



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LOS RESIDUOS AGROALIMENTARIOS EN LA REGIÓN DE HUELVA

Autor: Inés Atienza Lama

Director: Mar Cledera Castro

Co-Director: Javier Victoria Rodríguez

Madrid

17/07/2024

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Aprovechamiento energético de los residuos agroalimentarios en la región de Huelva en la
ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2023/24 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.: Inés Atienza Lama

Fecha: 17/ 07/2024

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Mar Cledera Castro



Fdo.: Javier Victoria Rodríguez

Fecha: 17/ 07/ 2024



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LOS RESIDUOS AGROALIMENTARIOS EN LA REGIÓN DE HUELVA

Autor: Inés Atienza Lama

Director: Mar Cledera Castro

Co-Director: Javier Victoria Rodríguez

Madrid

16/07/2024

APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LOS RESIDUOS AGROALIMENTARIOS EN LA REGIÓN DE HUELVA

Autor: Inés Atienza Lama

Director: Mar Cledera Castro

Co-Director: Javier Victoria Rodríguez

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

En este trabajo de fin de máster se ha llevado a cabo el estudio y análisis del potencial de producción de biogás y biometano en la provincia de Huelva mediante la digestión anaerobia. Para ello, se ha investigado la provincia de Huelva y se han identificado los residuos orgánicos como posibles sustratos para la digestión anaerobia. Se han considerado tres posibles escenarios de producción a partir de estos residuos orgánicos: la mono-digestión de cada sustrato por separado y dos posibles co-digestiones. Finalmente, se ha seleccionado el caso que produce la mayor cantidad de biometano y se ha evaluado su viabilidad económica y la reducción de emisiones.

Palabras clave: Digestión anaerobia, biogás, biometano, FVW (Fruit and Vegetable Waste), OFMSW (Organic Fraction of Municipal Solid Waste), Lodos.

1. Introducción

El proyecto de producción de biogás y biometano en la provincia de Huelva representa una iniciativa significativa en el contexto de la transición hacia una economía más sostenible y limpia. Este proyecto se centra en la utilización de residuos orgánicos para la generación de biogás y biometano, gases renovables que ofrecen una serie de ventajas ambientales y económicas. La región de Huelva, conocida por su intensa actividad agrícola, especialmente en el cultivo de las fresas, los frutos rojos y los cítricos, genera muchos residuos que, mediante procesos de digestión anaerobia, pueden transformarse en energía renovable. Este enfoque no solo contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también promueve una gestión más eficiente de los residuos, alineándose con los principios de la economía circular.

El biogás es una fuente de energía renovable que se produce mediante la digestión anaerobia, un proceso biológico en el cual, durante distintas etapas, microorganismos descomponen la materia orgánica en ausencia de oxígeno. Los sustratos de entrada de la digestión anaerobia son residuos orgánicos provenientes de distintas fuentes, como residuos agrícolas, estiércol, lodos de depuradoras o desechos sólidos urbanos. Si consideramos varios sustratos de entrada se denomina una co-digestión anaerobia y puede mejorar significativamente la producción de biogás. La digestión anaerobia genera biogás, una mezcla de gases, metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), que puede producir calor y electricidad. El biogás puede pasar por un proceso de purificación llamado upgrading, donde se produce el biometano.

El biometano es una versión purificada del biogás, en la que se elimina el dióxido de carbono y otras impurezas para obtener un gas con alta concentración de metano, superior al 95%. Este biometano puede utilizarse como un sustituto del gas natural convencional, inyectándolo a la red de gas natural, calefacción, generación de electricidad o como combustible para vehículos. La producción y uso de biometano ayudan a reducir la dependencia de combustibles fósiles y disminuyen las emisiones contaminantes, promoviendo un sistema energético más limpio y sostenible.

En el contexto global, la producción de biogás y biometano ha adquirido una relevancia creciente debido a su potencial para sustituir al gas natural y reducir la dependencia de combustibles fósiles. En 2022, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) estableció una hoja de ruta para el desarrollo del biogás en España, con el objetivo de alcanzar una producción de 10,41 TWh anuales para 2030. Este plan también incluye convertir biogás en biometano (MITECO, 2022).

La actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de 2023 refuerza estos objetivos, proponiendo duplicar la producción de biogás a 20 TWh para 2030 (PNIEC, 2023). Estudios de PwC para Naturgy destacan que el biogás y el biometano tienen un gran potencial para la descarbonización de España, con una producción estimada de 137 TWh anuales (CIEMAT et al., 2022). Por último, en Europa, el plan REPowerEU considera al biometano como una prioridad para la sustitución de gas en Europa, estableciendo un objetivo de alcanzar una producción anual de 35 mil millones de metros cúbicos de biometano para 2030. Este plan fomenta la producción de biometano a partir de residuos agrícolas y orgánicos, promoviendo su inyección segura en la red de gas (UE Energy, 2022).

En España, actualmente hay en funcionamiento un total de 210 plantas de biogás. La producción total en España en 2022 fue de 2,74 TWh, lo que representa un 0,3% del consumo total del país. Estas plantas se cuentan distribuidas en distintos sectores, como vertederos, estaciones de depuración de aguas residuales, al sector agropecuario, y al sector del papel (MITECO, 2022) (iAgua, 2024).

En cuanto al biometano, España cuenta actualmente con 9 plantas operativas, donde la mayoría del biometano se inyecta a la red. El biometano en España se produce principalmente a partir de residuos agrícolas, forestales, ganaderos, industriales y urbanos (Sedigas, 2023). Se prevé que para 2024, el número de plantas de biometano en España aumente a 64, generando una producción total estimada de 2.077 GWh al año (Genia Bioenergy, 2022).

Este proyecto en Huelva pretende impulsar la producción de biogás, aprovechando sus múltiples beneficios para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y manejar eficazmente los residuos. Con el apoyo gubernamental y nuevas regulaciones, el biogás y el biometano podrían desempeñar un papel crucial en la transición hacia un modelo energético más sostenible y circular.

3. Definición del proyecto

Este proyecto en Huelva se centra en transformar residuos orgánicos locales en energía renovable. Para ello, se ha comenzado con el estudio de la provincia de Huelva, donde se han estudiado los posibles residuos orgánicos producidos por la provincia para la producción de biogás y biometano. Una vez recogidos todos los residuos orgánicos producidos, se estudiará la producción de biogás y biometano a partir de los mismos.

Dentro de los residuos orgánicos de Huelva, según el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (PRTR), Huelva cuenta con más de 80 complejos industriales que generan residuos, de los cuales 39 producen residuos orgánicos aptos para la producción de biogás. Estos residuos orgánicos se dividen en tres categorías principales: lodos, residuos municipales y residuos de alimentos y vegetales.

Los lodos son una fuente clave para la producción de biogás. Se han identificado 42.104 toneladas anuales de lodos, incluyendo aquellos del tratamiento de aguas residuales industriales, lodos de fosas sépticas y separadores de agua con sustancias aceitosas. Los lodos de aguas residuales urbanas son particularmente adecuados para la digestión anaerobia debido a su alto contenido en materia orgánica.

