3
Bélgica	27,92	4,76	4,44	-1,7
Bulgaria	9,97	1,66	0,00	0,0
Chequia	18,41	3,19	2,01	5,3
Chipre	21,33	3,31	3,05	-3,2
Croacia	13,01	1,50	1,39	-1,5
Dinamarca	28,33	5,67	13,15	-5,1
Eslovaquia	16,86	2,81	3,31	6,9
Eslovenia	14,48	2,61	1,24	-11,4
España	22,39	3,88	6,73	-6,8
Estonia	12,36	2,06	1,48	-8,9
Finlandia	17,40	3,37	2,25	0,3
Francia	18,99	2,75	3,77	6,8
Grecia	16,81	0,95	2,94	5,4
Hungría	10,31	2,19	0,00	-7,9
Irlanda	24,13	2,87	0,83	-0,4
Italia	22,26	2,03	6,41	-3,3
Letonia	14,20	2,47	1,77	-12,8
Lituania	14,26	2,47	0,68	13,6
Luxemburgo	19,86	1,48	3,73	10,5
Malta	12,84	0,61	0,15	-0,5
Países Bajos	14,27	2,48	-2,00	-31,0
Polonia	14,75	2,76	2,73	9,8
Portugal	21,20	3,91	5,90	-1,4
Reino Unido	22,03	1,04	5,67	3,8
Rumanía	14,59	2,33	1,81	7,4
Suecia	18,26	3,65	3,31	-11,3
Otros países				
Bosnia y Herzegovina	8,70	1,27	0,22	-0,3
Georgia	6,63	1,01	0,00	-18,0
Islandia	13,41	2,59	0,21	-6,2
Kosovo	6,05	0,45	0,35	0,8
Liechtenstein	21,15	1,51	1,41	6,5

Tabla 3. Precios de la electricidad de consumo doméstico en Europa [3]

INDUSTRIAL (**)			
1er semestre 2020 Euros / 100 kWh	Precio (***)	Impuestos no recuperables (incluidos en precio)	D %
UE 27	12,54	4,43	4,3
Alemania	17,81	9,32	14,4
Austria	11,92	3,15	10,8
Bélgica	11,71	3,76	1,8
Bulgaria	8,16	0,11	-8,0
Chequia	8,46	1,30	10,2
Chipre	14,48	2,70	-10,6
Croacia	10,43	1,45	0,9
Dinamarca	6,12	0,72	-13,4
Eslovaquia	13,21	3,44	2,7
Eslovenia	9,84	1,73	2,6
España	10,76	2,90	-6,3
Estonia	8,23	1,48	-10,3
Finlandia	6,95	0,70	-2,0
Francia	10,51	2,11	2,6
Grecia	10,79	2,53	0,5
Hungría	9,95	1,46	2,6
Irlanda	13,26	0,61	-1,9
Italia	15,03	6,47	-8,7
Letonia	10,30	2,17	-2,1
Lituania	9,43	0,72	1,8
Luxemburgo	9,28	1,04	3,5
Malta	13,43	0,15	-0,1
Países Bajos	13,76	7,00	46,2
Polonia	10,86	2,86	8,3
Portugal	11,25	3,31	-3,2
Reino Unido	16,48	5,83	8,5
Rumanía	10,63	1,73	9,4
Suecia	6,45	0,04	-16,5
Otros países			
Bosnia y Herzegovina	7,34	0,26	10,0
Georgia	5,05	0,00	-15,1
Islandia	7,32	0,20	26,4
Kosovo	6,72	0,34	1,8
Liechtenstein	10,21	1,41	6,7

Tabla 4. Precios de la electricidad de consumo industrial en Europa [3]

Capítulo 3. MICRORREDES

La microrred es un sistema de generación eléctrica bidireccional que distribuye la electricidad generada mediante la integración de fuentes de energía renovables hacia pequeños consumos como municipios, pueblos o vecindarios. La Figura 2 muestra un esquema de una microrred, formada por la generación distribuida (generador diésel, parque eólico, energía solar y baterías de litio), la red de distribución a la que se conecta, el controlador de la microrred y el consumo final (servicios públicos).

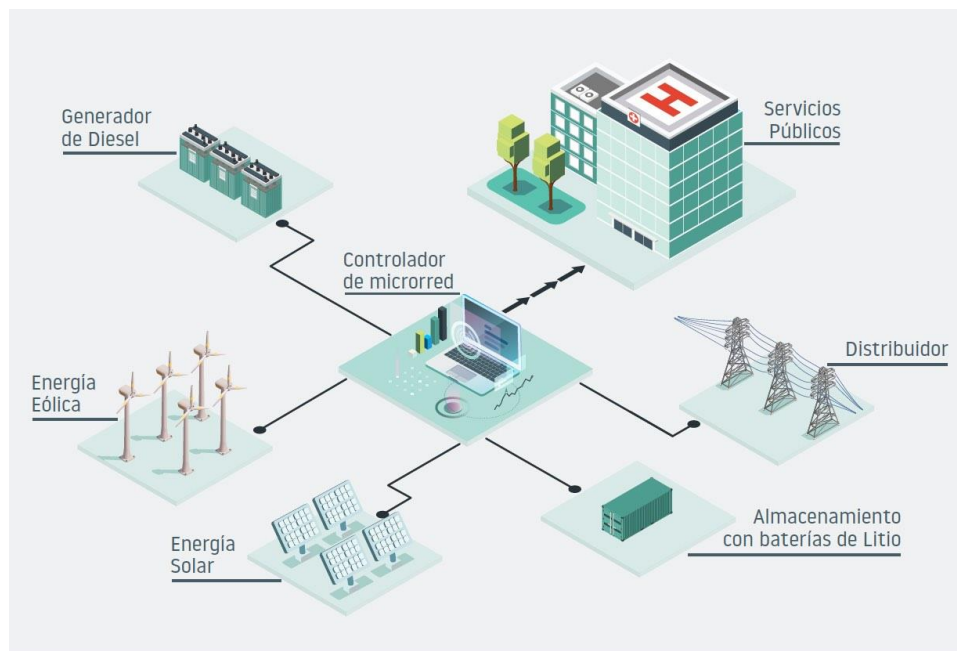


Figura 2. Esquema ejemplo de una microrred inteligente [6]

Una microrred inteligente es capaz de aislarse del resto de la red de distribución para ser autosuficiente con la energía generada por las diferentes tecnologías

distribuidas. Sin embargo, si en algún momento fuera necesario cubrir más demanda de la disponible, puede conectarse a la red. En caso de producir más de lo necesario, se vierte dicha energía sobrante a la red.

Las principales ventajas que presentan la implantación de este tipo de redes son [4]:

- La integración de fuentes de origen renovable, lo que incrementa la fiabilidad de la red.
- Disminución de la dependencia con la red de distribución.
- Reducción de pérdidas de potencia debido a la cercanía de los puntos de generación y consumo.
- Ofrecen mucha más estabilidad.
- Beneficioso para medio ambiente al reducir las emisiones de efecto invernadero.
- Mejora de la eficiencia de consumo eléctrico y térmico.
- Ahorro económico respecto al sistema de transporte y distribución de energía eléctrica tradicional.

Capítulo 4. RESIDUOS DISPONIBLES EN GUADALAJARA

En este apartado se van a estimar las cantidades totales de residuos generados en la ciudad de Guadalajara y alrededores en 2020. Para obtener información sobre los residuos sólidos urbanos (RSU) se ha contactado con el técnico de Medio Ambiente del Ayuntamiento de Guadalajara y se han buscado informes oficiales que estimen el dato [5]. Las cantidades de residuos orgánicos de origen forestal se han obtenido a partir del informe de 2020 de la Consejería de Agricultura, Medioambiente y Desarrollo rural de Castilla La-Mancha [6]. Respecto a los residuos de origen agrícola, no ha sido posible obtener datos ya que no existen estudios que cuantifiquen la producción total de ese sector en la zona, y son datos desconocidos por las entidades públicas pertinentes. Por tanto, para el dimensionamiento de la planta de gasificación por plasma, la biomasa necesaria tendrá como origen los residuos sólidos urbanos que sean orgánicos y los residuos forestales aprovechables.

4.1 RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS

El municipio de Guadalajara tiene una superficie de 235,52 km², con una población de 87484 habitantes, siendo la segunda ciudad más poblada de Castilla La-Mancha tras Albacete. Según los datos recogidos [5], en el año 2020 se estima una cantidad total de 31309,41 toneladas de residuos sólidos urbanos generados.

De estos residuos, según estudios del PNIR (Plan Nacional de Investigación de Residuos), el 44% se corresponden a materia orgánica (ver Gráfica, la cual será necesaria como fuente de biomasa en la planta de gasificación).

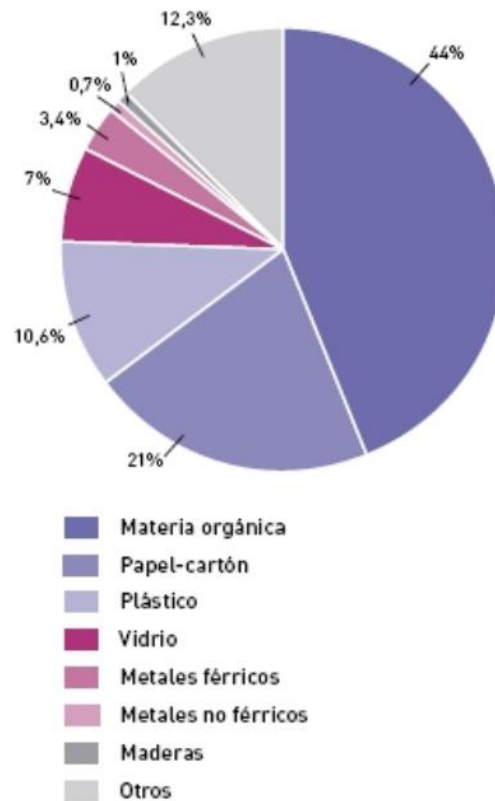


Figura 3. Composición de los RSU [1]

Por tanto, los RSU aprovechables generados en la ciudad anualmente son **13776,14 toneladas**. Esto supone **37,74 toneladas diarias**.

4.2 RESIDUOS FORESTALES

La provincia de Guadalajara, muy rica en superficies arbóreas, tiene un total de 12167 km² de territorio. En total, la Biomasa Forestal Residual (BFR) de la provincia tiene una superficie de 3358,29 km² y en al año se producen 137043 toneladas, según la siguiente tabla sacada del informe “Estrategia regional de la biomasa forestal en Castilla-La Mancha” publicado en 2018.

BFR_FRACCIÓN ARBÓREA (POR PROVINCIAS)	Superficie (ha)	%	BIOMASA (tn/año)	%
ALBACETE	212.325	14,79	74.108	14,32
CIUDAD REAL	277.622	19,34	72.308	13,98
CUENCA	435.869	30,37	179.935	34,78
GUADALAJARA	335.829	23,40	137.043	26,49
TOLEDO	173.580	12,09	53.999	10,44
TOTAL	1.435.225	100	517.393	100

Tabla 5. Superficie y toneladas anuales de la BFR en CLM [6]

El informe mencionado divide el mapa de Castilla La-Mancha en zonas o teselas donde se existe mayor densidad de la Biomasa Forestal Residual (ver Figura 4). En concreto en la provincia de Guadalajara se distinguen dos teselas donde se concentra la mayor parte de la densidad de superficie forestal, una zona situada al Este y otra al Noroeste.

En cuanto a la primera, no se va a considerar como cantidad de BFR utilizable en la planta de gasificación, ya que se ha considerado que es la zona que provee de recursos a la central de biomasa de Corduente. Esta central es termoeléctrica, requiere alrededor de 20000 toneladas de residuos forestales al año y su construcción se planificó como respuesta al incendio que asoló Guadalajara en 2005. La central se inauguró en 2009 y se cerró en 2012 debido a pérdidas económicas según Iberdrola. Se vendió a Norvento y en 2017 se procedió a su reapertura hasta enero de 2021 que ha vuelto a cerrarse. Es por ello que, para el estudio de este proyecto, solamente se tendrá en cuenta la tesela Noroeste (zona 5 en el mapa).

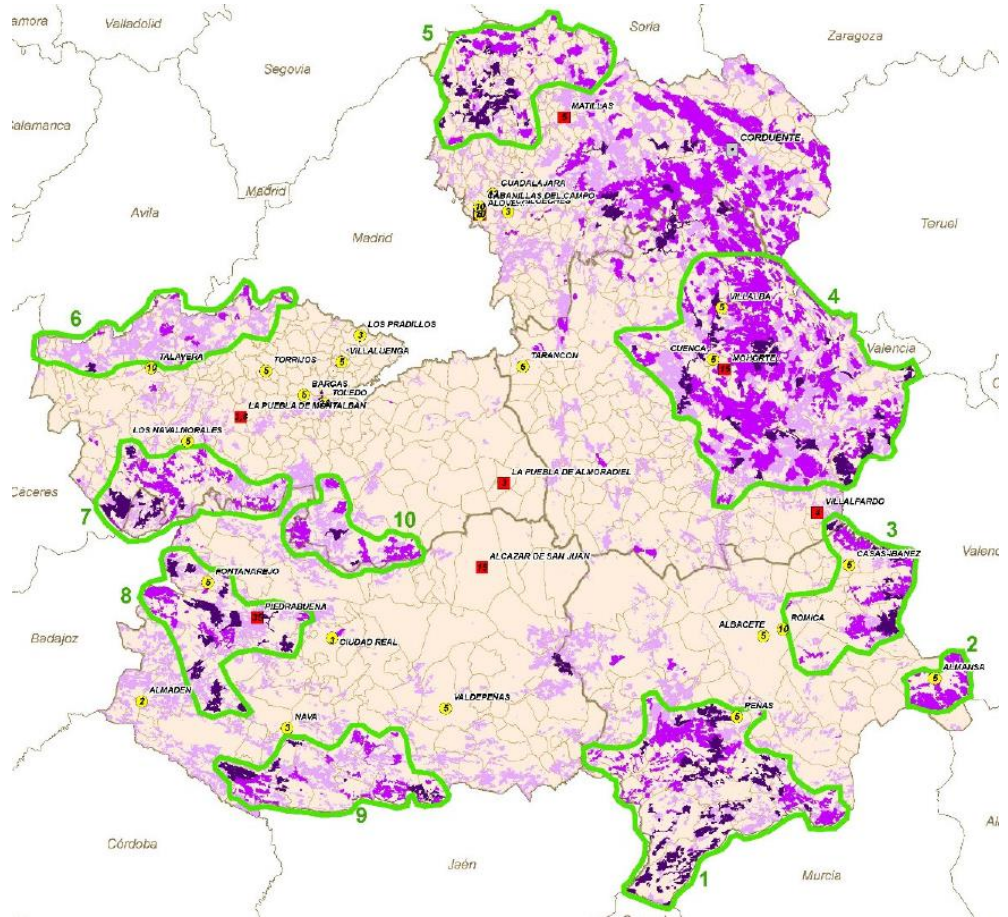


Figura 4. Mapa de concentración de BFR en CLM y división en zonas [6]

Conforme a la Tabla 6, en la zona escogida como objeto de estudio, Las Mantillas, se producen **25653 toneladas** de Biomasa Forestal Residual al año. Esto equivale a **70,28 toneladas diarias**, que servirán para abastecer la planta de gasificación por plasma junto con los residuos urbanos diarios calculados anteriormente.

Zona de interés	PROVINCIA	BFR (tn/año)	BFR utilidad pública (tn/año)	BFR JCCM (tn/año)
1_PEÑAS	ALBACETE	37.109	23.592	11.749
2_ALMANSA	ALBACETE	5.833	5.732	0
3_CASASIBAÑEZ	ALBACETE	15.057	10.905	4.186
4_CUENCA	CUENCA	132.175	79.935	12.375
5_MATILLAS	GUADALAJARA	25.653	16.565	6.934
6_TALavera	TOLEDO	18.471	2.932	65
7_NAVALMORALES	TOLEDO	16.880	10.002	3.066
8_FONTANAREJO	CIUDAD REAL	20.503	10.363	6.753
9_NAVA	CIUDAD REAL	17.433	8.416	2.914
10_CONSUEGRA	TOLEDO	10.866	4.775	413

Tabla 6. Toneladas de BFR al año según las zonas [6]

Capítulo 5. DEMANDA ANUAL EN GUADALAJARA

Con el fin de realizar el análisis de la microrred inteligente que suministra de forma ininterrumpida a la población de Guadalajara, es necesario conocer la demanda eléctrica anual de la ciudad. Para ello, es muy importante conocer los picos máximos de demanda tanto en invierno como en verano, de tal manera que la planta de gasificación por plasma pueda cubrir toda la demanda sin necesidad de la generación distribuida no gestionable. La intención es que a la población se le pueda suministrar energía eléctrica de forma constante y de calidad sin importar las condiciones climáticas de la zona. Por tanto, en el peor de los casos no habrá generación eólica, fotovoltaica o minihidráulica y el 100% se suministrará gracias a la renovable gestionable.

En este apartado se muestra una estimación diaria de la demanda acumulada en la ciudad de Guadalajara durante el año 2020. Los datos han sido facilitados por Unión Fenosa Distribución, la compañía distribuidora del grupo *Naturgy*. A lo largo de los diferentes meses, se destacarán aquellos días de demanda máxima, para finalmente obtener el máximo absoluto en el año.

5.1 DEMANDA EN ENERO

En la siguiente tabla se especifica la demanda acumulada para cada día del mes de enero de 2020. Se puede observar que la demanda máxima para el mes se alcanza el 21 de enero con 158617 kWh.

Día de 2020	Demanda (kWh)		
		16-ene.	146887
1-ene.	118509	17-ene.	145373
2-ene.	142556	18-ene.	134064
3-ene.	146421	19-ene.	126054
4-ene.	131856	20-ene.	157485
5-ene.	123542	21-ene.	158617
6-ene.	118546	22-ene.	152949
7-ene.	145250	23-ene.	151050
8-ene.	147059	24-ene.	149757
9-ene.	146555	25-ene.	134644
10-ene.	146737	26-ene.	122363
11-ene.	134621	27-ene.	151243
12-ene.	127143	28-ene.	156505
13-ene.	153163	29-ene.	152592
14-ene.	153764	30-ene.	151731
15-ene.	151473	31-ene.	146672

Tabla 7. Demanda diaria en enero

El siguiente gráfico representa de forma más visual la evolución de la demanda en el mes.