La fracción orgánica de los residuos municipales, OFMSW, que abarcan desechos de hogares e industrias, también son una fuente importante de biogás. Se estima que los residuos industriales de Huelva generan alrededor de 960 toneladas anuales de residuos orgánicos. Además, considerando los residuos domésticos generados por la población de Huelva, se calcula un total de 30.021 toneladas de residuos orgánicos al año. Los residuos municipales suman 30.981 toneladas anuales, proporcionando una gran cantidad de material para producir biogás.

Por último, Huelva es un importante centro agrícola, especialmente conocido por la producción de fresas, frutos rojos y cítricos, lo que genera una gran cantidad de residuos de alimentos y vegetales. Los residuos agrícolas de fresas, cítricos, mangos y aguacates ascienden a aproximadamente 43.105 toneladas anuales. Estos residuos, denominados como FVW, son altamente biodegradables y adecuados para la producción de biogás. Aunque la producción de residuos varía mensualmente, se ha estimado una recolección mensual uniforme para asegurar una producción estable de biogás durante todo el año.

Tipo de residuo	Ton/año	%
Lodos	42.104	36%
OFMSW	30.981	23%
FVW	43.105	37%

Tabla 1: Residuos orgánicos recogidos de Huelva

A continuación, se estudiará la producción de biogás y biometano a partir de estos residuos y se analizará la viabilidad económica y la reducción de contaminantes a la atmósfera. Por

otro lado, se estudiará la utilización del CO₂ producido para poder utilizarlo en la producción de metanol en Huelva.

4. Resultados

Para el estudio de la producción de biogás y biometano, se han estudiado tres casos distintos:

- CASO I: Mono-digestión anaerobia de OFMSW, FVW y Lodos por separado.
Es el caso con menor producción de biogás y biometano ya que las co-digestiones presentan mejor rendimiento.
- CASO II: Co-digestión Lodos+OFMSW y Co-digestión OFMSW+FVW y mono-digestión FVW.
Debido a que las co-digestiones con Lodos tienen mayor rendimiento, se ha estudiado la co-digestión de estos con OFMSW. Sin embargo, debido a la mayor cantidad de OFMSW que de lodos, se tiene suficiente cantidad como para hacer una segunda co-digestión con los residuos FVW. Por último, se realiza una mono-digestión de los residuos restantes de FVW para maximizar su aprovechamiento.
- CASO III: Co-digestión Lodos+FVW y Co-digestión FVW+OFMSW y mono digestión FVW.
En este último caso, se realiza primero la co-digestión de los Lodos junto con los residuos FVW. A continuación, con los residuos restantes de FVW junto con OFMSW, y por último una mono-digestión de los residuos restantes de FVW.

Después de analizar cada caso, obtenemos los siguientes resultados:

Caso I		Mono-digestiones	
	Producción biogás (m3)	Producción biometano (m3)	
Potencial 100% OFMSW	1.625.054	975.033	
Potencial 100% FVW	4.735.440	2.841.264	
Potencial 100% LODOS	596.477	357.886	
TOTAL	6.956.971	4.174.183	
Caso II		Co-digestion SS+OFMSW y OFMSW+FVW y mono-digestión FVW	
	Producción biogás (m3)	Producción biometano (m3)	
Co-digestion Lodos+OFMSW	2.459.399	1.475.639	
Co-digestion FVW+OFMSW	5.597.389	3.358.433	
Mono FVW	2.251.236	1.350.742	
TOTAL	10.308.023	6.184.814	
Incremento respecto Caso I	48,17%	48,17%	

Caso III	Co-digestion SS+FVW y FVW+OFMSW y mono-digestión FVW	
	Producción biogás (m3)	Producción biometano (m3)
Co-digestion Lodos+FVW	2.010.402	1.206.241
Co-digestion FVW+OFMSW	8.712.389	5.227.433
Mono FVW	248.047	148.828
TOTAL	10.970.838	6.582.503
Incremento respecto Caso I	57,70%	57,70%

Tabla 2: Resultados producción biogás y biometano Caso I, Caso II y Caso III

Como podemos observar, el Caso III es el caso con mayor producción de biogás y biometano, con un 57,7% más de producción en comparación con la mono-digestión. Se ha elegido esta opción para el estudio económico y para el cálculo de la reducción de emisiones.

En cuanto al estudio económico, se ha tendido en cuenta el uso del biogás para producir biometano e inyectarlo a la red de gas natural. Teniendo en cuenta la venta de biometano a 86 EUR/MWh y la venta del CO₂ biogénico producido a 150 EUR/MWh, con un CAPEX de 23.697.000 EUR y un OPEX fijo de 947.880 EUR y una deuda del 80% a 15 años y una subvención del 30% del CAPEX del proyecto, se llega a los siguientes resultados:

Resultado análisis económico	
VAN	2.498.017
IRR-P (25y)	12%
IRR-E (25y)	21%
Min DSCR	1,07
Average DSCR	1,82

Tabla 3: Resultados económicos

El proyecto es financieramente viable y rentable, con un VAN positivo y altas tasas internas de retorno tanto para el proyecto (IRR-P) como para los inversores de capital (IRR-E). El DSCR promedio muestra una buena capacidad para cubrir el servicio de la deuda. En resumen, los resultados sugieren que el proyecto es una buena oportunidad de inversión.

Por otro lado, se ha estudiado la reducción de emisiones del proyecto. En este caso, tenemos dos tipos de reducción de emisiones, unas procedentes de evitar que los residuos se descompongan en los vertederos y produzcan, entre otros gases, metano y CO₂, y en otro lugar, la reducción de producción de gas natural debido a la producción de biometano como sustitución. En estos casos obtenemos lo siguiente:

	Ton CO2-eq evitadas
Residuos orgánicos	118.538
Gas natural	17.694
Total	136.232

Tabla 4: CO₂ evitado

Por último, se ha estudiado la producción de CO₂ biogénico para su posterior venta en Huelva. Con una producción anual total de 8.689 toneladas de CO₂ biogénico a partir de la producción de biometano, se puede abastecer una planta de biocombustibles que utilice este CO₂ como materia prima. En concreto, una planta de metanol verde operada por Cepsa, que se estima consume más de 300.000 de toneladas de CO₂ al año situada en Huelva. Al vender el CO₂ producido por la digestión anaerobia a la planta de metanol verde, se asegura que este subproducto se destina a un uso renovable, contribuyendo a la descarbonización de la provincia de Huelva y apoyando la producción de biocombustibles sostenibles.

5. Conclusiones

Este trabajo de fin de máster realiza un análisis exhaustivo sobre la viabilidad de producir biogás y biometano a partir de residuos orgánicos en Huelva, destacando tanto su potencial económico como ambiental. Después de analizar los residuos de la provincia, clasificados en tres categorías principales: lodos, residuos sólidos urbanos (MSW) y residuos de alimentos y vegetales (FVW), cada uno con su propio potencial de producción de biogás, el análisis mostró que la co-digestión de estos residuos aumenta significativamente la producción de biogás y biometano, especialmente cuando se combinan lodos con residuos de frutas, verduras y sólidos urbanos. Este caso, el Caso III mostró un aumento del 57,7% en la producción de biogás comparado con la mono-digestión, alcanzando una producción anual de 10.970.838 m³ de biogás y 6.582.503 m³ de biometano.

El estudio económico revela una alta rentabilidad, con un Valor Actual Neto (VAN) de 2.498.017 euros, indicando un valor añadido significativo por encima del coste inicial de la inversión. Las tasas internas de retorno del proyecto (IRR-P) y del equity (IRR-E) son del 12% y 21% respectivamente, demostrando un atractivo retorno de inversión. Además, el proyecto muestra una buena capacidad para cubrir el servicio de la deuda con un Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda (DSCR) promedio de 1,82. Estos indicadores sugieren que el proyecto no solo es viable financieramente, sino también una oportunidad atractiva para los inversores.

Desde una perspectiva ambiental, el proyecto tiene un impacto positivo significativo. La producción de biogás y biometano a partir de residuos orgánicos reduce las emisiones de gases de efecto invernadero, evitando la descomposición de residuos en vertederos y sustituyendo el gas natural con biometano. Se estima que el proyecto reducirá las emisiones en 136.232 toneladas de CO₂-eq al año. Además, promueve la economía circular al convertir residuos en energía renovable, beneficiando al medio ambiente y creando oportunidades económicas en la región. La implementación exitosa de este proyecto puede servir como modelo para otras regiones, incentivando la adopción de tecnologías sostenibles y eficientes en la gestión de residuos.

6. Referencias

- (1) CIEMAT, NATURGY y PWC (2022). *El biogás y el biometano como palanca clave en la descarbonización de la economía española*.
<https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/el-biogas-y-el-biometano-como-palanca-clave-en-la-descarbonizacion-de-la-economia-espanola/>
- (2) Genia Bioenergy (2022). *El incremento de plantas de biometano en España*. <https://geniobioenergy.com/incremento-de-plantas-de-biometano-en-espana/>
- (3) iAgua, R. (2024). *Así están impulsando las EDAR la revolución del biogás en España*. iAgua. <https://www.iagua.es/noticias/redaccion-iagua/asi-estan-impulsando-edar-revolucion-biogas-espana>
- (4) MITECO (2022). *Hoja de ruta del biogás*.
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es-es/Novedades/Documents/00HR_Biogas_V6.pdf
- (5) PNIEC (2023). *Borrador de actualización del plan nacional integrado de energía y clima 2023-2030*. <https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/layouts/15/Borrador%20para%20la%20actualizaci%C3%B3n%20del%20PNIEC%202023-2030-64347.pdf>
- (6) Sedigas (2023). *Plantas de Biometano Operativas en España. Inyección a la red gasista de transporte y distribución*. <https://estudio-biometano.sedigas.es/wp-content/uploads/2023/12/mapa-biometano-espana-2023.pdf>
- (7) UE Energy (2022). *Biomethane*. https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biomethane_en

ENERGY UTILIZATION OF LIVESTOCK AND AGRI-FOOD WASTES IN THE PROVINCE OF HUELVA

Author: Atienza Lama, Inés.

Supervisor: Cledera Castro, Mar.

Co-Supervisor: Victoria Rodríguez, Javier.

Collaborating Entity: ICAI– Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

In this master's thesis, a study and analysis of the potential for biogas and biomethane production in the province of Huelva through anaerobic digestion has been conducted. For this purpose, the province of Huelva was investigated, and organic waste was identified as possible substrates for anaerobic digestion. Three possible production scenarios from these organic wastes were considered: the mono-digestion of each substrate separately and two possible co-digestions. Finally, the scenario that produces the highest amount of biomethane was selected, and its economic viability and emission reduction were evaluated.

Keywords: Anaerobic digestion, biogas, biomethane, FVW (Fruit and Vegetable Waste), OFMSW (Organic Fraction of Municipal Solid Waste), Sludge.

1. Introduction

The biogas and biomethane production project in the province of Huelva represents a significant initiative in the context of the transition towards a more sustainable and cleaner economy. This project focuses on utilizing organic waste to generate biogas and biomethane, renewable gases that offer a series of environmental and economic advantages. The region of Huelva, known for its intense agricultural activity, especially in the cultivation of strawberries, berries, and citrus fruits, generates a large amount of waste that can be transformed into renewable energy through anaerobic digestion processes. This approach not only contributes to reducing greenhouse gas emissions but also promotes more efficient waste management, aligning with the principles of the circular economy.

Biogas is a renewable energy source produced through anaerobic digestion, a biological process in which microorganisms break down organic matter in the absence of oxygen. The input substrates for anaerobic digestion include organic waste from various sources, such as agricultural waste, manure, sludge from wastewater treatment plants, or urban solid waste. When several substrates are considered for input, it is called anaerobic co-digestion, which can significantly improve biogas production. Anaerobic digestion generates biogas, a mixture of gases, primarily methane (CH₄) and carbon dioxide (CO₂), which can be used to produce heat and electricity. Biogas can undergo a purification process called upgrading, where biomethane is produced.

Biomethane is a purified version of biogas, with carbon dioxide and other impurities removed to obtain a gas with a high methane concentration, exceeding 95%. This

biomethane can be used as a substitute for conventional natural gas, by injecting it into the natural gas grid, using it for heating, electricity generation, or as fuel for vehicles. The production and use of biomethane help reduce the dependence on fossil fuels and decrease pollutant emissions, promoting a cleaner and more sustainable energy system.

In the global context, the production of biogas and biomethane has gained increasing relevance due to its potential to replace natural gas and reduce dependence on fossil fuels. In 2022, the Ministry for Ecological Transition and the Demographic Challenge (MITECO) established a roadmap for the development of biogas in Spain, aiming to achieve a production of 10.41 TWh annually by 2030. This plan also includes converting biogas into biomethane (MITECO, 2022).

The 2023 update of the National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC) reinforces these objectives, proposing to double biogas production to 20 TWh by 2030 (PNIEC, 2023). Studies by PwC for Naturgy highlight that biogas and biomethane have great potential for decarbonizing Spain, with an estimated production of 137 TWh annually (CIEMAT et al., 2022). Finally, in Europe, the REPowerEU plan considers biomethane a priority for gas replacement in Europe, setting a goal to reach an annual production of 35 billion cubic meters of biomethane by 2030. This plan promotes the production of biomethane from agricultural and organic waste, encouraging its safe injection into the gas grid (UE Energy, 2022).

In Spain, there are currently 210 biogas plants in operation. Total production in Spain in 2022 was 2.74 TWh, representing 0.3% of the country's total consumption. These plants are distributed across various sectors, such as landfills, wastewater treatment stations, the agricultural sector, and the paper sector (MITECO, 2022) (iAgua, 2024).