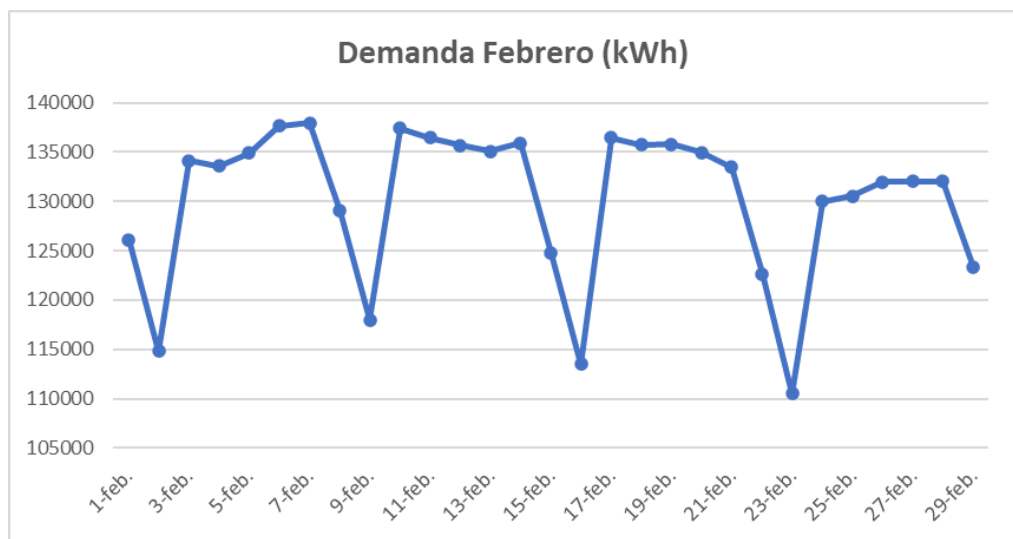


Gráfico 3. Demanda en enero [Elaboración propia]

5.2 DEMANDA EN FEBRERO

En la siguiente tabla se especifica la demanda acumulada para cada día del mes de febrero de 2020. Se puede observar que la demanda máxima para el mes se alcanza el 7 de febrero con 137686 kWh.

Día de 2020	Demanda (kWh)		
1-feb.	126106		
2-feb.	114841	16-feb.	113477
3-feb.	134124	17-feb.	136452
4-feb.	133610	18-feb.	135728
5-feb.	134918	19-feb.	135783
6-feb.	137686	20-feb.	134980
7-feb.	137941	21-feb.	133462
8-feb.	129078	22-feb.	122644
9-feb.	117965	23-feb.	110496
10-feb.	137418	24-feb.	129981
11-feb.	136444	25-feb.	130542
12-feb.	135708	26-feb.	131972
13-feb.	135070	27-feb.	132048
14-feb.	135922	28-feb.	132021
15-feb.	124742	29-feb.	123304

Tabla 8. Demanda diaria en febrero

El siguiente gráfico representa de forma más visual la evolución de la demanda en el mes.

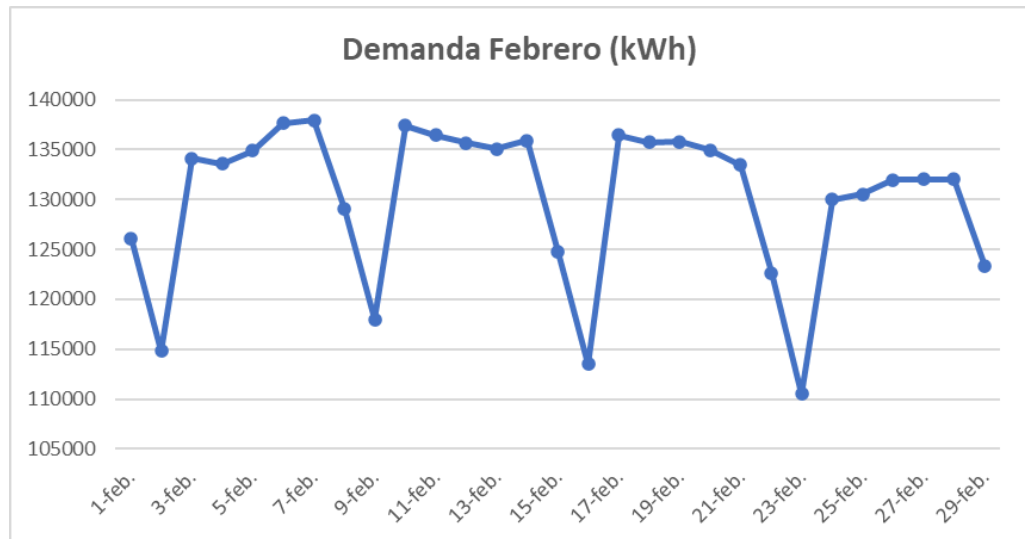


Gráfico 4. Demanda en febrero [Elaboración propia]

5.3 DEMANDA EN MARZO

En la siguiente tabla se especifica la demanda acumulada para cada día del mes de marzo de 2020. Se puede observar que la demanda máxima para el mes se alcanza el 6 de marzo con 134884 kWh.

Día de 2020	Demanda (kWh)	16-mar.	120203
1-mar.	114031	17-mar.	118744
2-mar.	131195	18-mar.	115915
3-mar.	134493	19-mar.	106865
4-mar.	128203	20-mar.	114142
5-mar.	130193	21-mar.	109711
6-mar.	134884	22-mar.	105193
7-mar.	123953	23-mar.	117049
8-mar.	113533	24-mar.	116206
9-mar.	130342	25-mar.	114850
10-mar.	127435	26-mar.	114642
11-mar.	124683	27-mar.	117498
12-mar.	122500	28-mar.	108865
13-mar.	119221	29-mar.	96965
14-mar.	103938	30-mar.	117046
15-mar.	98687	31-mar.	119396

Tabla 9. Demanda diaria en marzo

El siguiente gráfico representa de forma más visual la evolución de la demanda en el mes.

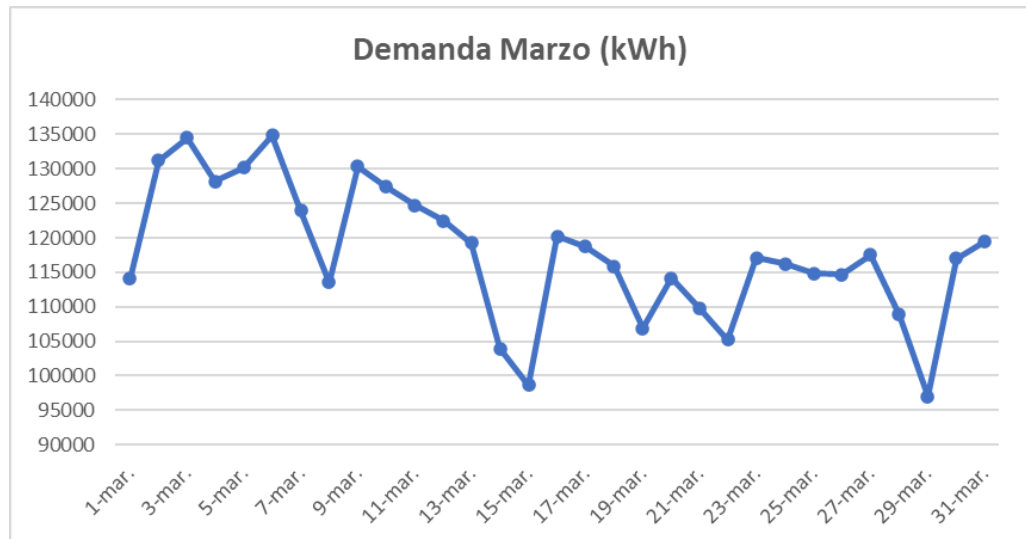


Gráfico 5. Demanda en marzo [Elaboración propia]

5.4 DEMANDA EN ABRIL

En la siguiente tabla se especifica la demanda acumulada para cada día del mes de abril de 2020. Se puede observar que la demanda máxima para el mes se alcanza el 1 de abril con 115633 kWh.

Día de 2020	Demanda (kWh)		
1-abr.	115633	16-abr.	102710
2-abr.	113093	17-abr.	101191
3-abr.	110642	18-abr.	99510
4-abr.	104358	19-abr.	89498
5-abr.	95605	20-abr.	98926
6-abr.	107353	21-abr.	102432
7-abr.	105546	22-abr.	100692
8-abr.	102723	23-abr.	99527
9-abr.	95481	24-abr.	97216
10-abr.	94260	25-abr.	94720
11-abr.	98986	26-abr.	86333
12-abr.	89718	27-abr.	96478
13-abr.	94897	28-abr.	98360
14-abr.	101620	29-abr.	97399
15-abr.	103848	30-abr.	96997

Tabla 10. Demanda diaria en abril

El siguiente gráfico representa de forma más visual la evolución de la demanda en el mes.

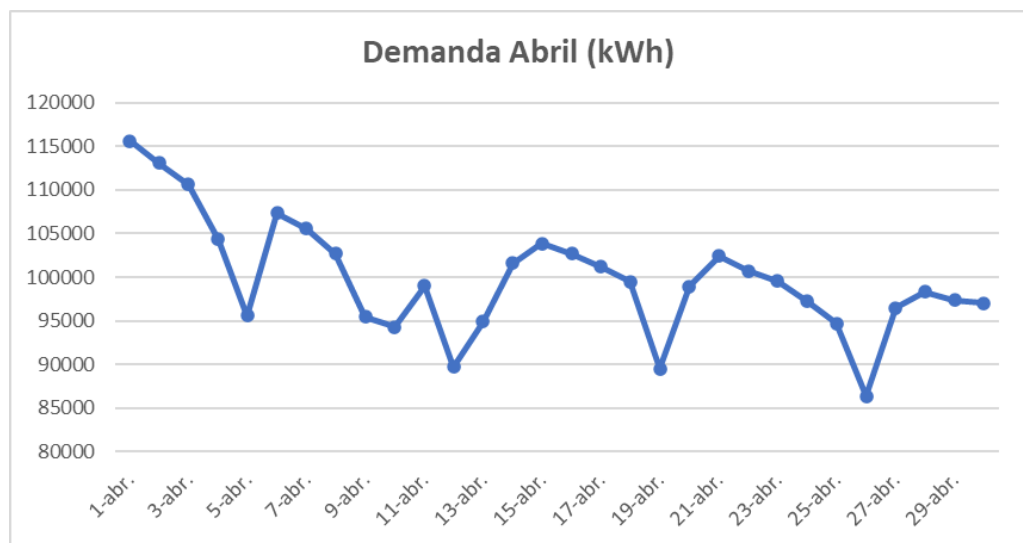


Gráfico 6. Demanda en abril [Elaboración propia]

5.5 DEMANDA EN MAYO

En la siguiente tabla se especifica la demanda acumulada para cada día del mes de mayo de 2020. Se puede observar que la demanda máxima para el mes se alcanza el 29 de mayo con 109039 kWh.

Día de 2020	Demanda (kWh)		
		16-may.	90931
1-may.	89232	17-may.	83415
2-may.	90137	18-may.	96410
3-may.	83147	19-may.	95942
4-may.	93136	20-may.	98031
5-may.	92294	21-may.	100354
6-may.	91613	22-may.	104077
7-may.	92079	23-may.	99131
8-may.	93119	24-may.	89638
9-may.	87125	25-may.	106459
10-may.	81474	26-may.	106424
11-may.	91483	27-may.	108238
12-may.	94711	28-may.	108284
13-may.	95367	29-may.	109039
14-may.	98068	30-may.	104636
15-may.	96448	31-may.	89497

Tabla 11. Demanda diaria en mayo

El siguiente gráfico representa de forma más visual la evolución de la demanda en el mes.

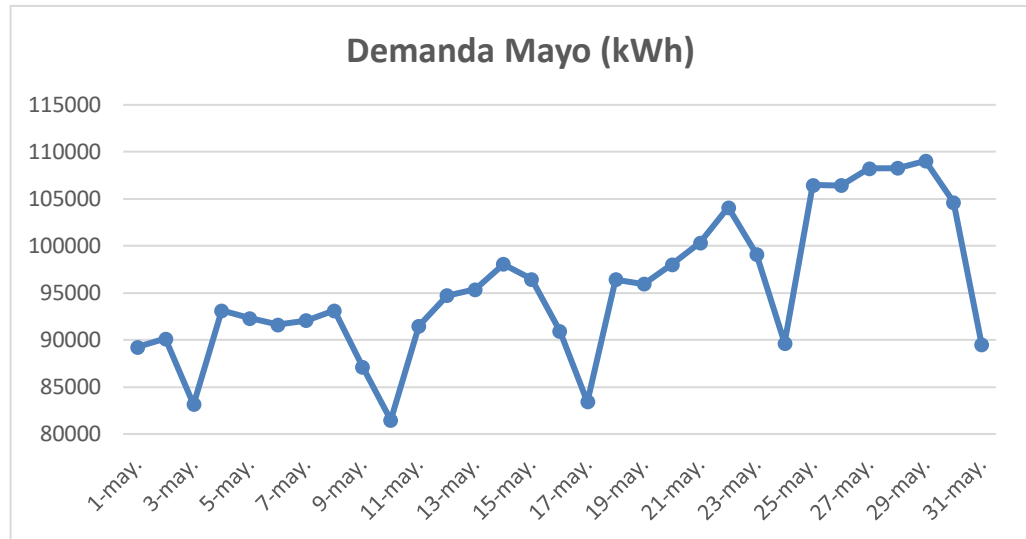


Gráfico 7. Demanda en mayo [Elaboración propia]

5.6 DEMANDA EN JUNIO

En la siguiente tabla se especifica la demanda acumulada para cada día del mes de junio de 2020. Se puede observar que la demanda máxima para el mes se alcanza el 30 de junio con 140691 kWh.

Día de 2020	Demanda (kWh)		
1-jun.	108581	16-jun.	107899
2-jun.	113848	17-jun.	107952
3-jun.	112604	18-jun.	110615
4-jun.	104542	19-jun.	113389
5-jun.	106333	20-jun.	109084
6-jun.	101804	21-jun.	97602
7-jun.	86023	22-jun.	124643
8-jun.	99969	23-jun.	129973
9-jun.	100973	24-jun.	127192
10-jun.	103155	25-jun.	132309
11-jun.	92992	26-jun.	127546
12-jun.	99830	27-jun.	116150
13-jun.	98424	28-jun.	109448
14-jun.	85560	29-jun.	137388
15-jun.	106438	30-jun.	140691

Tabla 12. Demanda diaria en junio

El siguiente gráfico representa de forma más visual la evolución de la demanda en el mes.

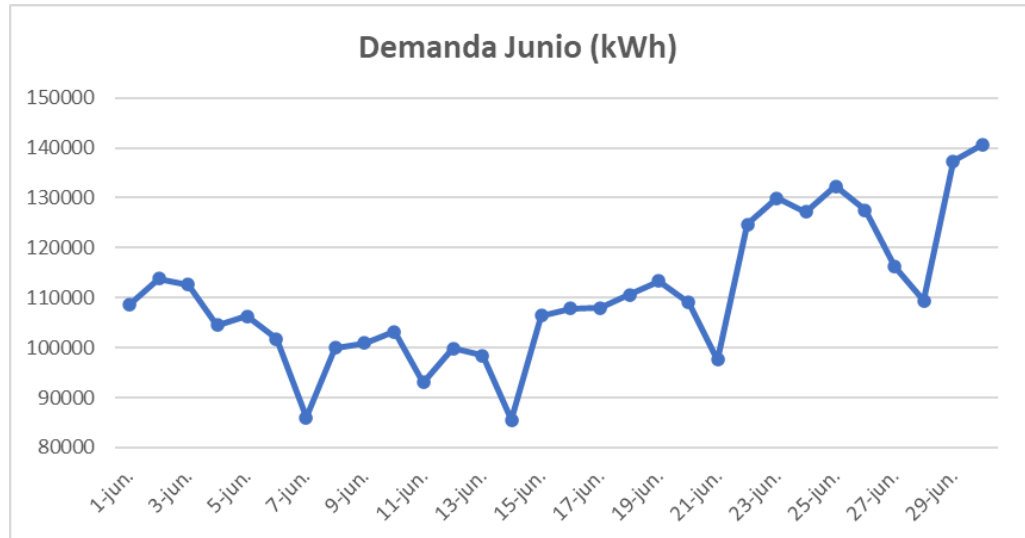


Gráfico 8. Demanda en junio [Elaboración propia]

5.7 DEMANDA EN JULIO

En la siguiente tabla se especifica la demanda acumulada para cada día del mes de julio de 2020. Se puede observar que la demanda máxima para el mes se alcanza el 30 de julio con 158334 kWh.

Día de 2020	Demanda (kWh)		
		16-jul.	127770
1-jul.	141928	17-jul.	129683
2-jul.	137452	18-jul.	119817
3-jul.	127121	19-jul.	110265
4-jul.	118875	20-jul.	139906
5-jul.	112461	21-jul.	144100
6-jul.	141070	22-jul.	136954
7-jul.	142088	23-jul.	141152
8-jul.	141972	24-jul.	143868
9-jul.	132988	25-jul.	130167
10-jul.	131011	26-jul.	118531
11-jul.	125888	27-jul.	153889
12-jul.	109045	28-jul.	154813
13-jul.	132354	29-jul.	155294
14-jul.	129326	30-jul.	158334
15-jul.	125210	31-jul.	155601

Tabla 13. Demanda diaria julio

El siguiente gráfico representa de forma más visual la evolución de la demanda en el mes.

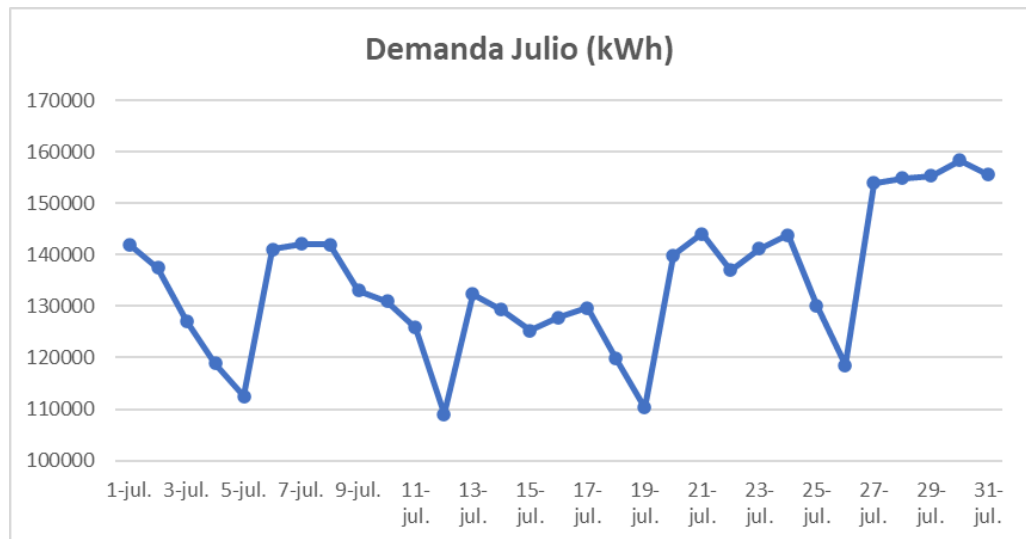


Gráfico 9. Demanda en julio [Elaboración propia]

5.8 DEMANDA EN AGOSTO

En la siguiente tabla se especifica la demanda acumulada para cada día del mes de agosto de 2020. Se puede observar que la demanda máxima para el mes se alcanza el 3 de agosto con 157590 kWh.

Día de 2020	Demanda (kWh)		
1-ago.	146084	16-ago.	141854
2-ago.	152025	17-ago.	136431
3-ago.	157590	18-ago.	122525
4-ago.	142003	19-ago.	114679
5-ago.	132043	20-ago.	134310
6-ago.	155273	21-ago.	137414
7-ago.	154050	22-ago.	137069
8-ago.	148088	23-ago.	137435
9-ago.	142052	24-ago.	137139
10-ago.	135831	25-ago.	124280
11-ago.	132377	26-ago.	113283
12-ago.	125725	27-ago.	136954
13-ago.	143151	28-ago.	142190
14-ago.	138246	29-ago.	138882
15-ago.	123467	30-ago.	140517
		31-ago.	138434

Tabla 14. Demanda diaria en agosto

El siguiente gráfico representa de forma más visual la evolución de la demanda en el mes.

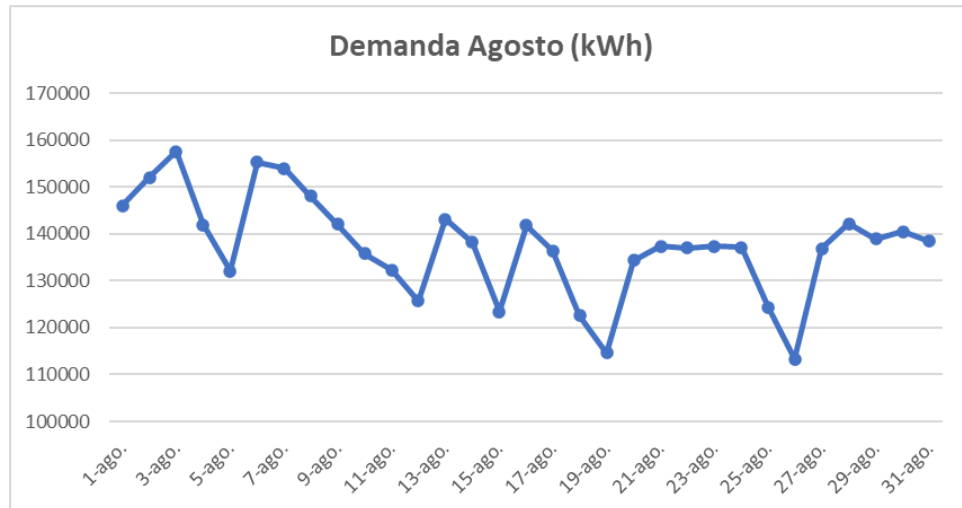


Gráfico 10. Demanda en agosto [Elaboración propia]

5.9 DEMANDA EN SEPTIEMBRE

En la siguiente tabla se especifica la demanda acumulada para cada día del mes de septiembre de 2020. Se puede observar que la demanda máxima para el mes se alcanza el 15 de septiembre con 122232 kWh.

Día de 2020	Demanda (kWh)		
1-sep.	107220	16-sep.	121274
2-sep.	111313	17-sep.	118818
3-sep.	113989	18-sep.	98420
4-sep.	116726	19-sep.	100219
5-sep.	110029	20-sep.	86585
6-sep.	97715	21-sep.	106966
7-sep.	107500	22-sep.	107099
8-sep.	96045	23-sep.	108689
9-sep.	110895	24-sep.	107622
10-sep.	116339	25-sep.	104949
11-sep.	117204	26-sep.	100575
12-sep.	109355	27-sep.	88114
13-sep.	97613	28-sep.	105950
14-sep.	120057	29-sep.	106434
15-sep.	122232	30-sep.	106239

Tabla 15. Demanda diaria en septiembre

El siguiente gráfico representa de forma más visual la evolución de la demanda en el mes.

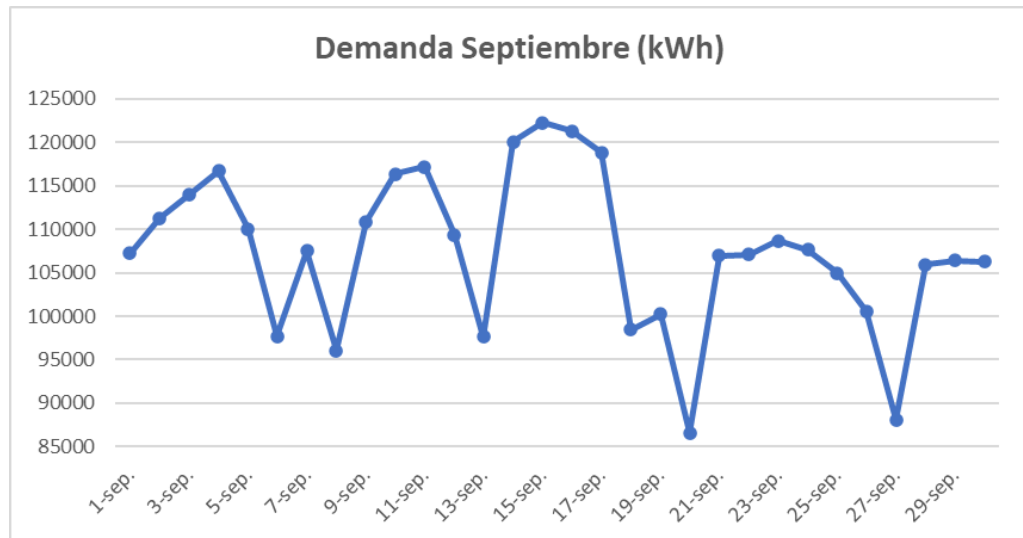


Gráfico 11. Demanda en septiembre [Elaboración propia]

5.10 DEMANDA EN OCTUBRE

En la siguiente tabla se especifica la demanda acumulada para cada día del mes de octubre de 2020. Se puede observar que la demanda máxima para el mes se alcanza el 28 de octubre con 127835 kWh.

Día de 2020	Demanda (kWh)		
		16-oct.	118115
1-oct.	108176	17-oct.	111121
2-oct.	111043	18-oct.	99556
3-oct.	106399	19-oct.	117265
4-oct.	95687	20-oct.	118606
5-oct.	112790	21-oct.	119148
6-oct.	113626	22-oct.	119231
7-oct.	112121	23-oct.	118663
8-oct.	111248	24-oct.	112513
9-oct.	108472	25-oct.	109157
10-oct.	103550	26-oct.	125350
11-oct.	90589	27-oct.	126284
12-oct.	98589	28-oct.	127835
13-oct.	111409	29-oct.	124916
14-oct.	112757	30-oct.	123574
15-oct.	115519	31-oct.	112133

Tabla 16. Demanda diaria en octubre

El siguiente gráfico representa de forma más visual la evolución de la demanda en el mes.

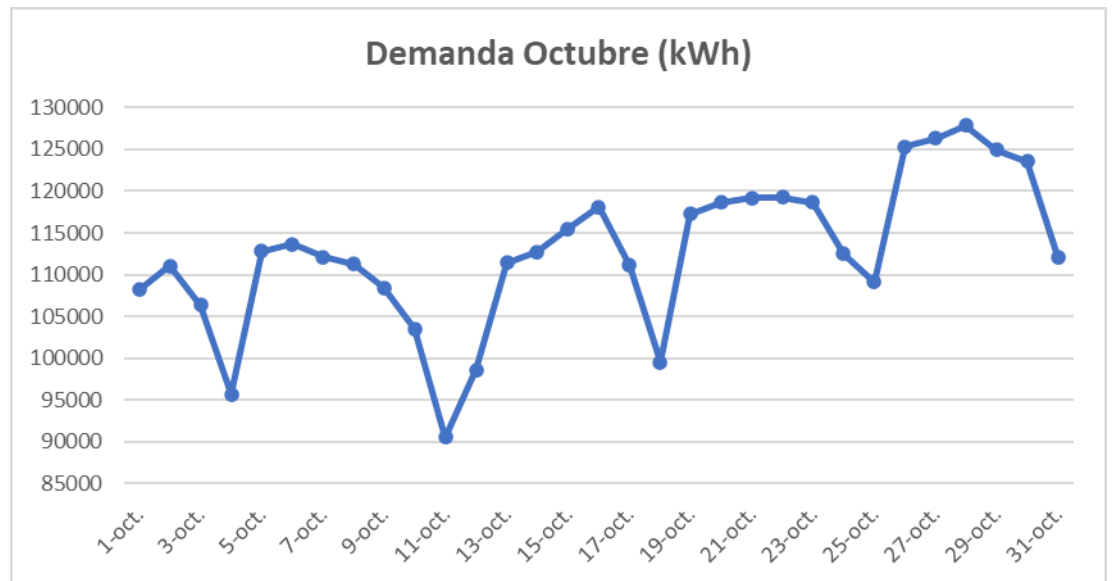


Gráfico 12. Demanda en octubre [Elaboración propia]

5.11 DEMANDA EN NOVIEMBRE

En la siguiente tabla se especifica la demanda acumulada para cada día del mes de noviembre de 2020. Se puede observar que la demanda máxima para el mes se alcanza el 30 de noviembre con 139089 kWh.

Día de 2020	Demanda (kWh)		
1-nov.	100943	16-nov.	123795
2-nov.	118844	17-nov.	124624
3-nov.	123587	18-nov.	128965
4-nov.	129055	19-nov.	126629
5-nov.	130229	20-nov.	126704
6-nov.	124179	21-nov.	115107
7-nov.	115482	22-nov.	108823
8-nov.	105297	23-nov.	132808
9-nov.	125626	24-nov.	135560
10-nov.	125485	25-nov.	137062
11-nov.	126157	26-nov.	137183
12-nov.	127657	27-nov.	136602
13-nov.	125724	28-nov.	124638
14-nov.	117873	29-nov.	118680
15-nov.	106762	30-nov.	139089

Tabla 17. Demanda diaria en noviembre

El siguiente gráfico representa de forma más visual la evolución de la demanda en el mes.

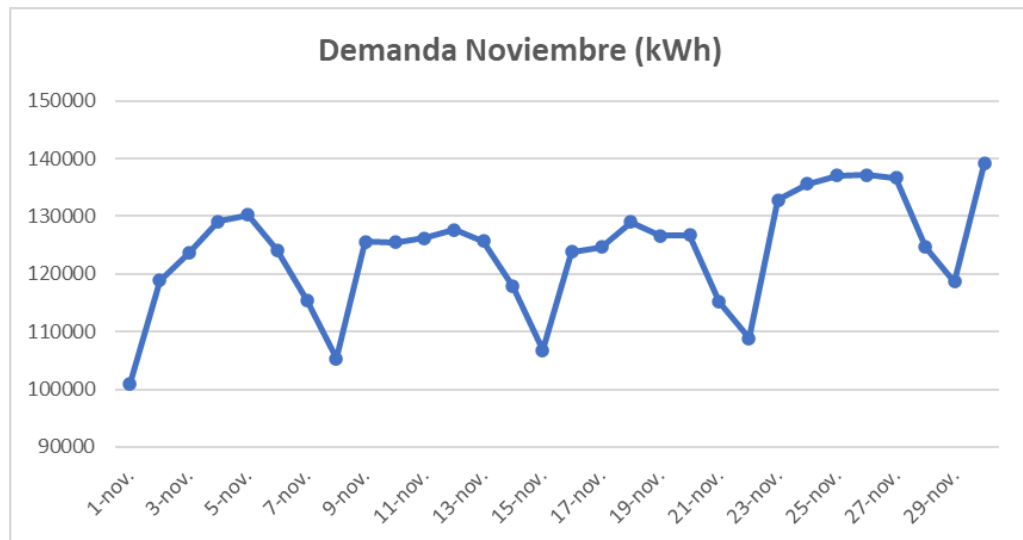


Gráfico 13. Demanda en noviembre [Elaboración propia]

5.12 DEMANDA EN DICIEMBRE

En la siguiente tabla se especifica la demanda acumulada para cada día del mes de diciembre de 2020. Se puede observar que la demanda máxima para el mes se alcanza el 30 de diciembre con 157007 kWh.

Día de 2020	Demanda (kWh)		
1-dic.	139232	16-dic.	144502
2-dic.	142895	17-dic.	140725
3-dic.	150845	18-dic.	145369
4-dic.	151859	19-dic.	134477
5-dic.	140983	20-dic.	126505
6-dic.	132795	21-dic.	146568
7-dic.	146656	22-dic.	145185
8-dic.	133892	23-dic.	147993
9-dic.	150134	24-dic.	135972
10-dic.	150353	25-dic.	117733
11-dic.	144336	26-dic.	138082
12-dic.	129000	27-dic.	137291
13-dic.	124141	28-dic.	153079
14-dic.	140929	29-dic.	156208
15-dic.	142796	30-dic.	157007
		31-dic.	148866

Tabla 18. Demanda diaria en diciembre

El siguiente gráfico representa de forma más visual la evolución de la demanda en el mes.

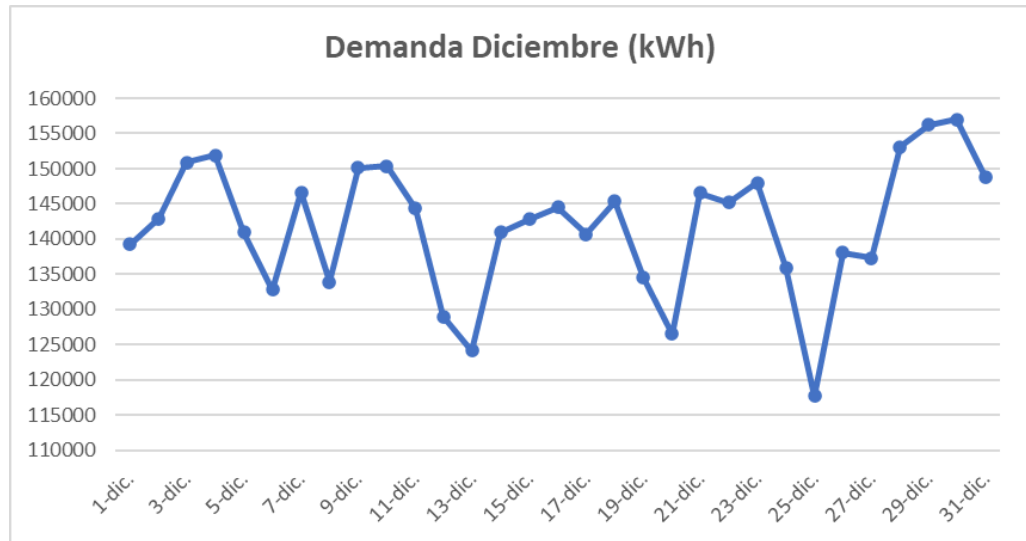


Gráfico 14. Demanda en diciembre [Elaboración propia]

5.13 DEMANDA TOTAL Y MÁXIMA

En este subapartado se representa la curva de demanda anual durante todo el 2020 en la ciudad de Guadalajara (ver Gráfico 15). En total, la demanda de ese año fue de **44,382 GWh**, cantidad que debe ser superada por la generación anual de la planta de gasificación por plasma.

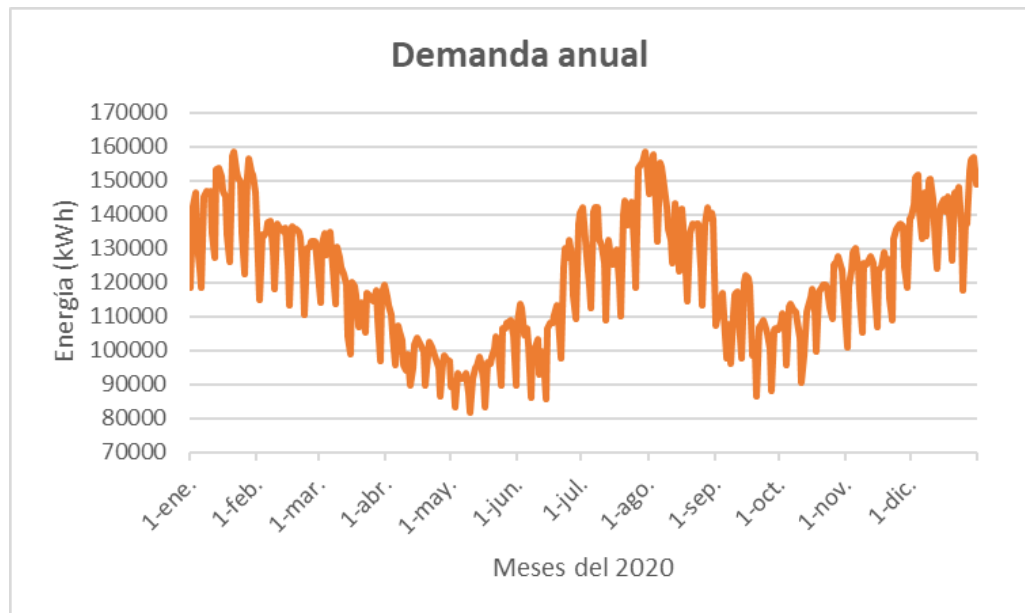


Gráfico 15. Demanda anual en 2020 [Elaboración propia]

Finalmente, en la siguiente gráfica (Gráfico 16), se muestran los máximos de demanda para cada mes y el máximo absoluto de **158,334MWh** correspondiente al día 30 de julio de 2020. Por tanto, para el dimensionamiento de las pilas de combustible que utilizarán el hidrógeno generado en la planta de gasificación por plasma, será necesario una potencia instalada superior a 158,334 MW. Se va a considerar una potencia instalada en las pilas de **170MW** para cubrir el máximo de demanda diaria.

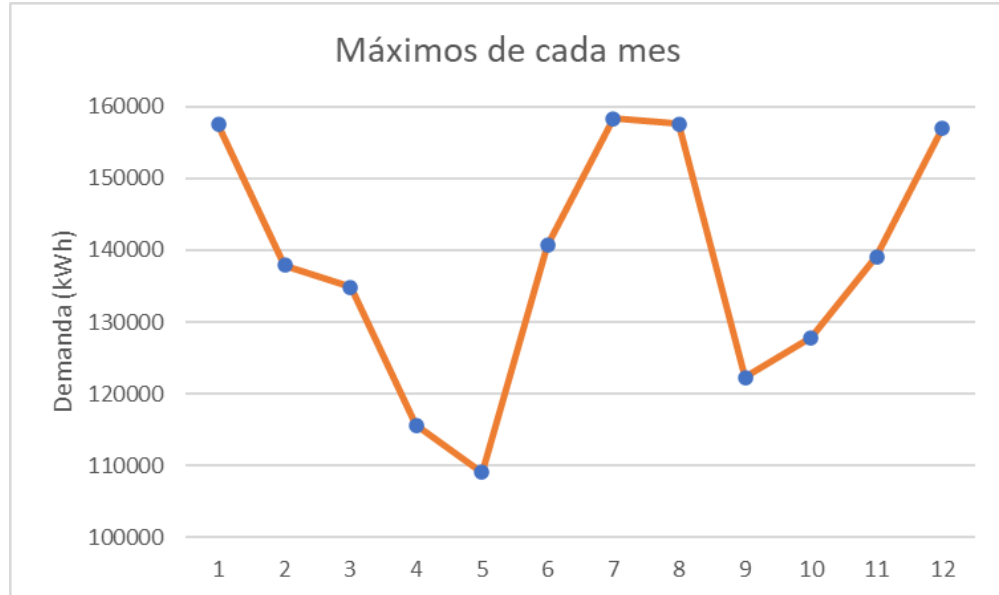


Gráfico 16. Máximos de demanda en 2020 [Elaboración propia]

Capítulo 6. GENERACIÓN DISTRIBUIDA

INSTALADA EN GUADALAJARA

Este apartado se pretende describir la generación distribuida ya existente más importante y cercana a la ciudad de Guadalajara. En concreto, las plantas solares fotovoltaicas, parques eólicos y centrales minihidráulicas si hubiera, en un radio no superior a 40 km, siempre que pertenezcan a la provincia de Guadalajara.

6.1 GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Como se ha podido observar en las tablas y gráfico mostrados en el Capítulo 2, en el año 2020 la generación solar fotovoltaica representó un 6% de la generación total en España. La potencia instalada total de esta tecnología es de unos 11500MW, lo que representa el 10,5% de la potencia instalada a finales de 2020 en el país. Las horas de funcionamiento medio el año pasado fueron 1322 según el informe elaborado por el Foro Nuclear “Energía 2021” [3].