Regarding biomethane, Spain currently has 9 operational plants, with most of the biomethane being injected into the grid. Biomethane in Spain is mainly produced from agricultural, forestry, livestock, industrial, and urban waste (Sedigas, 2023). It is expected that by 2024, the number of biomethane plants in Spain will increase to 64, generating an estimated total production of 2,077 GWh annually (Genia Bioenergy, 2022).

This project in Huelva aims to boost biogas production, leveraging its multiple benefits to reduce greenhouse gas emissions and effectively manage waste. With government support and new regulations, biogas and biomethane could play a crucial role in the transition towards a more sustainable and circular energy model.

2. Project Definition

This project in Huelva focuses on transforming local organic waste into renewable energy. It began with the study of the province of Huelva, identifying potential organic waste produced in the province for biogas and biomethane production. Once all the produced organic waste is collected, biogas and biomethane production will be studied.

Within the organic waste from Huelva, according to the Pollutant Release and Transfer Register (PRTR), Huelva has more than 80 industrial complexes generating waste, 39 of

which produce organic waste suitable for biogas production. These organic wastes are divided into three main categories: sludge, municipal waste, and food and vegetable waste.

Sludge is a key source for biogas production. A total of 42,104 tons of sludge have been identified annually, including those from industrial wastewater treatment, septic tank sludge, and separators of water with oily substances. Urban wastewater sludge is particularly suitable for anaerobic digestion due to its high organic content. However, some types of sludge require pretreatment to remove contaminants before use in biogas production.

The organic fraction of municipal solid waste (OFMSW), encompassing waste from households and industries, is also an important source of biogas. It is estimated that industrial waste in Huelva generates around 960 tons of organic waste annually. Additionally, considering the domestic waste generated by the population of Huelva, a total of 30,021 tons of organic waste is calculated annually. Municipal waste totals 30,981 tons annually, providing a large amount of material for biogas production.

Finally, Huelva is an important agricultural center, especially known for the production of strawberries, berries, and citrus fruits, generating a large amount of food and vegetable waste. Agricultural waste from strawberries, citrus fruits, mangoes, and avocados amounts to approximately 43,105 tons annually. These wastes, known as FVW, are highly biodegradable and suitable for biogas production. Although waste production varies monthly, a uniform monthly collection has been estimated to ensure stable biogas production throughout the year.

Type of waste	Ton/year	%
Lodos	42.104	36%
OFMSW	30.981	23%
FVW	43.105	37%

Table 5: Organic waste in Huelva

4. Results

For the study of biogas and biomethane production, three different scenarios have been analyzed:

- CASE I: Mono-digestion of OFMSW, FVW, and Sludge separately.

This case has the lowest biogas and biomethane production as co-digestions have better performance.

- CASE II: Co-digestion of Sludge + OFMSW and Co-digestion of OFMSW + FVW with mono-digestion of FVW.

Given that co-digestions with Sludge have higher yields, the co-digestion of Sludge with OFMSW has been studied. However, due to the greater amount of OFMSW compared to sludge, there is enough quantity to perform a second co-digestion with FVW residues. Finally, a mono-digestion of the remaining FVW residues is carried out to maximize their use.

- CASE III: Co-digestion of Sludge + FVW and Co-digestion of FVW + OFMSW with mono-digestion of FVW.

In this last case, the co-digestion of Sludge with FVW residues is first performed. Next, with the remaining FVW residues and OFMSW, and finally, a mono-digestion of the remaining FVW residues is conducted.

Case I		Mono-digestions	
		Biogas production (m3)	Biomethane production (m3)
100% OFMSW		1.625.054	975.033
100% FVW		4.735.440	2.841.264
100% LODOS		596.477	357.886
TOTAL		6.956.971	4.174.183
Case II		Co-digestion SS+OFMSW & OFMSW+FVW & mono-digestión FVW	
		Biogas production (m3)	Biomethane production (m3)
Co-digestion Lodos+OFMSW		2.459.399	1.475.639
Co-digestion FVW+OFMSW		5.597.389	3.358.433
Mono FVW		2.251.236	1.350.742
TOTAL		10.308.023	6.184.814
Increase vs Case I		48,17%	48,17%
CaseIII		Co-digestion SS+FVW & FVW+OFMSW & mono-digestión FVW	
		Biogas production (m3)	Biomethane production (m3)
Co-digestion FVW+OFMSW		8.712.389	5.227.433
Mono FVW		248.047	148.828
TOTAL		10.970.838	6.582.503
Increase vs Case I		57,70%	57,70%

Tabla 6: Biogas and biomethane production Case I, Case II & Case III

As we can observe, Case III is the scenario with the highest production of biogas and biomethane, with 57.7% more production compared to mono-digestion. This option has been chosen for the economic study and for calculating the reduction in emissions.

Regarding the economic study, the use of biogas to produce biomethane and inject it into the natural gas grid has been considered. Considering the sale of biomethane at 86 EUR/MWh and the sale of biogenic CO₂ produced at 150 EUR/MWh, with a CAPEX of 23,697,000 EUR and a fixed OPEX of 947,880 EUR, and a debt of 80% over 15 years and a 30% subsidy of the project CAPEX, the following results are obtained:

Economic results	
NPV	2.498.017
IRR-P (25y)	12%
IRR-E (25y)	21%
Min DSCR	1,07
Average DSCR	1,82

Table 7: Economic results

The project is financially viable and profitable, with a positive NPV and high internal rates of return both for the project (IRR-P) and for equity investors (IRR-E). The average DSCR shows a good capacity to cover the debt service. In summary, the results suggest that the project is a good investment opportunity.

On the other hand, the project's emission reductions have been studied. In this case, there are two types of emission reductions: those from preventing waste from decomposing in landfills and producing, among other gases, methane and CO₂, and those from reducing natural gas production due to the production of biomethane as a substitute. In these cases, we obtain the following:

	Ton CO₂-eq avoided
Organic waste	118.538
Natural gas	17.694
Total	136.232

Table 8: CO₂ reduction

Lastly, the production of biogenic CO₂ for subsequent sale in Huelva has been studied. With an annual total production of 8,689 tons of biogenic CO₂ from the production of biomethane, a biofuel plant that uses this CO₂ as raw material can be supplied. Specifically, a green methanol plant operated by Cepsa, which is estimated to consume more than 300,000 tons of CO₂ per year, located in Huelva. By selling the CO₂ produced by anaerobic digestion to the green methanol plant, it ensures that this by-product is used in a renewable way,

contributing to the decarbonization of the province of Huelva and supporting the production of sustainable biofuels.