Por tanto, esta fuente de generación distribuida que depende de las horas de radiación solar no es gestionable y resulta poco rentable desde el punto de vista del “mix” energético en España.

Para conocer las características de radiación solar en la provincia de Guadalajara, es conveniente fijarse en el mapa de radiación media anual ilustrado en la Figura 5. En este mapa se concluye que la radiación en Guadalajara es de unos 1530 kWh/m², que equivalen a una media de 4,2 kWh/m² diarios. Las horas de incidencia solar al año en la zona son de 2329.

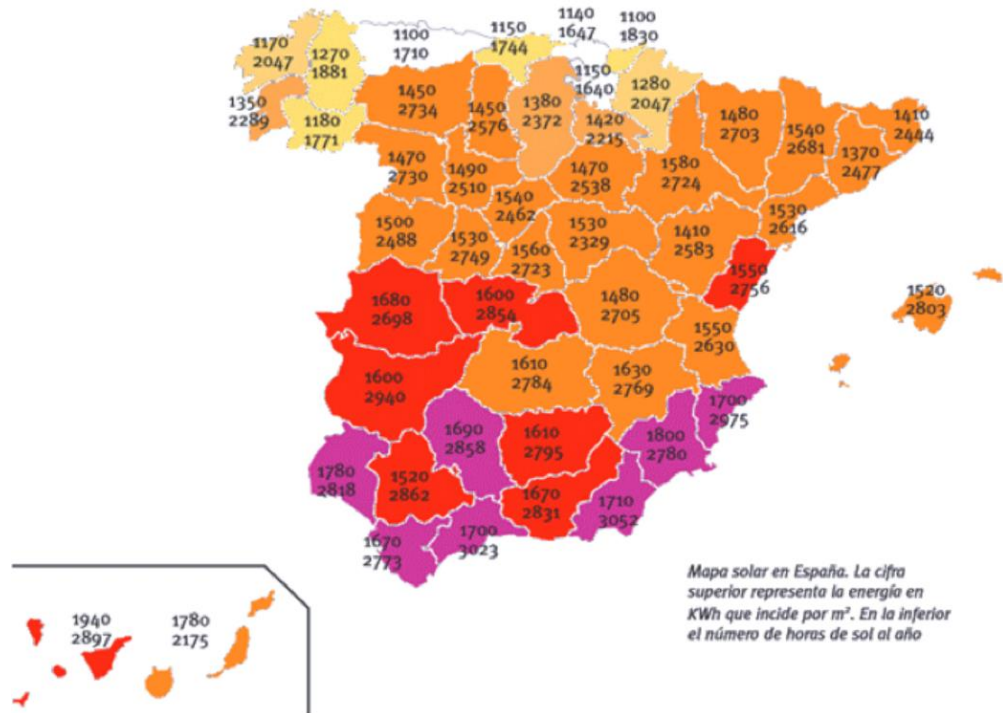


Figura 5. Mapa de la radiación solar y número de horas de sol al año [10]

A continuación, se van a describir las características de las instalaciones fotovoltaicas más destacables de la zona cercana a Guadalajara. Como fuente de información principal, Unión Fenosa Distribución ha facilitado datos de la localización y potencia instalada. También se ha utilizado la base de datos pública del Ministerio para la Transición Ecológica [7].

6.1.1 PLANTA FOTOVOLTAICA DE TARACENA

Datos sacados de la compañía *Montebalito Energías Renovables (MTBren)*, encargada de promocionar, desarrollar, construir y realizar labores de mantenimiento de plantas fotovoltaicas en España, maximizando su eficiencia [8].

- Localización: Taracena, provincia de Guadalajara
- Distancia a la ciudad de Guadalajara: 3,67 km.
- Potencia instalada: 3MW.
- Número de paneles: 16200 paneles fijos, marca Eoply.
- Superficie: 9 hectáreas.
- Producción anual estimada: 4530 MWh.
- Coste de inversión: 9 millones de euros.

6.1.2 PLANTA FOTOVOLTAICA EL CASAR

Datos obtenidos de la web corporativa de la compañía *Alten Energías Renovables* [9].

- Localización: El Casar, provincia de Guadalajara.
- Distancia a la ciudad de Guadalajara: 25 km.
- Potencia instalada: 13MW.
- Número de paneles: 34713 paneles fijos, modelo Chint 375 Wp Mono, PERC, HC.
- Superficie: 28,35 hectáreas.
- Producción anual estimada: 24900 MWh.
- Coste de inversión: 8 millones de euros.

6.1.3 PLANTA FOTOVOLTAICA HERAS DE AYUSO

Datos sacados de la compañía *Montebalito Energías Renovables (MTBren)*, encargada de promocionar, desarrollar, construir y realizar labores de mantenimiento de plantas fotovoltaicas en España, maximizando su eficiencia [10].

- Localización: Heras de Ayuso, provincia de Guadalajara.
- Distancia a la ciudad de Guadalajara: 25 km.
- Potencia instalada: 1 MW.
- Número de paneles: 5400 paneles fijos, modelo Canadian Solar.
- Superficie: 3 hectáreas.
- Producción anual estimada: 1620 MWh.
- Coste de inversión: 4,5 millones de euros.

6.1.4 COMPLEJO FOTOVOLTAICO DE TORIJA

El grupo Solaer instaló entre 2019 y 2020 cuatro parques solares en el municipio de Torija (Guadalajara) [11], estos son: Torija II Norte, Torija II Sur, Torija III y Torija IV. Las características son las mismas en cada uno:

- Localización: Torija, provincia de Guadalajara.
- Distancia a la ciudad de Guadalajara: 16,5 km.
- Potencia instalada: 5 MW (20MW entre los cuatro parques).
- Número de paneles: 30000 paneles en total tipo HEMK FS2285k FRAME 1.
- Superficie: 12,6 hectáreas (50,4 hectáreas entre los cuatro parques) [12].
- Producción anual estimada: 35000 MWh.
- Coste de inversión: 2,5 millones de euros (10 millones los cuatro parques) [12].

Las potencias netas instaladas y generación total se pueden apreciar en la Tabla 19.

Parque solar	Potencia instalada (MW)	Producción anual (MWh)
P.F. Taracena	3	4530
P.F. El Casar	13	24900
P.F. Heras de Ayuso	1	1610
P.F. Torija	20	35000
Total	37	66040

Tabla 19. Producción solar fotovoltaica anual

Por tanto, el conjunto tiene una generación anual de 66040 MWh o **66,04 GWh**.

6.2 GENERACIÓN EÓLICA

En el Capítulo 2 se ha comprobado la importancia de la energía eólica en España. Esta supuso una aportación a la energía total generada del 22% según el balance energético de 2020. Seguidamente, la tecnología representa un 24,7% de la potencia instalada total, lo que significan unos 27270 MW instalados. Según el Gráfico 2, la generación eólica tiene un tiempo medio anual de funcionamiento de 2013 horas.

A continuación, en la Figura 7 se muestra un Atlas eólico de España. A partir de este mapa, se puede concluir que la zona de Guadalajara presenta una velocidad

media del viento de 5 m/s.

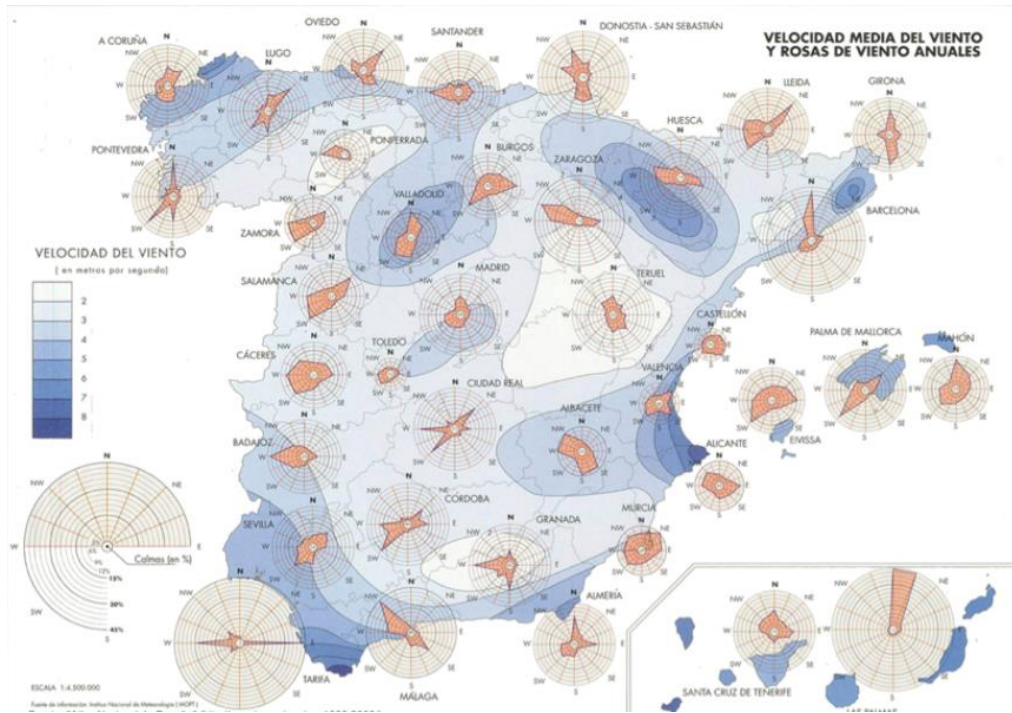


Figura 7. Mapa de la velocidad del viento en España [16]

En los siguientes apartados se especifican los parques eólicos de interés para formar parte de la generación distribuida de la microrred. Cabe destacar que en la provincia de Guadalajara la mayoría de los parques registrados se encuentran en la zona Este y Noreste, mientras que la ciudad de Guadalajara se sitúa al Oeste en el mapa. Por tanto, las distancias entre generación y consumo superan los 90 km en muchos casos, distancia demasiado grande para el diseño de nuestra red. Ante esta restricción parques elegidos para el estudio son: parque eólico Somolinos y parque eólico El Chaparro. Las características de ambos parques se han obtenido a partir de las bases de datos de la web *The Wind Power* [13].

6.2.1 PARQUE EÓLICO SOMOLINOS

El parque eólico de Somolinos tuvo su puesta en servicio en 2001, y tiene como operador y desarrollador a Iberdrola Renovables. Se encuentra en el municipio del mismo nombre, a 69 km de Guadalajara. Consta de 16 turbinas eólicas de modelo Gamesa G47/600, con una potencia de 660 kW y un diámetro de 47 metros cada una. La potencia instalada total es de 10,560 MW [13].

La curva característica del aerogenerador se muestra en el Gráfico 17.

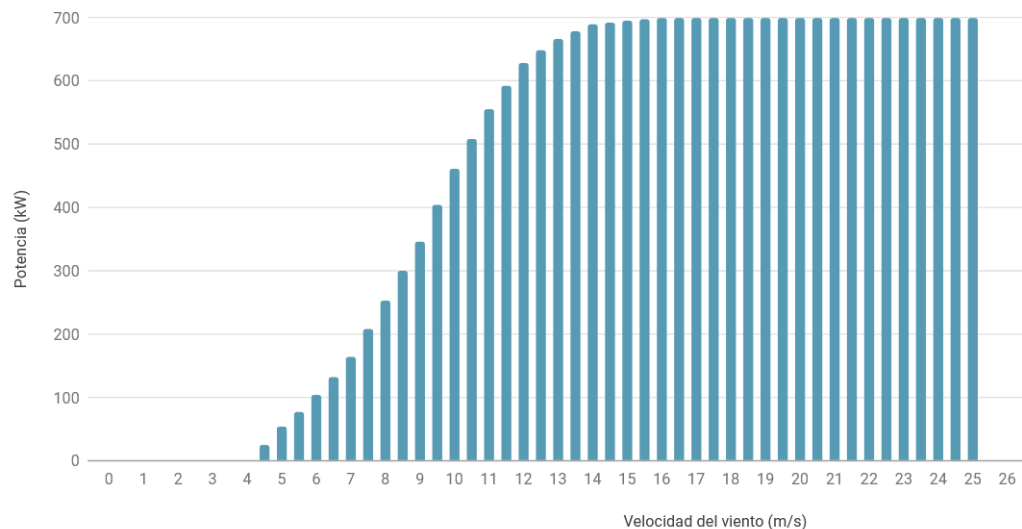


Gráfico 17. Curva característica del generador G47/600 [19]

Para calcular la energía neta producida por el parque se estima una media de 2000 horas al año de funcionamiento, con una eficiencia del 50%:

$$\text{Generación} = \text{Potencia total} \times \text{número de horas en operación} \times \text{rendimiento}$$

$$10,560\text{MW} \times 2000 \text{ horas} \times 0,5 = \mathbf{10,560 \text{ GWh}}$$

6.2.2 PARQUE EÓLICO EL CHAPARRO

Este parque eólico se encuentra en Villaverde del Ducado (Guadalajara), a 70 km de la capital de la provincia. Empezó a operar en 2012 por Acciona Energía. Cuenta con 8 turbinas marca Gamesa modelo G90/2000 de 2000 kW y 90 m de diámetro cada una. La potencia instalada total del parque asciende a 16000 kW [13].

La curva característica de sus aerogeneradores es la mostrada en el Gráfico 18.

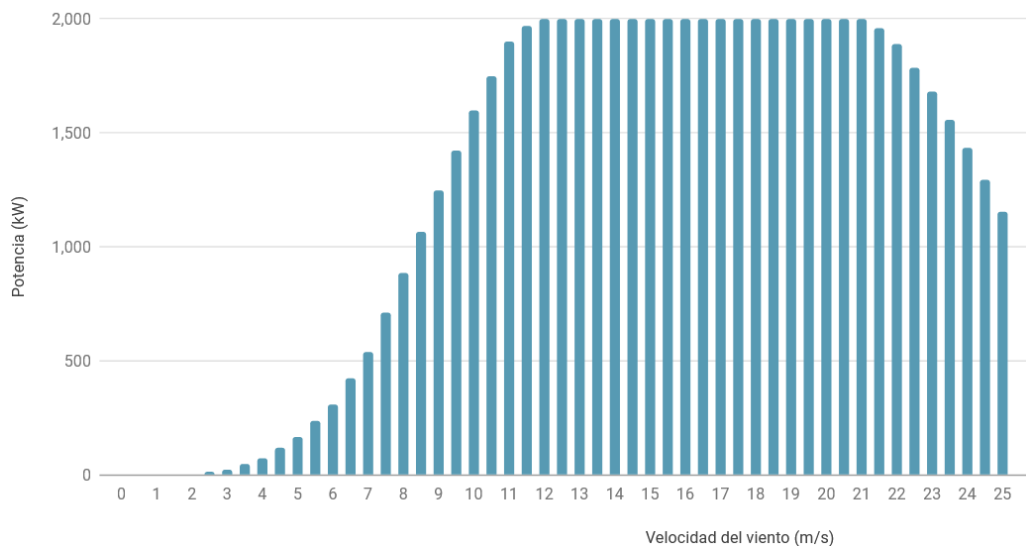


Gráfico 18. Curva característica de generador G90/2000 [20]

Para calcular la energía neta producida por el parque se estima una media de 2000 horas al año de funcionamiento, con una eficiencia del 50%:

$$\text{Generación} = \text{Potencia total} \times \text{número de horas en operación} \times \text{rendimiento}$$

$$16000\text{kW} \times 2000 \text{ horas} \times 0,5 = \mathbf{16 \text{ GWh}}$$

Por tanto, la potencia total instalada y generada por el conjunto es calculada en la Tabla 20.

Parque eólico	Potencia instalada (MW)	Producción anual (MWh)
P.E. Somolinos	10,56	10560
P.E. El Chaparro	16	16000
Total	26,56	26560

Tabla 20. Producción eólica anual

Los parques eólicos generan anualmente **26,56 GWh**.

6.3 GENERACIÓN MINIHIDRÁULICA

Como se ha comentado en el Capítulo 2, el aporte de las centrales hidroeléctricas a la demanda total en España en 2020 fue del 12,2% según la Tabla 2. La potencia instalada en el país correspondiente a esta tecnología es alrededor del 15,5% del total, unos 17050 MW (Gráfico 1. Potencia neta instalada y producida por tecnologías). Además, las horas de funcionamiento medio al año son 1800 según el ya comentado Gráfico 2.

En este apartado se van a considerar únicamente para la microrred las centrales con una potencia instalada menor o igual a 10 MW, lo que se llaman centrales minihidráulicas. Debido a esta restricción, centrales hidroeléctricas importantes como Bolarque (15 MW), Buendía (55,3 MW) y Entrepeñas (37MW) quedan descartadas del estudio.

6.3.1 EMBALSE DE ALMOGUERA

El embalse de Almoguera, en el municipio del mismo nombre, se encuentra a 40 km de Guadalajara, en la demarcación hidrográfica del Tajo. Según los datos obtenidos a partir de la web “*iagua.es*”, presenta una superficie de embalse de 229 ha, un salto neto de 20 metros (H) entra la cota superior e inferior y una capacidad de 7 hm³ [14]. Tiene una potencia instalada para la generación de electricidad de **2 MW** y su aportación media anual es de 1182 hm³.



Figura 8. Embalse de Almoguera [14]

Para calcular su producción de energía en un año, tenemos en cuenta su aportación media anual de 1182 hm³, lo que significa un caudal medio de 37,48 m³/s. Se van a considerar una media de 2000 horas efectivas anuales (T) y un factor de eficiencia de 0,85 (valor aproximado para una central minihidráulica). Usando la siguiente fórmula:

$$E(kWh) = 9,81 \times Q \times H \times T \times Eficiencia$$

Se obtiene una producción media anual de **12490 MWh**.

Capítulo 7. PLANTA DE GASIFICACIÓN POR PLASMA

En este capítulo se pretende entrar en detalle con la generación renovable gestionable escogida, la gasificación por plasma. Primero se explicará de forma general en qué consiste esta tecnología de generación, sus ventajas e inconvenientes frente a otras tecnologías de tratamiento de residuos populares y las diferentes fases que conforman el proceso de gasificación por plasma. Seguidamente se dimensionará la planta para las toneladas diarias de residuos que genera Guadalajara con el balance de energético correspondiente, aprovechando el enfriamiento del gas síntesis en un ciclo Rankine. El proceso produce grandes cantidades de Hidrógeno que se almacenan en pilas de combustible para su posterior uso cuando se requiera producir electricidad.

7.1 INTRODUCCIÓN

La gasificación por plasma es el proceso de conversión de la materia orgánica en “*syngas*” o gas sintético, electricidad, y escoria (Silicato) vitrificada, mediante el plasma.

El plasma es también conocido como el cuarto estado de la materia, similar al estado gaseoso, pero con una proporción de partículas ionizadas; por lo que al contrario del gas este estado es buen conductor eléctrico. Para conseguir ionizar el gas y conseguir plasma, es necesario una gran aportación de calor, lo que hace que sea el estado de la materia con mayor entalpía.

Las plantas de gasificación han sido usadas comercialmente como forma de gestión de residuos orgánicos de la zona donde se instalan. Hoy en día no existen

muchas plantas en operación en el mundo, las únicas a destacar se encuentran en el continente asiático. Sus localizaciones son: Mihama-Mikata (Japón), Pune (India), Shanghai (China) y Tainan City (Taiwan).



Figura 9. Planta de gasificación por plasma en Taiwan

7.2 VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LA TECNOLOGÍA

Las ventajas principales que presenta esta tecnología frente a otras más establecidas son:

- Eliminación limpia de residuos peligrosos.
- Gestión controlada de la alimentación de la planta y por tanto control de su generación eléctrica.
- No emite sustancias tóxicas al ambiente.
- El resto resultante del proceso, la escoria metálica, puede ser aprovechada en el sector de la construcción o reciclada.
- Rendimiento de esta tecnología mayor frente a otras plantas de biomasa.
- No se ve afectada por economías de escala y puede ser instalada de forma descentralizada.

Las desventajas de esta generación renovable son:

- Los costes de inversión inicial son mayores que el de otras tecnologías como la incineración.
- Requiere un abastecimiento constante de materia prima.
- Necesita mantenimiento ocasional.
- Es una tecnología nicho en su sector, no se encuentra consolidada.

En la Tabla 21 se muestran las ventajas de la gasificación por plasma frente a la incineración de residuos.

Gasificación por plasma	Incineración
No genera emisiones nocivas.	Las emisiones al aire incluyen gases de efecto invernadero.
No se necesita chimenea.	Requiere chimeneas de gran volumen.
Por cada 250 unidades de residuo introducido, solo 1 unidad es “escoria”, que tiene valor comercial.	El 30% de los sólidos orgánicos permanecen como cenizas (deshecho sólido perjudicial para el medio ambiente).
El proceso tiene lugar en una vasija libre de Oxígeno.	Se necesita exceso de aire en el proceso.
La planta se provee a sí misma de toda la energía requerida para funcionar.	Se necesita generación de combustible fósil adicional para mantenerse activa.
El residuo se descompone en combustible energéticamente rico.	Toda la energía es convertida en calor, la forma más pobre de energía.

Tabla 21. Ventajas de la gasificación por plasma frente a incineración [15]

7.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

En esta sección se va a describir el proceso completo de gasificación por plasma. Consta de cinco etapas: Alimentación, Disociación, Enfriamiento, Filtro y Neutralización.

El proceso que se presenta en la Figura 10 es el diagrama de bloques del proceso de gasificación por plasma utilizado en el Trabajo Fin de Grado de Almudena Valenciano López.

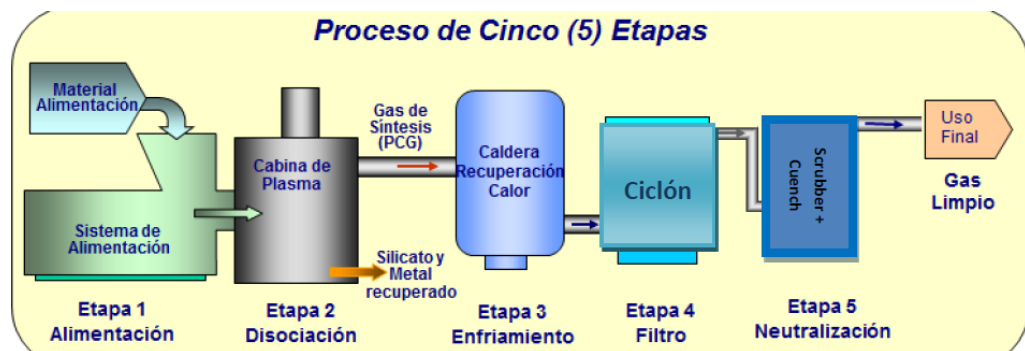


Figura 10. Proceso de la gasificación por plasma [23]

7.3.1 ALIMENTACIÓN

En la primera fase se alimenta a la planta con la materia prima de residuos biomásicos, en este caso de estudio, procedentes de los residuos sólidos urbanos (RSU) y de la biomasa forestal residual (Biomasa Forestal Residual) que se generan en la ciudad de Guadalajara y alrededores.

Estos residuos pasarán por un proceso de separación ya que como se mencionó en la Figura 3, solamente son de interés el 44% correspondiente a materia orgánica. En el caso de los residuos forestales, se consideran con una composición en mayor parte orgánica.

Seguidamente, los residuos se compactan, trituran, y se secan para optimizar su procesamiento. La humedad de la alimentación no debe superar el 20%.

También es necesario introducir un medio comburente, en este caso Oxígeno y aire, para iniciar la antorcha de plasma.

7.3.2 DISOCIACIÓN

En esta etapa es donde se obtiene el gas síntesis mediante la vasija de plasma. Dentro de ella se produce la disociación de las moléculas de los residuos mediante la energía del campo eléctrico creado por la antorcha. Este gas ionizado se produce al crear una diferencia de potencial entre los electrodos.

En la siguiente figura se muestran las distintas fases de formación del plasma:

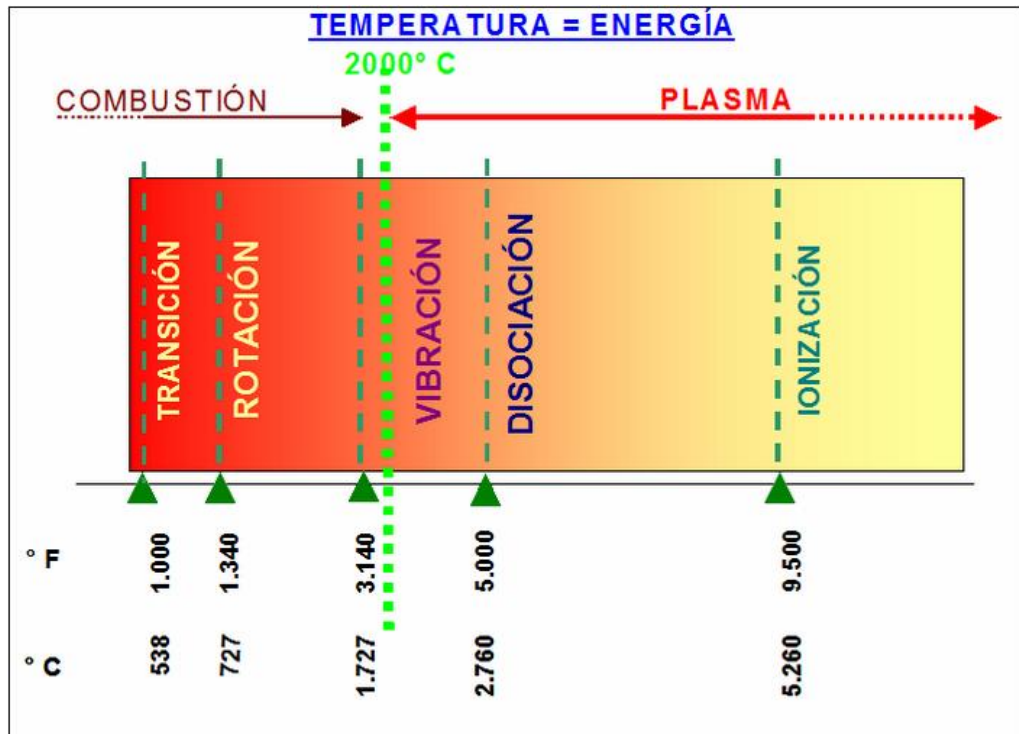


Figura 11. Etapas de formación de plasma [24]

Se puede observar que a los 2000 °C las moléculas pasan a estado plasma, y la etapa de disociación empieza a los 2760 °C hasta los 5000 °C donde se produce la ionización.

El gas síntesis que resulta de esta etapa, tiene una fracción másica de 45% H₂ y 55% O₂. Los residuos se extraen como cloro a partir de clorhídrico (HCl), flúor en ácido clorídrico (HF) y azufre como ácido sulfúrico (H₂SO₄).

En la Figura 12, se muestra un esquema de la vasija en cuestión:

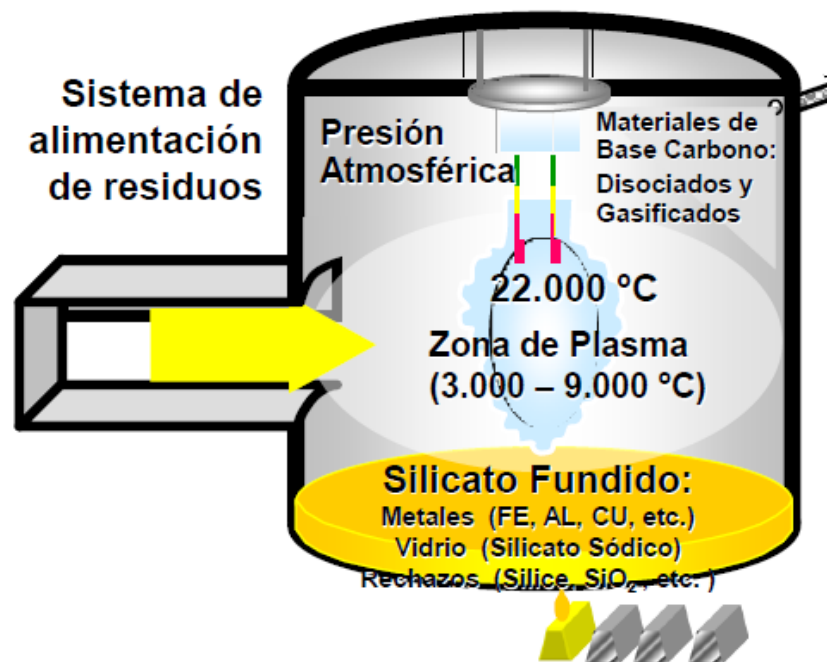


Figura 12. Esquema de una vasija de plasma [25]

El material restante o escoria del proceso se queda en el poso de la vasija y puede ser aprovechado y comercializado en industrias como la construcción. Como se comenta en la Tabla 21, por cada 250 unidades de residuo que entra a la planta, se produce 1 unidad de escoria, lo que reduce en gran medida los volúmenes de

entrada y salida de material sólido. Esta reducción es muy positiva para el medio ambiente.

En esta etapa, los rangos en porcentaje másico del gas síntesis son los mostrados en la Tabla 22:

Gas	%
CO	25-40
CO₂	3-5
H₂	40-60
O₂	0-1
N₂	2-6
CH totales	1-5

Tabla 22. Composición del gas síntesis al salir de la vasija [16]

7.3.3 ENFRIAMIENTO

Las temperaturas del gas síntesis al acabar el proceso de disociación son demasiado altas, del orden de 1000 °C. En esta etapa se pretende reducir la temperatura a unos 600 °C mediante una caldera de vapor que absorbe el calor.

Este calor va a ser aprovechado en un ciclo Rankine que producirá energía eléctrica para cubrir en cierta medida la demanda eléctrica de la planta de gasificación. La caldera del enfriamiento será por tanto la de recuperación en el ciclo. También se usará el calor residual del proceso de enfriamiento para reducir la humedad de los residuos en la alimentación mediante el secado.

7.3.4 FILTRO

El gas síntesis, después de ser enfriado, necesita filtrar sus partículas. Esto se realiza mediante un filtro en seco auxiliar que puede ser de limos hidratados, el cual filtra los gases ácidos; o de tierra de diatomeas, un filtrado más simple de niveles inferiores a una micra. Seguidamente el gas pasa al filtro de manga, constituido por partículas de acero inoxidable con unos 500 metros cuadrados de superficie de filtrado. Elimina partículas de menos de una micra de tamaño.

7.3.5 NEUTRALIZACIÓN

Después del filtrado, el gas síntesis pasa por unas torres de lavado para su depuración. Son un conjunto de torres verticales de acero inoxidable, de 90 cm² de diámetro, con anillos de acero inoxidable. En las torres se elimina el H₂S en el gas.

Luego, el gas atraviesa el “*water-gas shift reactor*” donde se elimina en gran medida en CO con el fin de aumentar el porcentaje en masa de H₂. La reacción de este proceso es:



La composición final del gas síntesis es la de la mostrada en la Tabla 23.

Elemento	%Peso	%Volumen
H₂	58,01	95,17
N₂	37,94	4,49
CH₄	0,04	0,01

Ar	4,01	0,33
----	------	------

Tabla 23. Composición final del gas síntesis [16]

Una vez limpiado, este gas síntesis es apto para ser almacenado en las pilas de combustible que generarán electricidad gestionable.

7.4 DIMENSIONAMIENTO Y BALANCE ENERGÉTICO PARA GUADALAJARA

Como se ha estimado en el Capítulo 4, la ciudad de Guadalajara de 64910 habitantes generó en el año 2020 una cantidad de 31309,41 toneladas de RSU. Según la Figura 3. Composición de los RSU, los residuos sólidos urbanos se componen de un 44% (porcentaje en masa) de materia orgánica, que es parte aprovechable de la planta de gasificación. Por tanto, esto equivale a 13776,14 toneladas anuales de RSU orgánico. Como este residuo va a estar disponible todos los meses del año, las cantidades diarias van a permanecer constantes, siendo 37,74 ton/día. Por otro lado, la BFR (Biomasa Forestal Residual) proveniente de la poda de la zona forestal delimitada en el apartado 4.2, se estima en una cantidad de 25653 toneladas anuales. Se va a considerar la hipótesis de que estos residuos también pueden ser utilizados en la planta todos los meses del año. Si estas podas fueran estacionales, sería conveniente su almacenamiento para disponer de este recurso cuando se requiera. Al día, de BFR se gestionan entonces 70,28 ton/día. La suma de los RSU orgánicos y la BFR da un total de **108,02 toneladas diarias** que alimentan a la planta de gasificación por plasma.

La planta se va a dimensionar de tal manera que sea posible alimentarla con la cantidad estimada anteriormente. Los módulos de vasijas ofrecidos por Aventure son de 5, 10, 50, 125 y 250 ton/día [16], por lo que se elige el módulo de **125 ton/día**.

Por tanto, el caudal que atraviesa el sistema es de:

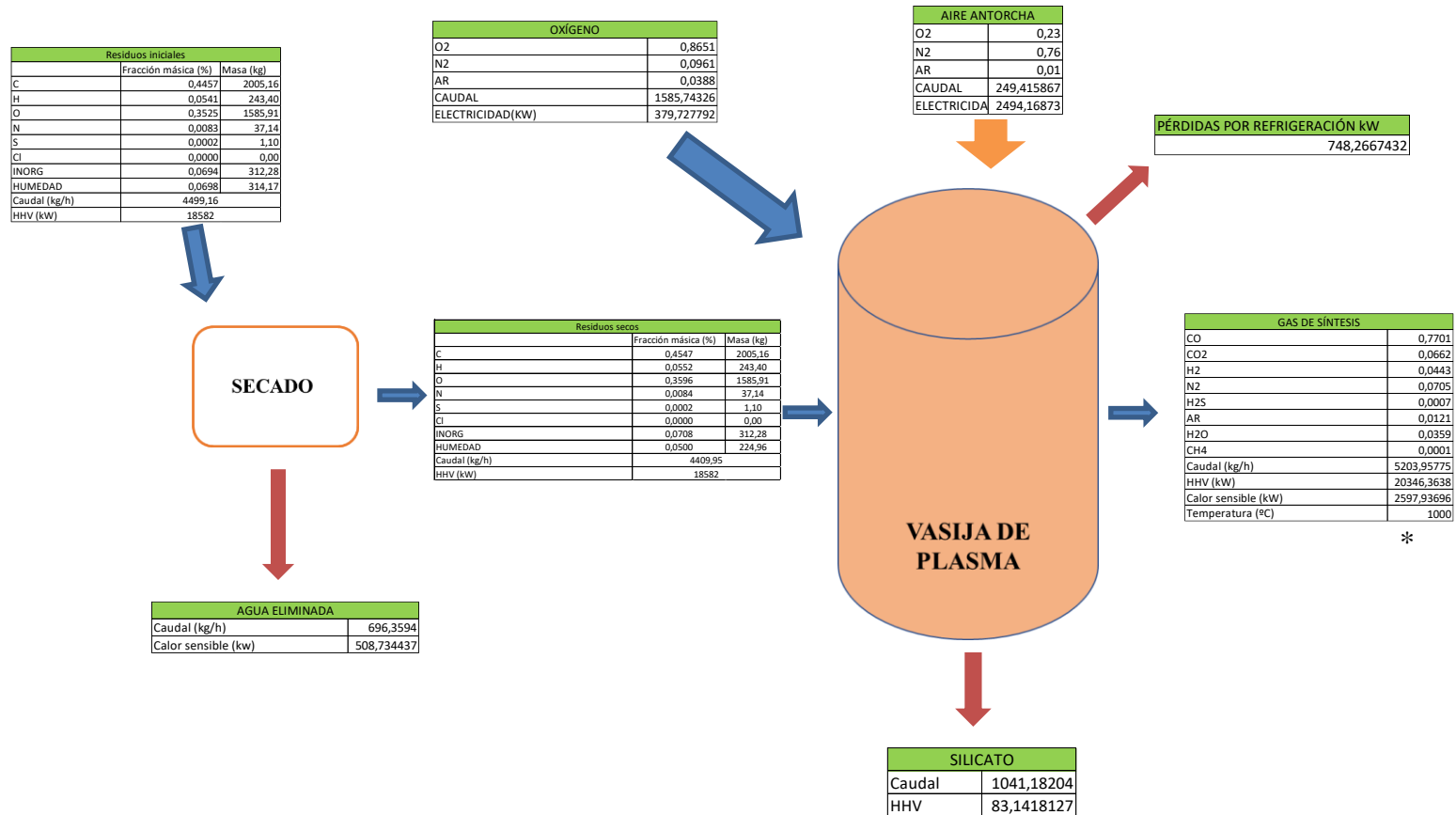
$$108,02 \frac{\text{ton}}{\text{día}} \times \frac{1000\text{kg}}{\text{ton}} \times \frac{1\text{día}}{24\text{h}} = 4499,16 \text{ kg/h}$$

Para el balance energético y de masa que se realiza a continuación se suponen unos porcentajes de composición inicial y masa que se indican a continuación en la Tabla 24 [16].