5. Conclusiones

This master's thesis provides a comprehensive analysis of the feasibility of producing biogas and biomethane from organic waste in Huelva, highlighting both its economic and environmental potential. After analyzing the waste from the province, classified into three main categories: sludge, municipal solid waste (MSW), and food and vegetable waste (FVW), each with its own biogas production potential, the analysis showed that the co-digestion of these wastes significantly increases the production of biogas and biomethane, especially when sludge is combined with fruit, vegetable, and urban solid waste. Case III showed a 57.7% increase in biogas production compared to mono-digestion, reaching an annual production of 10,970,838 m³ of biogas and 6,582,503 m³ of biomethane.

The economic study reveals high profitability, with a Net Present Value (NPV) of 2,498,017 euros, indicating significant added value above the initial investment cost. The internal rates of return for the project (IRR-P) and equity (IRR-E) are 12% and 21%, respectively, demonstrating an attractive return on investment. Additionally, the project shows a good capacity to cover the debt service with an average Debt Service Coverage Ratio (DSCR) of 1.82. These indicators suggest that the project is not only financially viable but also an attractive opportunity for investors.

From an environmental perspective, the project has a significant positive impact. The production of biogas and biomethane from organic waste reduces greenhouse gas emissions by preventing waste decomposition in landfills and replacing natural gas with biomethane. It is estimated that the project will reduce emissions by 136,232 tons of CO₂-eq per year. Additionally, it promotes a circular economy by converting waste into renewable energy, benefiting the environment and creating economic opportunities in the region. The successful implementation of this project can serve as a model for other regions, encouraging the adoption of sustainable and efficient waste management technologies.

6. Referencias

- (1) CIEMAT, NATURGY y PWC (2022). *El biogás y el biometano como palanca clave en la descarbonización de la economía española*.
<https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/el-biogas-y-el-biometano-como-palanca-clave-en-la-descarbonizacion-de-la-economia-espanola/>
- (2) Genia Bioenergy (2022). *El incremento de plantas de biometano en España*. <https://geniabioenergy.com/incremento-de-plantas-de-biometano-en-espana/>

- (3) iAgua, R. (2024). *Así están impulsando las EDAR la revolución del biogás en España. iAgua.* <https://www.iagua.es/noticias/redaccion-iagua/asi-estan-impulsando-edar-revolucion-biogas-espana>
- (4) MITECO (2022). *Hoja de ruta del biogás.* https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es-es/Novidades/Documents/00HR_Biogas_V6.pdf
- (5) PNIEC (2023). *Borrador de actualización del plan nacional integrado de energía y clima 2023-2030.* <https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/layouts/15/Borrador%20para%20la%20actualizaci%C3%B3n%20del%20PNIEC%202023-2030-64347.pdf>
- (6) Sedigas (2023). *Plantas de Biometano Operativas en España. Inyección a la red gasista de transporte y distribución.* <https://estudio-biometano.sedigas.es/wp-content/uploads/2023/12/mapa-biometano-espana-2023.pdf>
- (7) UE Energy (2022). *Biomethane.* https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biomethane_en

Glosario

ACS	Agua Caliente Sanitaria	IEA	International Energy Agency
AGV	Ácidos Grasos Volátiles	IRR	Tasa Interna de Retorno
BCM	Billones de Metros Cúbicos	IRYDA	Instituto Nacional de Reforma y Desarrollo Agrario
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage	KTEP	Kilotoneladas Equivalentes de Petróleo
BSR	Procesos de reforma de vapor de biogás	LCFS	Estándar de Combustibles Bajas en Carbono
CAGR	Compounded Annual Growth Rate	LCOB	Coste Nivelado del Biometano
CAPEX	Capital expenditures	LPCH	Lípidos, Proteínas y Carbohidratos
CHP	Cogeneración de calor y electricidad	MITECO	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas	MO	Materia Orgánica
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia	MSW	Municipal Solid Waste
DA	Digestión Anaerobia	NPV	Valor Neto Presente

DC	Distribuidos Comerciales	ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
DG	Digestato	OFMSW	Organic Fraction Municipal Solid Waste
DSCR	Debt Service Coverage Ratio	OPEX	Operating Expenses
EBIT	Earnings Before Interest and Taxes	PRTR	Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes
EBITDA	Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortisation	PSA	Pressure Swing Adsorption
EDAR	Estación Depuradora de Aguas Residenciales	PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
ESA	Electrical Swing Adsorption	PTB	Planta de Tratamiento de Biogás
FAO	Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura	PTV	Parque Tecnológico de Valdemingómez
FCEVs	Vehículos eléctricos de células de combustible	PYMES	Pequeñas y Medianas Empresas
FCF	Free Cash Flow	RED	Directiva de Energía Renovable
FiP	Feed-in Premium	RFS	Estándar de Combustible Renovable
FiT	Feed-in Tariff	SMR	Procesos de reforma de metano

FWW	Food and Vegetable Waste	SYNGAS	Gas de síntesis
GECF	Gas Exporting Countries Forum	TCO	Tasa de Carga Orgánica
GEI	Gases de Efecto Invernadero	TRH	Tiempo de Retención Hidráulica
GdO	Garantías de Origen	TS	Total Solids (Sólidos Totales)
GNC	Gas Natural Comprimido	TSA	Temperature Swing Adsorption
GNL	Gas Natural Licuado	TTF	Title Transfer Facility
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía	UE	Unión Europea
		VS	Volatile Solids (Sólidos Volátiles)

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
1.1 Motivación del proyecto	11
1.2 Contexto	13
1.3 Objetivos	14
1.4 Alineación con los ODS	15
Capítulo 2. Estado de la Cuestión	18
2.1 Gas natural.....	18
<i>Situación a nivel mundial</i>	19
<i>Situación en España</i>	21
2.2 Producción y consumo de biogás	23
<i>Producción y consumo mundial</i>	23
<i>China</i>	25
<i>India</i>	26
<i>Estados Unidos</i>	26
<i>Producción y consumo EU</i>	27
2.3 Producción y consumo de biogás España.....	30
2.4 Situación del biometano	33
<i>Situación del biometano en España</i>	34
2.5 Marco regulatorio y oportunidades en EU y España	35
2.6 Aplicaciones del biogás y biometano	40
<i>Producción de calor y electricidad</i>	40
<i>Producción de hidrógeno</i>	41
<i>Producción de bio-combustibles</i>	42
<i>Inyección a la red de gas natural</i>	42
2.7 Pretratamientos del biogás.....	43
<i>Pretratamientos físicos y mecánicos</i>	44
<i>Pretratamientos químicos</i>	45
<i>Pretratamientos biológicos</i>	46
<i>Pretratamientos térmicos</i>	47
2.8 Postratamientos	47