Residuos iniciales		
	Fracción másica (%)	Masa (kg)
C	0,4457	2005,16
H	0,0541	243,40
O	0,3525	1585,91
N	0,0083	37,14
S	0,0002	1,10
Cl	0,0000	0,00
INORG	0,0694	312,28
HUMEDAD	0,0698	314,17
Caudal (kg/h)	4499,16	
HHV (kW)	18582	

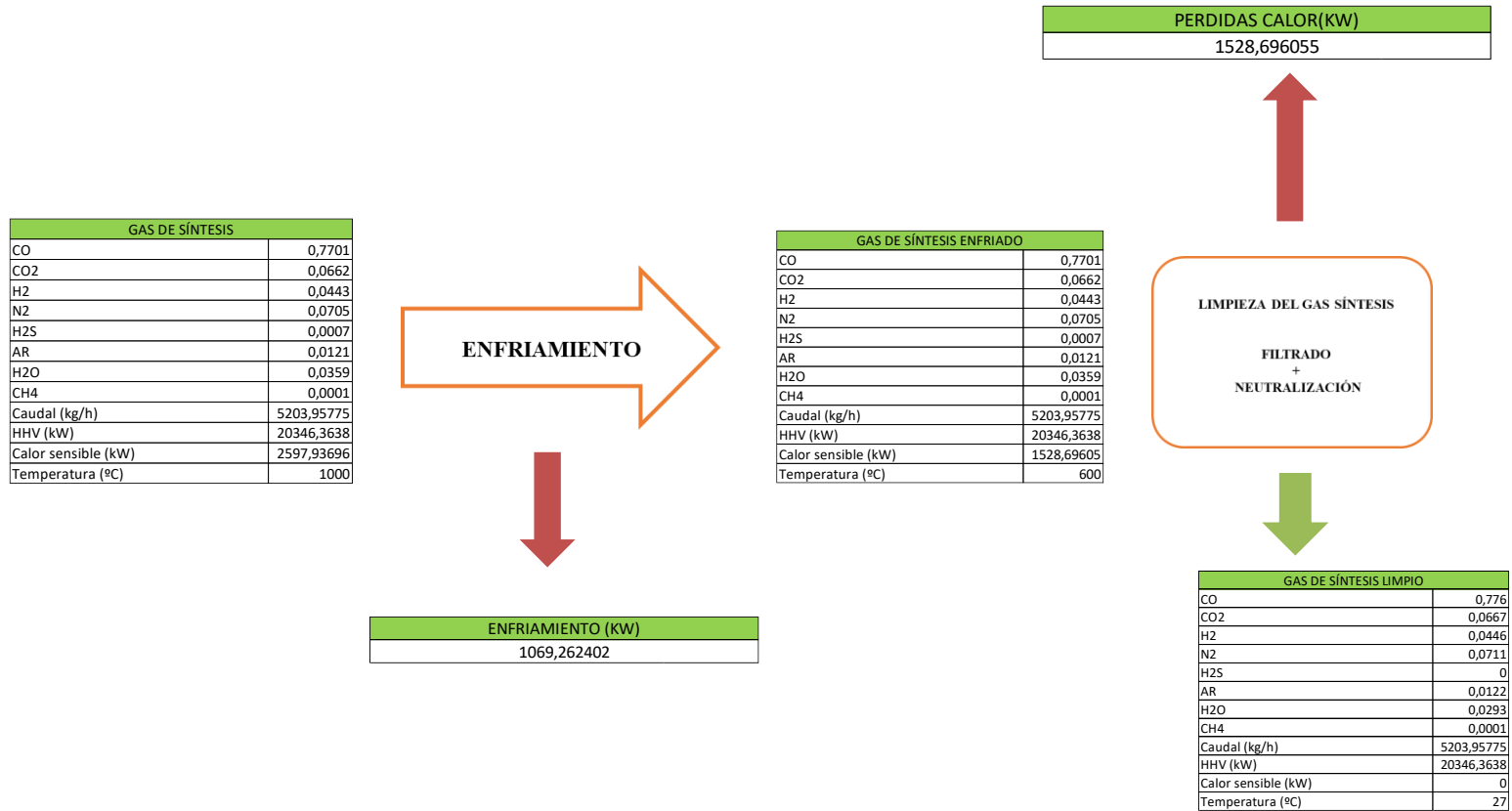
Tabla 24. Composición y masa inicial de los RSU y BFR

Con estos datos iniciales, se realiza el balance de masas y energía para obtener el gas síntesis limpio con CO y H₂. Este balance se muestra a continuación.



*Continúa en la siguiente página

*Continuación del balance de energía



En la composición final se tienen 4038,27 kg/h de CO y 232,09 kg/h de H₂. Como la relación de moles en la fórmula wáter shift reactor es 1 a 1 (ver fórmula wáter -shift), y conociendo el peso molecular del CO y H₂, se puede saber la cantidad de H₂ obtenida después de la reacción.

- Moles de CO finales: $4038,27 \text{ kg/h} / 28,01 \text{ gr/mol} = 144,17 \text{ kmol/h}$.

Suponiendo el mismo número de moles de H₂ al ser la reacción 1 a 1:

- H₂ generados por la reacción: $144,17 \text{ kmol/h} \cdot 2 \text{ gr/mol} = 288,34 \text{ kg/h}$.

Sumando el resultado obtenido a los kg/h del gas síntesis:

- H₂ generado en la planta en total: $288,34 \text{ kg/h} + 232,09 \text{ kg/h} = \mathbf{520,44 \text{ kg/h}}$.

7.5 CICLO RANKINE PARA APROVECHAR EL CALOR DEL PROCESO DE ENFRIAMIENTO

En el proceso de enfriamiento del gas síntesis de los 1000 °C a los 600 °C se desprenden 1069,26 kW de calor, que es conveniente darle uso mediante una caldera de captación. Esta caldera formará parte de un ciclo Rankine donde también se encuentra el condensador, la bomba y la turbina de vapor para generar electricidad. Un esquema de este se puede contemplar en la Figura 13.

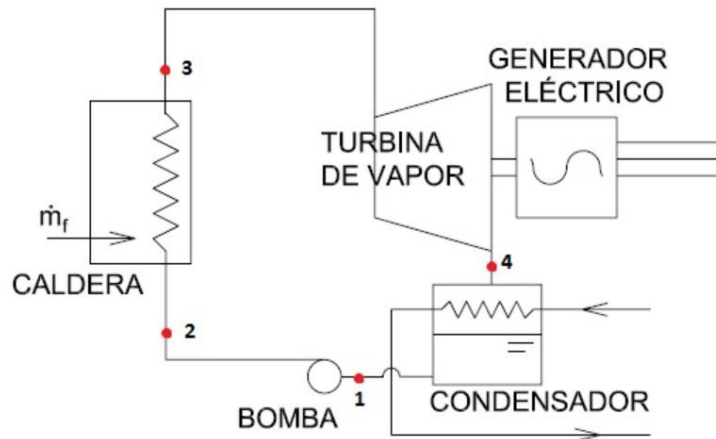


Figura 13. Esquema de un ciclo Rankine [27]

Se espera que la generación de este ciclo sirva para aportar la energía necesaria para alimentar las antorchas de plasma.

La tabla en la que se van a basar los cálculos de las potencias se muestra a continuación. Se asupuesto una temperatura del agua de alimentación de 41,63 °C y una presión de 50 bar. La temperatura del vapor es 600 °C, ver Tabla 25.

PUNTO	T (° C)	P(bar)	h (kJ/kg)	m (kg/s)
1	41,51	0,08	173,85	0,22
2	41,63	50	178,87	0,22
3	600	50	2576,24	0,22
4	41,51	0,08	3666,80	0,22

Tabla 25. Tabla características ciclo Rankine

- En la caldera se intercambia calor a presión constante de 50 bar. El gas síntesis disminuye su temperatura de 1000 a 600 °C cediendo calor. El

agua del flujo vapor-agua se considera que sale a 600 °C. Suponiendo un 90% de eficiencia:

$$Q_{\text{cedidoreal}} = 0,90 \cdot Q_{\text{cedido}} = 0,90 \cdot 1069,26 = 962,33 \text{ kW.}$$

- En la turbina el vapor sobrecalentado se expande de manera isentrópica hasta los 41,51 °C. Suponiendo un rendimiento de la turbina del 85%:

$$W_{\text{turbina}} = \eta_{\text{turbina}} \cdot \dot{m} \cdot (h_4 - h_3) = 203,93 \text{ kW}$$

Es la potencia que va a servir para alimentar a la antorcha y a la bomba de este ciclo.

- En el condensador se extrae calor para que el flujo pase de vapor saturado a liquido saturado. Este calor extraído puede servir para la fase de secado de los residuos. Consideramos un rendimiento del proceso del 82%:

$$Q_{\text{condensador}} = \eta_{\text{proceso}} \cdot \dot{m} \cdot (h_4 - h_1) = 433,39 \text{ kW}$$

El calor necesario para la etapa de secado se calcula como:

$$Q_{\text{secado}} = L_{\text{agua}} \cdot \dot{m}_{\text{vapor}}$$

L_{agua} es el calor latente del agua, una propiedad constante de 2255 kJ/kg.

El \dot{m}_{vapor} es el gasto másico de la humedad presente caudal del proceso.

$$\dot{m}_{\text{vapor}} = (0,0698 - 0,05) \cdot 4499,16 = 89,08 \text{ kg/h}$$

$$Q_{\text{secado}} = L_{\text{agua}} \cdot \dot{m}_{\text{vapor}} = 89,08 \cdot 2255 = 200875,4 \text{ kJ/h} = 55,84 \text{ kW.}$$

Por tanto, el calor aportado por el condensador es más que suficiente para cubrir el calor requerido en el secado.

- Finalmente, la bomba aumenta la presión del agua hasta 50 bar. La potencia requerida en su funcionamiento, en parte, será aportado por la turbina. El rendimiento mecánico se estima de un 85%:

$$W_{bomba} = \frac{\dot{m} \cdot (h_2 - h_1)}{\eta_{bomba}} = 1,30 \text{ kW}$$

El rendimiento del ciclo es:

$$\eta_{ciclo} = \frac{W_{turbina} - W_{bomba}}{Q_{cedido}} = 21,06\%$$

La potencia del ciclo Rankine se define como:

$$W_{ciclo} = W_{turbina} - W_{bomba} = 202,64 \text{ kW}$$

Que, para un factor de horas de utilización de 8000, el ciclo Rankine genera anualmente **1621,087 MWh**. Tendrá una potencia instalada de 220 kW.

Capítulo 8. PILAS DE COMBUSTIBLE

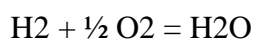
En este apartado se pretende elegir por diversos criterios el modo de almacenar el Hidrógeno resultante de nuestra planta de gasificación por plasma. Por un lado, se escogerá el tipo de pila a utilizar y por otro la forma óptima de almacenamiento del H₂.

8.1 ELECCIÓN DEL TIPO DE PILA

Las pilas de combustible son equipos electroquímicos que convierten en corriente eléctrica la energía química de un reactivo. La principal diferencia con las baterías es que estas últimas acumulan la energía y solo trabajan mientras se encuentra en su interior, mientras que las pilas de combustible proporcionan electricidad mientras se les suministre un comburente (hidrógeno) de una fuente externa.

El mecanismo principal la pila es la reacción inversa a la hidrólisis [17]: oxidación catalítica del H₂ en el ánodo y reducción de O₂ en el cátodo; creando una diferencia de potencial que puede ser aprovechada por un circuito externo si se colca un electrolito aislante entre ambos.

La reacción global, sumando los efectos en el ánodo y cátodo es:



Sin embargo, las reacciones que tienen lugar en los electrodos difieren según el tipo de pila. La Tabla 26 muestra todas ellas:

Tipo de pila de combustible	Reacción en el ánodo	Reacción en el cátodo
AFC	$H_2 + 2(OH)^- \rightarrow 2H_2O + 2e^-$	$\frac{1}{2} O_2 + H_2O + 2e^- \rightarrow 2(OH)^-$
PEMFC	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$\frac{1}{2} O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$
PAFC	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$\frac{1}{2} O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$
MCFC	$H_2 + CO_3^{2-} \rightarrow H_2O + CO_2 + 2e^-$	$\frac{1}{2} O_2 + CO_2 + 2e^- \rightarrow CO_3^{2-}$
SOFC	$H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2e^-$	$\frac{1}{2} O_2 + 2e^- \rightarrow O^{2-}$

Tabla 26. Reacción en ánodo y cátodo según el tipo de pila [17]

Las pilas, como acabamos de ver, se dividen en cinco tipos según el tipo de electrolito que emplea en la generación de energía eléctrica (ver Tabla 27).

Como se puede observar, el rendimiento de las pilas Alcalinas (AFC) y el de las pilas de Membrana Polimérica (PEMCF) es constante, alrededor del 60%. Las Pilas de Ácido Fosfórico (PAFC) sin embargo tienen un rendimiento comprendido entre el 50% y el 80%. En cuanto a las pilas de Carbonato Fundido (MCFC) y de Óxido Sólido (SOFC), tienen los rendimientos más altos, entre el 60% y el 90%. Las temperaturas de operación más bajas las son las de las pilas PEMCF, lo cual es importante a la hora de la elección del modelo para el proyecto ya que el gas síntesis limpio sale a 27 °C. Las temperaturas de operación más altas las tienen las MCFC y SOFC con un rango entre 600 °C y 1000 °C. De los cinco tipos, solo las pilas alcalinas no son utilizadas para la generación distribuida, por lo que son directamente descartadas. Las pilas de Ácido Fosfórico también se descartan por no gestionar grandes cantidades de corriente y potencia, pese a que acepten hidrógeno impuro. Las pilas PEMFC presentan un bajo mantenimiento y arrancan de forma rápida la generación eléctrica; sin embargo, presentan costes más elevados que los otros modelos. Las pilas de Carbonato Fundido tienen altos rendimientos como se ha mencionado, pero una vida útil baja, y pasa lo mismo con las pilas de Óxido Sólido.

Tipo de pila de combustible	Tipo de electrolito	Rendimiento	Temperatura de operación	Ventajas	Desventajas	Aplicaciones
Pilas de combustible Alcalinas (AFC)	Solución acuosa de hidróxido de potasio.	60%	90 - 100° C.	Reacción catódica rápida y alta eficiencia.	Alta sensibilidad a las impurezas. Necesita emplear hidrógeno puro.	Aplicaciones militares y espaciales.
Pilas de Ácido Fosfórico (PAFC)	Ácido fosfórico líquido.	50-80 %	175 - 200° C	Alta eficiencia en cogeneración de electricidad y calor. Acepta hidrógeno impuro.	Baja corriente y potencia. Gran peso y volumen.	Aplicaciones de generación estacionaria. Aparatos portátiles.
Pilas de Membrana Polimérica (PEMFC)	Polímero sólido.	60%	70-80° C	Baja corrosión del electrolito y bajo mantenimiento de la pila. Rápido arranque y baja temperatura de operación. Acepta hidrocarburos ligeros reformados.	Catalizadores costosos y sensibles a impurezas.	Suministro energético para vehículos, máquinas portátiles y generación estacionaria.
Pilas de Carbonato Fundido (MCFC)	Solución líquida de litio, sodio y potasio.	60-90 %	600 -1000° C	Alta eficiencia debido a la alta temperatura. Catalizadores relativamente baratos. Acepta hidrocarburos reformados.	Baja vida útil por la corrosión a alta temperatura. No tolera el azufre.	Generación estacionaria.
Pilas de Óxido Sólido (SOFC)	Óxido de zirconio sólido con adiciones de itrio. Sólido.	60-90 %	600 - 1000° C	Debido a la alta temperatura, tienen alta eficiencia y los catalizadores son relativamente baratos. Acepta hidrocarburos reformados.	Baja vida útil por la corrosión a alta temperatura. No tolera el azufre.	Generación estacionaria.

Tabla 27. Tipos de pila de combustible [17]

Como conclusión, se van a escoger el tipo de pila PEMFC ya que no presentan una baja vida útil (la intención es estimar una vida útil de la planta de gasificación de 25 años), acepta corrientes y potencias grandes; y como característica más importante, su arranque es rápido. Esto último es esencial para la generación renovable gestionable, ya que tendrá tiempos de arranque inferiores a las demás tecnologías no gestionables de la microrred.

En concreto se han escogido unas pilas de combustible de PEMFC de la marca Ballard, modelo *ClearGen Multi-MW Systems* pensado para generación distribuida. El catálogo se puede ver en el Anexo A: Catálogo pila de

combustible de Ballard. En este catálogo se puede observar que la capacidad de generación de cada pila es de 1MW. Teniendo en cuenta la demanda máxima diaria de Guadalajara de 158,334 MWh, se requiere una potencia total instalada de 170MW. Entonces se necesitan 170 pilas de combustible del mismo modelo para cubrir la demanda máxima.

Se sabe que cada pila consume 63 kg/h de hidrógeno. En total las 170 pilas consumirán 10710 kg/h. Como el rendimiento de este modelo es del 40%, el hidrógeno que se proporciona a las pilas es de $10710 \text{ kg/h} / 0,4 = 26775 \text{ kg/h}$ en total. Cada tanque puede almacenar 54 kg de hidrógeno, por lo que se requieren **496 tanques** en total.

Cada pila va a requerir un caudal de: $26775 \text{ kg/h} / 170 \text{ pilas} = 157,5 \text{ kg/h}$ para obtener 1MW. Esta cantidad es menor que el flujo másico de hidrógeno calculado en el Capítulo 7 de 520,44 kg/h. Se puede concluir entonces que la planta de gasificación por plasma queda dimensionada correctamente.

Para calcular la energía total producida anualmente en la instalación de pilas de combustible de 170 MW, se va a considerar un factor de utilización de las pilas de 1825 horas/año, unas 5 horas/día. El rendimiento se va a suponer desfavorable, del orden de 25%.

$$E \text{ (MWh)} = 170 \text{ MW} \times 0,25 \times \frac{1825 \text{ horas}}{\text{año}} = 77562,6 \text{ MWh al año}$$

Las pilas generarán **77,56 GWh anuales**, suficiente para cubrir por sí solas la demanda total de Guadalajara de 44,38 GWh.

8.2 ELECCIÓN DEL MÉTODO DE ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

Se va a elegir el método de almacenamiento que más se ajuste a nuestra producción de hidrógeno. Las características de cada uno se explican brevemente a continuación:

- **Almacenamiento en forma gaseosa:** El hidrógeno se almacena a alta presión ($P > 20$ MPa), requiere depósitos pesados y de mucho volumen. Este método plantea problemas de seguridad. No resulta competitivo debido a su elevado coste. Las pérdidas energéticas se estiman entre 9% y 15% [18].
- **Almacenamiento en forma líquida:** El H₂ se almacena en estado líquido en recipientes criogénicos. Alcanza unas temperaturas de -252 °C. Su coste también es elevado, por lo que sólo suele usarse en situaciones donde el coste del hidrógeno no sea un factor crítico y se consuma en cortos periodos de tiempo. Las pérdidas energéticas se estiman entre 25% y 45% [18].
- **Combinación química (hidruros metálicos):** Diversos metales de transición y sus aleaciones son utilizados para almacenar hidrógeno en forma de hidruros metálicos. El inconveniente es el elevado peso del sistema de almacenamiento, como consecuencia de los bajos niveles de retención que se consiguen. Las pérdidas energéticas se estiman entre 5% y 20% [18].
- **Adsorción en sólidos porosos (nanoestructuras de carbono):** Actualmente se está estudiando usar nanoestructuras de carbono con elevada superficie específica como medio de almacenamiento.

Finalmente se escoge el almacenamiento en estado sólido por hidruros metálicos al tener unas pérdidas energéticas bajas y no conllevar altos costes.

Capítulo 9. CONJUNTO DE LA MICRORRED

En este capítulo se hará un breve resumen de todas las tecnologías de generación distribuida (GD) que componen la microrred. Para ello, será necesaria la siguiente tabla (ver Tabla 28):

Tecnologías	Tipo	Potencia instalada (MW)	Generación anual (MWh)	P inst(%)	E generada (%)
Solar Fotovoltaica	No gestionable	37	66040	15,69%	35,84%
Eólica		26,56	26560	11,26%	14,41%
Minihidráulica		2	12490	0,85%	6,78%
Ciclo Rankine	Gestionable	0,22	1621,09	0,09%	0,88%
Pilas de combustible		170	77560	72,10%	42,09%
Total		235,78	184271,09	100%	100%

Tabla 28. Tabla resumen de la generación distribuida de la microrred

Teniendo presente que la demanda anual de Guadalajara son 44,38 GWh en 2020 como se indicó en el 5.13, la generación anual total de 184,27 GWh cubre con creces dicha demanda. Por ello, se verterá a la red nacional la diferencia que no sea aprovechada, alrededor de 117,826 GWh. Cabe destacar que, entre las fuentes de energía no gestionable, el conjunto de parques fotovoltaicos que se han estudiado en la zona es el único capaz de cubrir la totalidad de la demanda, ya que genera 66,04 GWh anualmente. En cuanto a la generación gestionable, el ciclo Rankine representa un porcentaje de aportación solamente del 0,88% frente al total, sin embargo, las pilas de combustible acaparan el 42,09% de la generación anual, con 77,56 GWh, superior a la demanda anual de la ciudad. La potencia instalada total es de 235,78 MW.

En las figuras siguientes, Figura 14 y Figura 15, se muestran los porcentajes de potencia instalada y generación por tipo de generación distribuida.

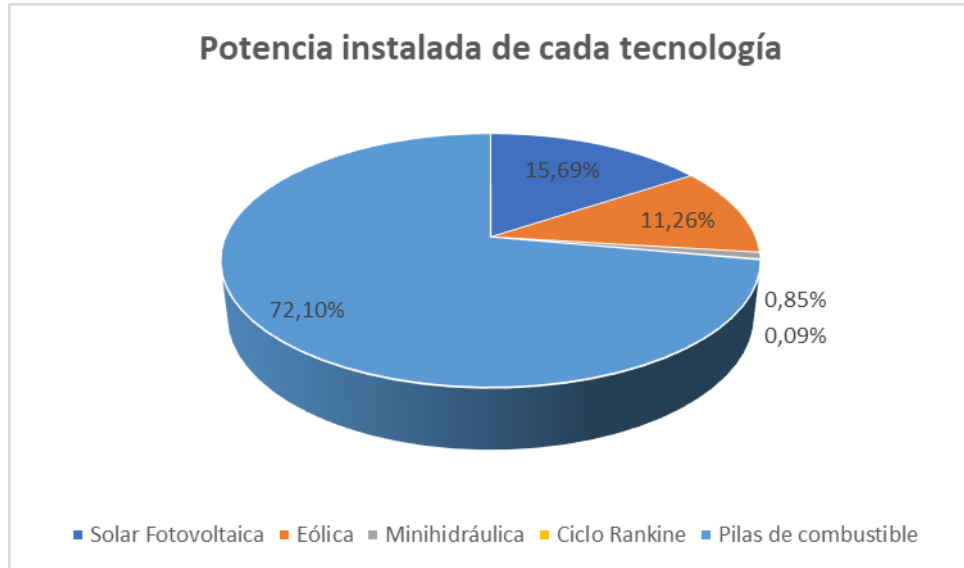


Figura 14. Potencia instalada por tecnologías

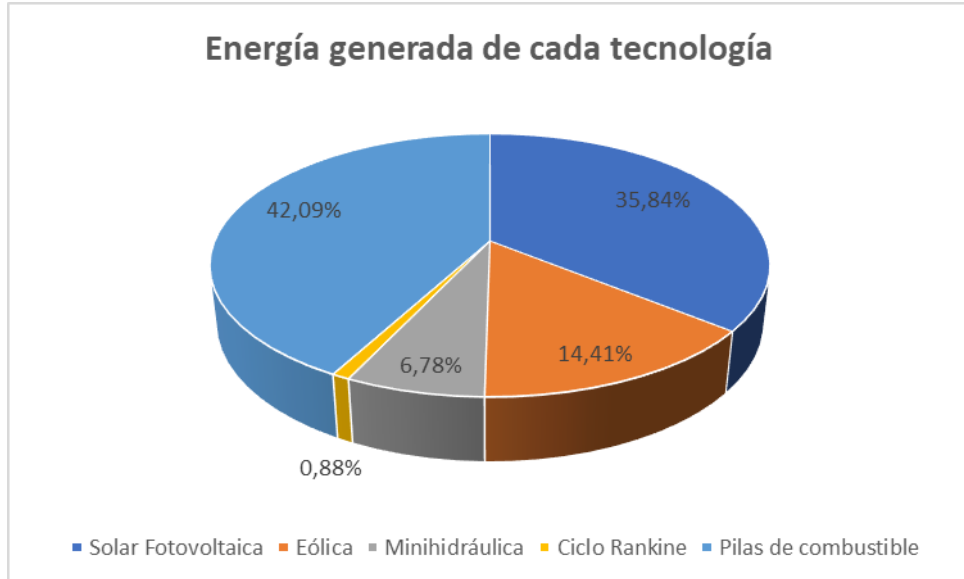


Figura 15. Aportación por tecnologías

Capítulo 10. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

En este último capítulo de la memoria se van a comentar los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030 que se alinean con este Trabajo Fin de Máster. Los ODS son una serie de metas, objetivos y retos propuestos por Naciones Unidas que pretenden abordar diferentes cuestiones socioeconómicas para impulsar un consumo sostenible, la paz, o reducir la desigualdad económica, entre otras muchas problemáticas. Se dividen en diferentes temáticas según su índole: social, económica y medioambiental. Estos objetivos se pretenden alcanzar para el año 2030

Según el papel que juega este proyecto en los ODS, se ha hecho una clasificación entre Objetivos de Desarrollo Sostenible primarios y secundarios.

10.1 ODS PRIMARIOS

Este TFM tiene un impacto directo en 3 de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible. Estos son [19]:

- **ODS 7 Energía asequible y no contaminante:** En específico, el proyecto tiene impacto con la meta 7.2 que reza así:” De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas”. En la microrred de estudio que alimenta a Guadalajara, el 100% de la generación es renovable, con un 72% de instalación gestionable mediante pilas de combustible que utilizan el hidrógeno de salida de la planta de gasificación por plasma. El porcentaje de energía gestionable

renovable que aporta a la red anualmente es del 47,81%, prácticamente la mitad de la energía eléctrica total generada.

- **ODS 11 Ciudades y comunidades sostenibles:** en concreto, la meta 11.6 “De aquí a 2030, reducir el impacto ambiental negativo per cápita de las ciudades, incluso prestando especial atención a la calidad del aire y la gestión de los desechos municipales y de otro tipo”. En el caso de este trabajo, uno de los objetivos fundamentales es el de dar utilidad a los residuos urbanos que genera la ciudad de Guadalajara. En España se estima que existen 182 vertederos controlados que, según el plan de acción de la Unión Europea para la economía circular, deben ser cerrados para el 2030. En el caso de Guadalajara, la ciudad generó en el 2020 un total de 31309,41 toneladas de RSU. Esta cantidad se ha aprovechado como alimentación de la planta de gasificación por plasma para obtener gas de síntesis rico en hidrógeno.
- **ODS 12 Producción y consumo responsables:** las metas de mayor impacto son la 12.2 “De aquí a 2030, lograr la gestión sostenible y el uso eficiente de los recursos naturales” y la 12.5 “De aquí a 2030, reducir considerablemente la generación de desechos mediante actividades de prevención, reducción, reciclado y reutilización”. De ideal manera que se ha considerado con los RSU, en el proyecto se ha estudiado la Biomasa Forestal Residual proveniente de la poda de bosques en una zona concreta de la provincia de Guadalajara. La BFR que se genera en los alrededores anualmente es de 25653 toneladas. Estos residuos provenientes de recursos naturales también han formado parte de la alimentación de la planta de gasificación para un óptimo aprovechamiento de estos.

10.2 ODS SECUNDARIOS

Este TFM tiene un impacto indirecto en 2 de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible. Estos son [19]:

- **ODS 13 Acción por el clima:** en concreto la meta 13.2 dice así “Incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales”. El uso de la tecnología de gasificación por plasma frente a otras más establecidas en la sociedad como la pirólisis o la incineración, reduce en gran medida los elementos residuales del proceso de carácter nocivo para el medio ambiente. En la Tabla 21 se comprueba que el 30% de los deshechos causados en el proceso de incineración son cenizas que se liberan a la atmósfera. Los deshechos de la gasificación por plasma son sólidos vitrificados que pueden reutilizarse en la construcción y tienen una relación 250:1 con respecto a las toneladas de biomasa introducidas en el proceso. Esta tecnología no produce gases de efecto invernadero, al contrario que la incineración.
- **ODS 15 Vida en ecosistemas terrestres:** la meta de este ODS que se alinea con el proyecto es la 15.2 “Para 2020, promover la gestión sostenible de todos los tipos de bosques, poner fin a la deforestación, recuperar los bosques degradados e incrementar la forestación y la reforestación a nivel mundial”. En este caso, mediante la poda continua de hojas y ramas en los bosques, se evitan situaciones como el incendio de la provincia de Guadalajara en 2005.

Parte II ESTUDIO

ECONÓMICO

Capítulo 1. ESTUDIO ECONÓMICO POR TECNOLOGÍA

En esta parte se pretende realizar un estudio económico de la generación distribuida que conforma la microrred por separado. Para ello suponemos que el conjunto fotovoltaico, eólico y minihidráulico tiene una vida útil de 25 años.

El parámetro económico más importante para comparar entre estas tecnologías es el LCOE o *Levelized Cost of Energy*, que estima el precio mínimo al que debe ser vendida la energía producida por la generación renovable concreta para cubrir el CAPEX (Inversión Inicial) y el OPEX (Costes de Operación y Mantenimiento). La fórmula del LCOE se detalla a continuación:

$$\text{LCOE} = \frac{\text{NPV of Total Costs Over Lifetime}}{\text{NPV of Electrical Energy Produced Over Lifetime}}$$

Figura 16. Fórmula del parámetro LCOE [32].

En detalle:

$$\text{LCOE} = \frac{\sum \frac{(I_t + M_t + F_t)}{(1 + r)^t}}{\sum \frac{E_t}{(1 + r)^t}}$$

Figura 17. Fórmula en detalle del LCOE [32]

Como se puede comprobar, hace falta estimar los costes de inversión inicial y de mantenimiento a lo largo de los años. Y por otro lado conviene saber la energía

que se genera anualmente para cada tecnología. Se harán las siguientes hipótesis para calcular el LCOE de cada generación distribuida:

- El OPEX aumenta un 2% anualmente.
- Los costes del fuel (F) son cercanos a 0 al tratarse de energías renovables.
- Todas las plantas tienen una vida útil de 25 años, por lo que $t=25$.
- La tasa de descuento “r” se supone del 8%, de manera desfavorable.
- El CAPEX se realiza a 31 de diciembre del año 0
- En año 1 no hay OPEX ni se genera energía de caja al considerarse periodo de construcción de la planta.
- El OPEX se considera a partir del 31 de diciembre del año 2, cuando la planta lleva en operación un año.
- La energía producida anualmente es la misma en todos los períodos.

1.1 ESTUDIO ECONÓMICO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Para calcular la inversión inicial del conjunto fotovoltaico y los costes de operación y mantenimiento anuales, se ha utilizado como referencia un proyecto ejemplo de un parque solar fotovoltaico desarrollado por la empresa Energía.es ya que presenta magnitudes de potencia instalada similares [20]. El documento describe que el CAPEX es de 800.000€/MW y el OPEX anual de 8.000€/MW, distribuidos como sigue: 1.500€/MW de seguro, 1.500€/Ha (se suponen 2 Ha)

de alquiler de terreno, y de gestión de operación y mantenimiento 3500€/MW.

Con el plazo de vida útil mencionado de 25 años, los costes son:

Conjunto de plantas fotovoltaicas				
	Potencia instalada total (MW)	CAPEX (€/MW)	OPEX (€/MW)	OPEX + Amortización (€)
		800000	8000	
Total	37	29600000	296000	1480000

Tabla 29. Costes de la generación fotovoltaica

Conociendo la generación anual total de 66040MWh y con las hipótesis señaladas, se calcula en Excel el LCOE (ver Anexo B):

$$\text{LCOE}_{\text{Fotovoltaica}} = \mathbf{0,10 \text{ €/kWh.}}$$

El coste de la producción de 1kWh es de: 1.480.000€/ 66060000 kWh =

$$= \mathbf{0,0224 \text{ €/kWh.}}$$

1.2 ESTUDIO ECONÓMICO DE LA GENERACIÓN EÓLICA

Para calcular el CAPEX y OPEX de la eólica se van a utilizar las estimaciones del Proyecto Fin de Carrera de Miguel Ramos Rodríguez, de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía [21]. El CAPEX estimado es de unos 1.000.000 €/MW y el OPEX de 35.000 €/MW. Con el plazo de vida útil mencionado de 25 años, los costes son:

Conjunto de plantas eólicas				
	Potencia instalada total (MW)	CAPEX (€/MW)	OPEX (€/MW)	OPEX + Amortización (€)
		1000000	35000	
Total	26,56	26560000	929600	1992000

Tabla 30. Costes de la generación eólica

Conociendo la generación anual total de 26560MWh y con las hipótesis señaladas, se calcula en Excel el LCOE (ver Anexo B):

$LCOE_{Eólica} = 0,98 \text{ €/kWh}$.

El coste de la producción de 1kWh es de: $1.992.000\text{€} / 26560000 \text{ kWh} =$

$= 0,075 \text{ €/kWh}$.

1.3 ESTUDIO ECONÓMICO DE LA GENERACIÓN MINIHIDRÁULICA

Para calcular el CAPEX y OPEX de la minihidráulica se van a utilizar las estimaciones del informe de Plan de Energías Renovables en España, Sector Hidroeléctrico [22]. En el documento se distingue entre las centrales hidráulicas de agua fluyente y de pie de presa. La central de estudio de Almoguera, al tener embalse, se considera de pie de presa.

El CAPEX estimado es de unos 700.000 €/MW y el OPEX de 14.000 €/MW + 280.000 €/año. Con el plazo de vida útil mencionado de 25 años, los costes son:

Conjunto de minihidráulica				
	Potencia instalada total (MW)	CAPEX (€/MW)	OPEX (€/MW)	OPEX + Amortización (€)
		700000	14000	
Total	2	1400000	308000	364000

Tabla 31. Costes de la generación minihidráulica

Conociendo la generación anual total de 12490MWh y con las hipótesis señaladas, se calcula en Excel el LCOE (ver Anexo B):

$LCOE_{M.Hidráulica} = 0,05 \text{ €/kWh}$.

El coste de la producción de 1kWh es de: $364.000\text{€} / 12490000 \text{ kWh} =$
= 0,029 €/kWh.

1.4 ESTUDIO ECONÓMICO DE LA GENERACIÓN RENOVABLE GESTIONABLE

En este apartado se van a estudiar los costes de inversión y de operación/mantenimiento de la planta de gasificación por plasma, el ciclo Rankine y las pilas de combustible. Los datos obtenidos toman como referencia el Trabajo Fin de Grado de Dionisio Arredondo Bonilla, al tener un dimensionamiento de la planta de gasificación similar al de este proyecto [18].

1.4.1 COSTES DE LA PLANTA DE GASIFICACIÓN POR PLASMA

Se tendrá en cuenta para la evaluación económica que el factor de utilización de la planta es de 8000 horas anuales, y que el caudal de alimentación es de 107,98 toneladas diarias de biomasa residual, o 39412,7 toneladas al año.

La inversión inicial se estima del orden de **9 millones de euros** para la inversión en: sistemas de alimentación, vasija, antorchas, sistemas de retirada de las escorias resultantes, sistema de control, equipos de medida y protección. Considerando una vida útil de 25 años, la amortización anual resulta de **0,36 millones de €.**

Los costes de mantenimiento, operación y personal son los mostrados en las siguientes tablas:

O&M	€/ton	Toneladas	Total (€)
Prod. Químicos	9	39412,7	354714,3
Electrodos	5	39412,7	197063,5
Mantenimiento refractario y antorchas	6	39412,7	236476,2
Mantenimiento general	7	39412,7	275888,9

Tabla 32. Costes de O&M de la planta de gasificación

Personal	€/persona	Número de personas	Total (€)
Personal de operación	25000	9	225000
Jefe de planta	50000	3	150000

Tabla 33. Costes de personal en la planta de gasificación

La Tabla 34 muestra un resumen de los costes de esta tecnología:

Planta de gasificación por plasma		
CAPEX (€)	OPEX (€)	OPEX + Amortización (€)
9000000	1439142,9	1799142,9

Tabla 34. Resumen de costes gasificación por plasma

1.4.2 COSTES DEL CICLO RANKINE

La energía anual generada por el ciclo se estimó en 1621,09 MWh. Tomando como referencia los costes elaborados por Dionisio Arredondo:

Ciclo Rankine		
CAPEX (€)	OPEX (€)	OPEX + Amortización (€)
2792530,824	129283,8344	240985,0674

Tabla 35. Resumen de costes ciclo Rankine

La amortización anual es de **0,111701 M€**.

1.4.3 COSTES DE LAS PILAS DE COMBUSTIBLE

Para calcular estos costes se tomarán referencias del proyecto de Dionisio Arredondo [18].

Los costes de instalación de las pilas son de 2,6 M€/ MW. En este proyecto se cuenta con una potencia instalada de 170 MW.

En cuanto a los costes de explotación, estos son muy bajos en comparación al CAPEX, una de las ventajas del uso de este tipo de generación distribuida. Se estiman unos costes de 14,90 €/MWh en OPEX. La estimación del factor de utilidad de las pilas es de 5 horas diarias, lo que hace un total de 1825 horas anuales. Como se calculó en el apartado 8.1, la generación anual de estas pilas es de 77562,6 MWh. Entonces, los costes de esta tecnología son:

Pilas de combustible		
CAPEX (€)	OPEX (€)	OPEX + Amortización (€)
442000000	1155682,74	18835682,74

Tabla 36. Resumen de costes de las pilas de combustible

Con una amortización anual de **17,68 M€**.

1.4.4 COSTES DE LA GENERACIÓN RENOVABLE GESTIONABLE

Aquí se pretende estudiar en conjunto los costes de inversión mantenimiento y operación de las tres tecnologías que producen la energía gestionable. Para ello basta con sumar el CAPEX y OPEX de todas ellas:

Generación gestionable		
CAPEX(€)	OPEX(€)	OPEX+ Amortización(€)
453792530,8	2724109,474	20875810,71

Tabla 37. Resumen de costes de la generación gestionable

La amortización anual será de **18,15 M€** entre las tres tecnologías.

Sabiendo que la generación anual entre el ciclo Rankine y las pilas es de 79181,09 MWh, se calcula el LCOE para una vida útil de 25 años (ver Anexo B):

$LCOE_{\text{renov.gest}} = 0,90 \text{ €/kWh}$.

El coste de la producción de 1kWh es de $20875810,71\text{€} / 79181090 \text{ kWh} =$
= 0,2636 €/kWh.

1.4.5 COMPARATIVA ECONÓMICA DE LAS TECNOLOGÍAS

En esta sección se pretende realizar una comparación del LCOE y coste de producción de 1 kW de las diferentes tecnologías que componen la microrred y frente al PVPC (Precio Voluntario al Pequeño Consumidor) que a día 29 de agosto es de 0,167 €/kWh.