<i>Tratamiento del digestato</i>	47
<i>Inyección a la red de gas natural</i>	53
2.9 Proyectos biogás y biometano.....	54
<i>Proyectos de Repsol en Biogás y Biometano</i>	54
<i>Proyectos de Naturgy en Biogás y Biometano</i>	55
<i>Otros proyectos</i>	57
Capítulo 3. Producción del biogás y biometano	59
3.1 Digestión Anaerobia.....	59
<i>Hidrólisis</i>	60
<i>Acidogénesis</i>	60
<i>Acetogénesis</i>	61
<i>Metanogénesis</i>	62
3.2 Parámetros de la DA.....	63
<i>Influencia del tipo de sustrato de entrada</i>	66
<i>Co-digestión</i>	67
3.3 Producción del biometano.....	69
<i>Sorción</i>	71
<i>Separación</i>	72
Capítulo 4. Metodología	74
4.1 Estudio de la zona de Huelva.....	74
4.2 Estudio de los residuos agroalimentarios.....	77
4.3 Estudio de los lodos.....	79
4.4 Potencial de la zona de Huelva.....	81
<i>Lodos</i>	81
<i>Municipal Solid Waste (MSW)</i>	82
<i>Fruit and Vegetable Waste (FVW)</i>	83
<i>Resto de residuos</i>	85
<i>Resumen residuos</i>	85
<i>Caso I: Mono-digestión anaerobia de OFMSW, FVW y Lodos</i>	86
<i>Caso II: Co-digestión Lodos+OFMSW y Co-digestión OFMSW+FVW y mono-digestión FVW</i>	90
<i>Caso III: Co-digestión Lodos+FVW y Co-digestión FVW+OFMSW y Mono-digestión FVW</i>	94

<i>Resumen resultados</i>	96
Capítulo 5. Estudio económico	98
5.1 Ingresos y costes del proyecto	102
5.2 Flujo de caja del proyecto	104
5.3 Flujo de caja de los accionistas	106
5.4 Deuda	107
Capítulo 6. Impacto medioambiental	109
6.1 Reducción de emisiones y contaminación.....	109
6.2 Potencial del CO ₂ biogénico	112
<i>Usos del CO₂</i>	113
<i>Producción de CO₂ biogénico</i>	117
<i>Potencial CO₂ biogénico en Huelva</i>	117
Capítulo 7. Conclusiones	119
Capítulo 8. Bibliografía	121
ANEXO I: Lista fábricas seleccionadas PRTR	131
ANEXO II: Modelo económico	135

Índice de Tablas

Tabla 1: Residuos orgánicos recogidos de Huelva.....	6
Tabla 2: Resultados producción biogás y biometano Caso I, Caso II y Caso III	8
Tabla 3: Resultados económicos	8
Tabla 4: CO ₂ evitado	9
Table 5: Organic waste in Huelva	14
Tabla 6: Biogas and biomethane production Case I, Case II & Case III.....	15
Table 7: Economic results	16
Table 8: CO ₂ reduction.....	16
Tabla 9: Producción global 2022 y 2028. Fuente: IEA (2024)	25
Tabla 10: Potencial del Biogás en España Según Origen de los Residuos Fuente: IDAE y análisis de PwC.....	31
Tabla 11: Composición química de lípidos, proteínas y carbohidratos.....	67
Tabla 12: Producción y composición de biogás, calculadas con las fórmulas de Buswell-Muelles y Boyle.....	67
Tabla 13: % de desperdicio en la producción de distintas frutas y verduras. Fuente: Elaboración propia.....	78
Tabla 14: Tipos de lodos seleccionados Fuente: PRTR	81
Tabla 15: Residuos municipales seleccionados. Fuente: PRTR.....	82
Tabla 16: Cálculo de MSW urbano Huelva. Fuente: Elaboración propia.....	83
Tabla 17: Producción y % de residuos de cada fruta y verdura	83
Tabla 18: Calendario de producción y residuos FVW	84
Tabla 19: Resto de residuos considerados Fuente: PRTR.....	85
Tabla 20: Toneladas de residuos recogidos en Huelva.....	86
Tabla 21: Características de OFMSW	86
Tabla 22: Cálculo producción biogás y biometano mono-digestión 100% OFMSW	87
Tabla 23: Cálculo producción de biogás y biometano de FVW por composición	87
Tabla 24: Características de los residuos FVW.....	87
Tabla 25: Producción biogás y biometano a partir de residuos FVW	88

Tabla 26: Resultado mono-digestión FVW	88
Tabla 27: Características de los lodos	88
Tabla 28: Producción biogás y biometano mono-digestión lodos.....	89
Tabla 29: Potencial total Caso I.....	89
Tabla 30: Características co-digestión Lodos y OFMSW	90
Tabla 31: Características sustratos OFMSW y Lodos en la co-digestión	91
Tabla 32: Producción biogás y biometano co-digestión Lodos + OFMSW.....	91
Tabla 33: Características co-digestión OFMSW y FVW	91
Tabla 34: racterísticas sustratos co-digestión OFMSW y FVW.....	92
Tabla 35: Producción biogás y biometano co-digestión OFMSW y FVW	92
Tabla 36: Producción biogás y biometano mono-digestión FVW	92
Tabla 37: Producción biogás y biometano Caso II.....	93
Tabla 38: Características co-digestión Lodos y FVW.....	94
Tabla 39: Características sustratos co-digestión Lodos y FVW.....	94
Tabla 40: Producción de biogás y biometano co-digestiçon Lodos y FVW	94
Tabla 41: Características sustratos co-digestión OFMSW y FVW	95
Tabla 42: Producción de biogás y biometano co-digestión OFMSW y FVW	95
Tabla 43: Producción mono-digestión FVW.....	95
Tabla 44: Producción biogás y biometano Caso II.....	95
Tabla 45: Resumen resultados Caso I, Caso II y Caso III.....	96
Tabla 46: DSCR del proyecto.....	108
Tabla 43: Toneladas de CO2-eq evitadas en la utilización de residuos	110
Tabla 48: Toneladas de CO2 eq evitado en la producción de biometano	111
Tabla 49: Producción CO2 biogénico	117
Tabla 50: Cálculo consumo CO2 planta metanol	118

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: Demanda de gas natural por sector 2022-2050 (bcm).....	20
Ilustración 2: Demanda de gas natural en España 2023	22
Ilustración 3: Producción histórica global y previsión de biogases, 2012-2028. Fuente: IEA (2024)	24
Ilustración 4: Principales usos del biogás en distintas regiones, 2021 Fuente: IEA (2024).....	25
Ilustración 5: Producción de biogás y biometano en Europa. Fuente: (EBA, 2023a).....	28
Ilustración 6: Porcentaje del biogás en el consumo bruto interno total de bioenergía en 2021 (%)	29
Ilustración 7: Potencial de biogás/biometano en los países europeos por residuo (Análisis realizado 2022)	32
Ilustración 10: Localización plantas de biometano en España. Fuente: (Sedigas, 2023a)	34
Ilustración 11: Listado de plantas de biometano en España. Fuente: (Sedigas, 2023a).....	34
Ilustración 8: Comparativa de las medidas de apoyo al biogás u biometano en países europeos Fuente: PwC (2022)	36
Ilustración 9: Nuevas plantas instaladas de biometano. Fuente: (EBA, 2023b).....	38
Ilustración 12: Procesos de postratamiento del digestato	49
Ilustración 13: Etapas de la digestión anaerobia. Fuente: (Uddin, M. M, et. al, 2022).....	62
Ilustración 14: Métodos del upgrading del biometano Fuente: (Adnan, A. I, et. al, 2019)	71
Ilustración 15: Porcentaje de desperdicio de distintas frutas y verduras. Fuente: (FAO, 2022) y elaboración propia	78
Ilustración 16: Calendario de producción de distintas frutas y verduras en Huelva	79
Ilustración 17: Producción biogás y biometano Caso I, Caso II y Caso III	97
Ilustración 18: Technical Inputs	98
Ilustración 19: Precios futuros contratos gas natural TTF.....	99
Ilustración 20: Economic Inputs.....	100
Ilustración 21: Debt Sizing Inputs	101
Ilustración 22: IRS a 15 años Fuente: Investing.....	101
Ilustración 23: Esquema CO ₂ biogénico vs CO ₂ fósil	112