La comparación del LCOE es la siguiente:

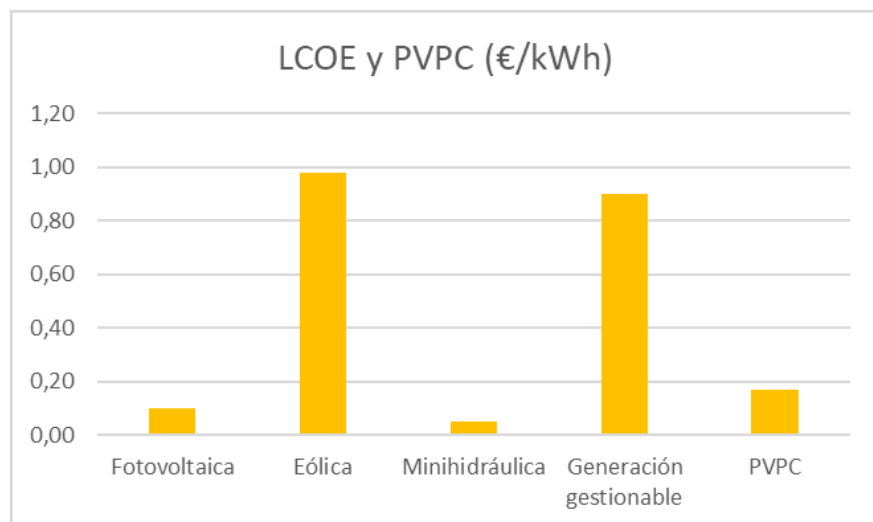


Gráfico 19. Comparativa LCOE y PVPC

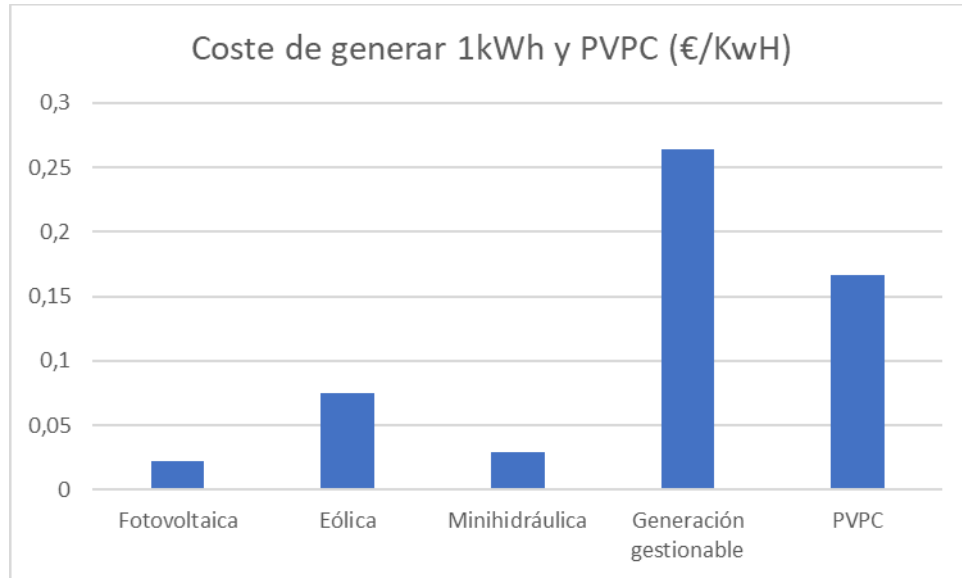


Gráfico 20. Comparativa costo de generación del kWh y PVPC

Del Gráfico 19 se puede concluir que solamente la generación fotovoltaica y minihidráulica son inversiones rentables a priori, ya que, si se vende la energía producida a la red a precio de PVPC, se cubriría tanto el CAPEX como el OPEX. Esto no ocurre con el resto de las tecnologías.

En el Gráfico 20, se puede observar que todas las tecnologías menos la renovable gestionable cubren en el primer año de producción su OPEX más la amortización correspondiente.

El elevado LCOE y coste del kWh generado por las tecnologías gestionables es debido a los altísimos costes de adquisición e inversión de las pilas de combustible. Aunque por ahora el estudio económico no es muy favorable para la planta de gasificación por plasma, el ciclo Rankine y las pilas, no quiere decir que sea una mala inversión ya que falta por estudiar la microrred en su conjunto en el siguiente capítulo. Ante tan malos resultados de la generación gestionable,

va a ser necesario considerar una generación total de la microrred mayor. Como recordatorio, la electricidad que generaban las pilas se supuso bajo hipótesis muy desfavorables: solo 5 horas de generación al día y un rendimiento de la pila del 40%.

Capítulo 2. ESTUDIO ECONÓMICO DE LA MICRORRED

Este último capítulo servirá para estudiar económicamente la microrred que se ha dimensionado para alimentar a la ciudad de Guadalajara de manera robusta y sin interrupciones. Los parámetros que se van a calcular para el conjunto y que determinarán el grado de rentabilidad del sistema son: LCOE, VAN, TIR del VAN calculado y el Periodo de Recuperación o *Payback Period*. Las hipótesis escogidas son las siguientes:

- El OPEX aumenta un 2% anualmente.
- Los costes del fuel (F) son cercanos a 0 al tratarse de energías renovables.
- Todas las plantas tienen una vida útil de 25 años, por lo que $t=25$.
- La tasa de descuento “r” se supone del 8%, de manera desfavorable.
- El CAPEX se realiza a 31 de diciembre del año 0
- En año 1 no tiene flujo de caja al considerarse periodo de construcción de la planta.
- El OPEX se considera a partir del 31 de diciembre del año 2, cuando la planta lleva en operación un año.
- La energía producida anualmente es la misma en todos los períodos. Lo mismo para los ingresos.
- Los ingresos se calcularán para el PVPC a día 29 de diciembre (0,167€/kWh).

Primero de todo, los costes totales de CAPEX y OPEX son la suma de los costes de todas las tecnologías de generación existentes en la planta:

Tecnologías	Microrred		
	CAPEX (€)	OPEX(€)	OPEX+Amortización
Fotovoltaica	29600000	296000	
Eólica	26560000	929600	
Minihidráulica	1400000	308000	
Renovable gestionable	453792530,8	2724109,474	
Total	511352530,8	4257709,474	24711810,71

Tabla 38. Costes totales de la microrred

La amortización anual es de **20,454 M€**.

La generación anual se va a estimar en un supuesto de máxima entrega: 690 GWh o 690000 MWh; y dicha energía se va a vender al precio de 0,167€/kWh.

Por tanto, el coste de generar 1 kWh es de: 24711810,71€/ 690000000 kWh= **0,036 €/kWh**.

El LCOE es de **0,08€/kWh**, valor menor que el PVPC, lo que indica que se cubrirán los costes de inversión y anuales al vender la energía tanto a la microrred como fuera de ella para la sobrante. Los ingresos anuales se suponen constantes y de valor:

$$0,167€/kWh \times 690000000kWh = 115230000 \text{ €}.$$

Por tanto, el VAN resultante es: **121,6M€**. Y el período de recuperación es alrededor de **4,2**; lo que significa que se tarda cuatro años y tres meses en recuperar la inversión inicial (ver Anexo C). El TIR es del **2%**.

En vista de los resultados, la red presenta una rentabilidad alta, por lo que es aconsejable invertir en ella.

Parte III ANEXOS

Capítulo 1. ANEXO A: CATÁLOGO PILA DE COMBUSTIBLE DE 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 (BOL).
2. Ballard can work with customer to provide customized fuel purification system.
3. System interface cooling flow rate and rejection temperature to be determined.



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

Figura 18. Catálogo de la pila de combustible Ballard [29]

Capítulo 2. ANEXO B: CÁLCULO DEL LCOE

2.1 FOTOVOLTAICO

Levelized Cost of Energy para Generación Fotovoltaica						
Supuesto (en '000s)						
Initial Investment Cost (€) CAPEX	29.600,000					
Operations and Maintenance Costs (€) OPEX	1.480,000					
O&M Growth Rate (%)	2,00%					
Annual Fuel Costs (€)	-					
Annual Electricity Output (kWh)	66.040,0000					
Project Lifetime (years)	25					
Discount Rate (%)	8,00%					
Entry Date	31/12/2020					
Costes totales						
	Entry	Construction	Operations	Operations	Operations	Operations
Date	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025
Year Frac (From Start Date)		1	2	3	4	5
Initial Investment	29.600	-	-	-	-	-
O&M Costs	-	-	1.480	1.510	1.540	1.571
Fuel Costs	-	-	-	-	-	-
Discount Factor		92,6%	85,7%	79,4%	73,5%	68,1%
Present Value of Costs	29.600	-	1.269	1.198	1.132	1.069
NPV de Costes Totales	38.785,05 €					
Generación anual de energía						
	Entry	1	2	3	4	5
Yearly Output	-	-	66.040	66.040	66.040	66.040
Discount Factor	-	92,6%	85,7%	79,4%	73,5%	68,1%
Present Value of Costs	-	-	56.619	52.425	48.541	44.946
NPV de toda la generación	381.986 kWh					
LCOE	\$0,10/kWh					

2.2 EÓLICA

Levelized Cost of Energy para Generación Eólica

Supuesto (en '000s)

Initial Investment Cost (€) CAPEX	26.560,000
Operations and Maintenance Costs (€) OPEX	19.920,000
O&M Growth Rate (%)	2,00%
Annual Fuel Costs (€)	-
Annual Electricity Output (kWh)	26.560,000
Project Lifetime (years)	25
Discount Rate (%)	8,00%
Entry Date	31/12/2020

Costes totales	Entry	Construction	Operations	Operations	Operations	Operations
Date	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025
Year Frac (From Start Date)		1	2	3	4	5
Initial Investment	26.560	-	-	-	-	-
O&M Costs	-	-	19.920	20.318	20.725	21.139
Fuel Costs	-	-	-	-	-	-
Discount Factor		92,6%	85,7%	79,4%	73,5%	68,1%
Present Value of Costs	26.560	-	17.078	16.129	15.233	14.387
NPV de Costes Totales	150.185,79 €					

Generación anual de energía	Entry	1	2	3	4	5
Yearly Output	-	-	26.560	26.560	26.560	26.560
Discount Factor	-	92,6%	85,7%	79,4%	73,5%	68,1%
Present Value of Costs	-	-	22.771	21.084	19.522	18.076
NPV de toda la generación	153.627 kWh					

LCOE \$0,98/kWH

2.3 MINIHIDRÁULICA

Levelized Cost of Energy para Generación Minihidráulica

Supuesto (en '000s)

Initial Investment Cost (€) CAPEX	1.400.000
Operations and Maintenance Costs (€) OPEX	364.000
O&M Growth Rate (%)	2,00%
Annual Fuel Costs (€)	-
Annual Electricity Output (kWh)	12.490,0000
Project Lifetime (years)	25
Discount Rate (%)	8,00%
Entry Date	31/12/2020

Costes totales	Entry	Construction	Operations	Operations	Operations	Operations
Date	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025
Year Frac (From Start Date)		1	2	3	4	5
Initial Investment	1.400	-	-	-	-	-
O&M Costs	-	-	364	371	379	386
Fuel Costs	-	-	-	-	-	-
Discount Factor		92,6%	85,7%	79,4%	73,5%	68,1%
Present Value of Costs	1.400	-	312	295	278	263
NPV de Costes Totales	3.659,03 €					

Generación anual de energía	Entry	1	2	3	4	5
Yearly Output	-	-	12.490	12.490	12.490	12.490
Discount Factor	-	92,6%	85,7%	79,4%	73,5%	68,1%
Present Value of Costs	-	-	10.708	9.915	9.181	8.500
NPV de toda la generación	72.244 kWh					

LCOE 0,05/kWh

2.4 CONJUNTO RENOVABLE GESTIONABLE

LCOE de la Removable Gestionable

Supuesto (en '000s)

Initial Investment Cost (€) CAPEX	453.792,531
Operations and Maintenance Costs (€) OPEX	20.875,811
O&M Growth Rate (%)	2,00%
Annual Fuel Costs (€)	-
Annual Electricity Output (kWh)	79.181,0900
Project Lifetime (years)	25
Discount Rate (%)	8,00%
Entry Date	31/12/2020

Costes totales

	Entry	Construction	Operations	Operations	Operations	Operations
Date	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025
Year Frac (From Start Date)		1	2	3	4	5
Initial Investment	453.793	-	-	-	-	-
O&M Costs	-	-	20.876	21.293	21.719	22.154
Fuel Costs	-	-	-	-	-	-
Discount Factor		92,6%	85,7%	79,4%	73,5%	68,1%
Present Value of Costs	453.793	-	17.898	16.903	15.964	15.077
NPV de Costes Totales	694.235,00 €					

Generación anual de energía

	Entry	1	2	3	4	5
Yearly Output	-	-	79.181	79.181	79.181	79.181
Discount Factor	-	92,6%	85,7%	79,4%	73,5%	68,1%
Present Value of Costs	-	-	67.885	62.857	58.200	53.889
NPV de toda la generación	771.925 kWh					

LCOE **\$0,90/kWh**

2.5 CONJUNTO DE LA MICRORRED

LCOE de la Microrred

Assumptions (in '000s)

Initial Investment Cost (€) CAPEX	511.352,531
Operations and Maintenance Costs (€) OPEX	4.257,710
O&M Growth Rate (%)	2,00%
Annual Fuel Costs (€)	-
Annual Electricity Output (kWh)	690.000,0000
Project Lifetime (years)	25
Discount Rate (%)	8,00%
Entry Date	31/12/2020

Total Costs

	Entry	Construction	Operations	Operations
Date	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2023
Year Frac (From Start Date)		1	2	3
Initial Investment	511.353	-	-	-
O&M Costs	-	-	4.258	4.343
Fuel Costs	-	-	-	-
Discount Factor		92,6%	85,7%	79,4%
Present Value of Costs	511.353	-	3.650	3.448
NPV of Total Costs	560.391,79 €			

Total Energy Output

	Entry	1	2	3
Yearly Output	-	-	690.000	690.000
Discount Factor	-	92,6%	85,7%	79,4%
Present Value of Costs	-	-	591.564	547.744
NPV of Total Output	6.726.707 kWh			

LCOE \$0,08/kWh

Capítulo 3. ANEXO C: CÁLCULO DEL VAN, TIR Y PP DE LA MICRORRED

VAN, TIR y PP de la Microrred

Supuesto (en '000s)

Initial Investment Cost (€) CAPEX	511.352,531
Operations and Maintenance Costs (€) OPEX	42.577,709
O&M Growth Rate (%)	2,00%
Annual Fuel Costs (€)	-
Ingresos anuales	115.230,0000
Project Lifetime (years)	25
Discount Rate (%)	8,00%
Entry Date	31/12/2020

Costes totales

	Entry	Construction	Operations	Operations	Operations	Operations
Date	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025
Year Frac (From Start Date)		1	2	3	4	5
Initial Investment	- 511.353	-	-	-	-	-
O&M Costs	-	-	42.578	43.429	44.298	45.184
Fuel Costs	-	-	-	-	-	-
Discount Factor		92,6%	85,7%	79,4%	73,5%	68,1%
Present Value of Costs	- 511.353	-	62.288	56.998	52.137	47.672
VAN	121.607,87 €		Payback Period	4,204929508		
TIR	2%					

	Entry	1	2	3	4	5
Ingresos anuales	-	-	115.230	115.230	115.230	115.230

BIBLIOGRAFÍA Y

NETGRAFÍA

- [1] P. S. Yuste, 02 septiembre 2014.:
<https://www.certificadosenergeticos.com/generacion-energia-basura-energia-100-limpia>.
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica. Gobierno de España,
«España circular 2030. Estrategia española de economía circular,» 2018.
- [3] Foro de la Industria Nuclear Española, «Energía 2021,» 2021.
- [4] <https://albarenova.com/microrredes/>.
- [5] Consorcio para la gestión de RSU de la provincia de Guadalajara,
«Memoria anual de gestión 2020,» 2021.
- [6] Consejería de Agricultura, Medioambiente y Desarrollo rural,
«Estrategia Regional de la Biomasa Forestal en Castilla-La Mancha,»
Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha, 2018.
- [7] Gobierno de España. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
<https://energia.serviciosmin.gob.es/Pretor/Vista/Informes/InformesInstalaciones.aspx>.

[8] Montebalito Energías Renovables, 2014.

<http://www.mtbren.com/portfolio-view/taracena/>.

[9] Alten Energías Renovables

<http://alten-energy.com/projects/southern-europe/spain/guadalajara-el-casar/?lang=es>.

[10] MTBren, 2014.

<http://www.mtbren.com/portfolio-view/heras-de-ayuso/>.

[11] Solaer S.L., «Energía Limpia y Sostenible,» 2020.

[12] El Dia digital, «Luz verde a las plantas solares fotovoltaicas 'Torija IV' y 'Las Alberizas II y III',»

<https://eldiadigital.es/art/316404/>

[13] The Wind Power, https://www.thewindpower.net/index_es.php.

[14] MITECO, «iagua,» 2021. <https://www.iagua.es/data/infraestructuras/presas/almoguera>.

[15] «Clear The Air Energy Blog,» 4 junio 2013. <http://energy.cleartheair.org.hk/?p=1950>.

[16] A. López Valenciano, *Estudio de una microrred inteligente en la ciudad de Huesca*, Madrid, 2015.

[17] «Aulafacil,»

<https://www.aulafacil.com/cursos/medio-ambiente/energias-renovables/pilas-de-combustible-119841>.

[18] D. A. Bonilla,

Estudio del aprovechamiento energético de los residuos biomásicos en una microrred inteligente

[19] Naciones Unidas, «Objetivos de Desarrollo Sostenible,»

<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/>.

[20] Energia.es,

http://www.energia.es/wp-content/uploads/mas_info.pdf.

[21] M. R. Rodríguez,

Diseño y análisis económico financiero de una instalación eólica onshore de 99MW, 2016.

[22] Gobierno de España, «Energía.Gob,» 2010.

<https://energia.gob.es/desarrollo/EnergiaRenovable/>

[Plan/Documentos/DocumentoCompleto/4Cap32_SectorHidroelectrico.pdf](#).

[23] «Wikipedia,» 20 02 2018.

<https://www.esferaluz.es/es/huerto-solar/energia-guadalajara/yunquera/>.

[24] Avolta Energy,

<https://avoltaenergy.com/>

[ahorrar-dinero-con-microrredes-de-energia-limpia-con-paneles-solares-y-baterias/](#).

[25] Queremos Verde,

<https://queremosverde.com/inercol-calefaccion-solar-produce-calor-sin-consumir-energia/>

[mapa-radiacion-solar-espan%CC%83a/](#).

[26] Greendok, 10 Marzo 2015,

<https://greendok.com/dimensionado-de-una-instalacion-minieolica-el-atlas-eolico>.

[27] Greendok, 10 Marzo 2015.

<https://greendok.com/dimensionado-de-una-instalacion-minieolica-el-atlas-eolico>.

[28] The Wind Power, «The Wind Power,»

https://www.thewindpower.net/turbine_es_166_gamesa_g47-660.php.

[29] «The Wind Power,»

https://www.thewindpower.net/turbine_es_47_gamesa_g90-2000.php.

[30] P. Pinochet, «Tecnologías Chile,» 20 febrero 2017.

<https://tecnologiaschile.com/2017/02/20/>

[plataforma-tecnologica-solena-energia-tecnologia-y-ventajas-de-ipgcc/](#).

[31] V. B. Cárdenas, *Estudio de una microrred en Almendralejo*, Madrid, 2018.

[32] M. Ruiz, «Grupo GeaPerona,»

<https://grupogeaperona.com/el-hidrogeno-en-las-calderas-a-gas-el-futuro-de-la-calefaccion/>.

[33] «Grebus,» 17 septiembre 2015.

<https://grebus.wordpress.com/2015/09/17/>

[el-ciclo-de-rankine-organico-y-sus-aplicaciones-en-la-recuperacion-de-calor/](#).

[34] Ballard, «DirectIndustry,»

<https://pdf.directindustry.com/pdf/ballard/pem-fuel-cell-product-portfolio/22779-160251.html>.

[35] «CorporateFinanceInstitute,»

<https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/levelized-cost-of-energy-lcoe/>.