Ilustración 24: Usos CO₂ biogénico 114

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La preocupación creciente por el cambio climático, la gestión sostenible de los residuos y la necesidad de diversificar las fuentes de energía renovable han impulsado la búsqueda de soluciones innovadoras y sostenibles a nivel global. En este contexto, este proyecto de producción de biometano en Huelva puede presentarse como una respuesta a estos desafíos, aprovechando los residuos orgánicos generados en la región para producir energía limpia y renovable. Este capítulo estudia las razones que motivan el proyecto, destacando los beneficios ambientales, económicos y sociales que se esperan obtener, y destacando la importancia de promover una economía circular y baja en carbono para el desarrollo sostenible de Huelva y promoverla otras regiones.

En 2022, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) lanzó una hoja de ruta para el desarrollo del biogás en España, identificando tanto los retos como las oportunidades en este campo. Este documento está respaldado por la normativa nacional, la Estrategia Española de Economía Circular ("España Circular 2030"), que establece como uno de sus objetivos principales reducir la generación de residuos en un 15% en comparación con 2010. Además, se prevén leyes y planes específicos para fomentar la producción de gases renovables (MITECO, 2022).

Esta Hoja de Ruta del biogás establece un plan estratégico con las directrices y acciones necesarias para el desarrollo y expansión del sector del biogás en España, fija una meta de producción mínima de 10,41 TWh anuales para 2030, lo que representaría un incremento de 3,8 veces en comparación con la producción de 2020. Parte de este biogás se utilizará directamente para usos térmicos o generación eléctrica en áreas cercanas a su producción, mientras que otra parte se transformará en biometano para su uso en vehículos. Se estima que, para 2030, al menos un 1% del gas consumido en la red de gas natural será biometano.

Estos objetivos contribuirían a reducir las emisiones de CO₂ en 2,1 millones de toneladas, al tiempo que se aprovecharían residuos agroalimentarios y urbanos (MITECO, 2022).

La actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de 2023, que establece una serie de objetivos ambiciosos para la transición energética en España, incluye una significativa ampliación en la producción de biogás. Según este plan, se espera que la producción de biogás se duplique en comparación con las estimaciones previas establecidas en la Hoja de Ruta del Biogás. Esto significa que la producción alcanzará los 20 TWh para el año 2030. Se espera que esta medida no solo contribuya a la reducción de las emisiones, sino que también promueva la innovación tecnológica y la creación de empleo en el sector de las energías renovables (PNIEC, 2023).

Estudios como el de PwC, publicado por Naturgy, destacan que el biogás y el biometano son esenciales para la descarbonización de la economía española. Según estos estudios, el potencial de producción de biogás en España podría alcanzar los 137 TWh anuales, superando ampliamente los objetivos de la Hoja de Ruta del Biogás y el PNIEC. Este nivel de producción podría sustituir hasta el 32% de la demanda de gas natural en España y reducir las emisiones de CO₂ en un rango de 8,6 a 13,3 millones de toneladas anuales, lo que es significativamente mayor que las reducciones previstas en el plan gubernamental (CIEMAT et al., 2022).

En conclusión, el biogás y el biometano representan una oportunidad crucial para avanzar en la descarbonización de España. Los numerosos estudios realizados demuestran que España cuenta con abundantes materias primas para la producción de biogás. Aunque el país aún está atrasado en comparación con otros países europeos, la motivación detrás de este proyecto es impulsar el incremento de la producción de biogás y biometano debido a sus múltiples beneficios. Con el apoyo del gobierno y las nuevas iniciativas y regulaciones, el consumo de biogás y biometano podría beneficiar a diversas industrias debido a su versatilidad en la generación de energía eléctrica y térmica. Este proyecto pretende fomentar esta tecnología, investigar sus posibles usos y estudiar los beneficios medioambientales de su producción. Aumentar la producción de biogás en España no solo ayudaría a reducir las

emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también promovería el aprovechamiento de toneladas de residuos, contribuyendo a la creación de un planeta más circular y sostenible.

1.2 CONTEXTO

El biogás se produce a partir de residuos orgánicos a través de un proceso llamado digestión anaerobia. Estos residuos pueden provenir de residuos agrícolas, forestales, agroalimentarios, residuos orgánicos domésticos y lodos. El biogás producido puede utilizarse para generar calor, electricidad o combustibles, o para producir biometano, un gran sustituto de gas natural que puede inyectarse a la red de gas natural o utilizarse en otros sectores como en el transporte.

La producción de biogás varía según la disponibilidad de materias primas y las políticas locales. Europa, China y Estados Unidos lideran la producción mundial de biogás, con Europa como el mayor productor. Alemania domina el mercado europeo, con dos tercios de la producción, seguida por Dinamarca, Francia, Italia y los Países Bajos, que también promueven activamente esta industria (IEA, 2024).

España, sin embargo, tiene abundantes recursos de residuos forestales, ganaderos y agrícolas, generando millones de toneladas de residuos que pueden aprovecharse para la producción de biogás y biometano. Este escenario sitúa a España con un gran potencial para la producción de biogás y biometano. Aunque el país cuenta con 210 instalaciones de biogás, en 2020 solo se produjeron 2,74 TWh, la mayor parte utilizada en centrales eléctricas y térmicas. En cuanto al biometano, España tiene solo 9 plantas frente a las 1.322 que ya hay en Europa. Numerosas empresas energéticas están empezando a mostrar interés por el biometano y están desarrollando nuevas plantas, sin embargo, muchas de estas plantas aún están en los primeros estados de desarrollo (CIEMAT, 2024) (iAgua, 2024) .

El proyecto se centrará en la producción de biometano en Huelva, una ciudad con una alta acumulación de residuos, especialmente agroalimentarios. Huelva es conocido por ser uno de los mayores productores de frutas y verduras en Europa, produciendo más de 243.300 toneladas de fresas, 100.000 toneladas de arándanos y frambuesas y 480.000 toneladas de

cítricos. El proyecto aprovechará como sustrato para la digestión anaerobia los residuos de estas producciones, creando así una economía circular. Se estudiarán las diferentes alternativas para la co-digestión entre los distintos sustratos y así poder obtener el mayor potencial de biometano producido (Freshuelva, s.f.) (Junta de Andalucía, 2023).

En resumen, la producción de biogás y biometano en España tiene un enorme potencial debido a la disponibilidad de materias primas y el apoyo creciente de políticas y regulaciones. Incrementar la producción de biogás y biometano no solo reduciría las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también promovería el aprovechamiento de residuos, contribuyendo a una economía más circular y sostenible.

1.3 OBJETIVOS

El principal objetivo del proyecto de producción de biometano en Huelva es transformar los residuos orgánicos, principalmente los procedentes de la producción de fresas, arándanos, frambuesas y cítricos, así como los residuos urbanos municipales y los lodos, en biometano. Este biometano se inyectará en la red de gas natural, contribuyendo así a una gestión más sostenible de los residuos y a la promoción de una economía circular y baja en carbono.

Otro objetivo clave del proyecto es mejorar la gestión de residuos en la región. Al utilizar los residuos de frutas y verduras, residuos municipales y lodos para producir biometano, se reduce la cantidad de residuos que van a parar a los vertederos. Esto no solo disminuye la presión sobre los sistemas de gestión de residuos, sino que también reduce las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por la descomposición anaeróbica en los vertederos.

El tercer objetivo es impulsar el desarrollo económico y la creación de empleo en la región de Huelva. La puesta en marcha de la planta de producción de biometano generará empleo directo e indirecto, desde la recolección y transporte de residuos hasta la operación y mantenimiento de la planta. Además, impulsará la economía local al abrir nuevas oportunidades de negocio en áreas relacionadas con la gestión de residuos y la energía renovable.

Otro objetivo importante del proyecto es la reducción de las emisiones de carbono mediante no solo la producción de un biocombustible sino también por el aprovechamiento del CO₂ biogénico generado durante el proceso de producción de biometano. En lugar de liberar este CO₂ a la atmósfera, se capturará y se comercializará para su uso en otras industrias. Esta iniciativa no solo promueve la sostenibilidad ambiental, sino que también maximiza la eficiencia en el uso de recursos, disminuyendo la dependencia de fuentes fósiles de carbono.

Finalmente, el proyecto pretende servir como un modelo replicable para otras regiones y municipios. Al demostrar la viabilidad técnica, económica y ambiental de la producción de biometano a partir de residuos orgánicos, se espera que otras áreas adopten tecnologías similares, fomentando una mayor adopción de energías renovables y prácticas sostenibles en la gestión de residuos tanto a nivel nacional como internacional. De este modo, el proyecto de Huelva se posiciona como un ejemplo pionero en la integración de soluciones sostenibles en la producción de energía y la gestión de residuos.

1.4 ALINEACIÓN CON LOS ODS

Este proyecto se alinea con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), establecidos por líderes mundiales para proteger el medio ambiente, eliminar la pobreza y fomentar un desarrollo sostenible. La implementación de una planta de biometano en Huelva, que utiliza residuos de frutas, verduras y lodos para la producción de biogás, es un ejemplo claro de cómo se pueden cumplir estos objetivos.

- ODS 3: El primer objetivo relevante es el ODS 3, Salud y Bienestar. Al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, este proyecto disminuirá la contaminación del aire y las sustancias tóxicas que afectan constantemente a la salud de las personas, especialmente en grandes ciudades. Mejorar la calidad del aire contribuye significativamente a la reducción de enfermedades respiratorias y cardiovasculares. Además, el uso de residuos de frutas y verduras y lodos no solo evita la acumulación de desechos, sino que también mitiga los malos olores y la proliferación de plagas, mejorando así la calidad de vida de la población cercana.

- ODS 7: El ODS 7, Energía Asequible y No Contaminante se ve apoyado directamente por este proyecto. Este objetivo busca asegurar el acceso universal a una energía asequible, fiable y moderna, y aumentar el uso de energías renovables. El biogás, producido de manera 100% renovable a partir de residuos orgánicos y lodos, puede ser utilizado para calefacción y convertido en biometano o bioGNL para el transporte, abordando las necesidades energéticas en estos sectores. Además, la inversión en este tipo de energía renovable puede generar empleo local y fomentar la economía circular, haciendo que la energía renovable sea más accesible y asequible para la comunidad.
- ODS 11: El tercer objetivo es el ODS 11, Ciudades y Comunidades Sostenibles. Este proyecto contribuye a mejorar la calidad del aire en las ciudades, como Huelva, al reducir las emisiones de CO₂, creando entornos urbanos más sostenibles y saludables. La producción de biometano a partir de residuos locales fomenta la autosuficiencia energética y reduce la dependencia de combustibles fósiles. Además, al gestionar eficientemente los residuos orgánicos, se mejora la gestión de residuos urbanos, reduciendo la cantidad de desechos que terminan en vertederos y minimizando el impacto ambiental de las ciudades.
- ODS 12: También se alinea con el ODS 12, Producción y Consumo Responsables, que busca reducir los residuos y las pérdidas de alimentos. Este proyecto aprovecha los residuos agroalimentarios y urbanos para producir biometano, evitando que estos residuos se desperdicien y maximizando su potencial energético. La utilización de lodos y residuos de frutas y verduras no solo reduce la cantidad de desechos, sino que también crea un ciclo de reutilización de recursos que fomenta la sostenibilidad. Además, este enfoque ayuda a sensibilizar a la comunidad sobre la importancia de la gestión adecuada de los residuos y el uso responsable de los recursos.
- ODS 13: Finalmente, el ODS 13, Acción por el Clima, es otro objetivo relevante. Este objetivo se centra en reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar el cambio climático. Alcanzar el objetivo de producción de biogás en España para 2030 evitaría la emisión de 2,1 millones de toneladas de CO₂-eq. Este proyecto contribuirá significativamente a reducir las emisiones en Huelva y promover una mayor producción de biometano a partir de residuos agroalimentarios. Además, la

producción de biometano a nivel local puede servir como un modelo replicable en otras regiones, ayudando a escalar la producción de energías renovables y reforzando el compromiso de España con la lucha contra el cambio climático.

En conclusión, este proyecto no solo impulsa la producción de biogás, sino que también mejora la salud pública, promueve la sostenibilidad urbana, fomenta una gestión responsable de los recursos y apoya la acción climática. Con el respaldo adecuado de políticas y regulaciones, tiene el potencial de generar importantes beneficios ambientales y sociales. Además, este proyecto puede servir como un ejemplo para otras comunidades, demostrando cómo la gestión eficiente de los residuos y la producción de energías renovables pueden contribuir a un futuro más sostenible y resiliente.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

2.1 GAS NATURAL

El gas natural es un hidrocarburo compuesto principalmente de metano, aunque también puede contener nitrógeno, etano, dióxido de carbono, agua, butano, propano, mercaptanos y pequeñas cantidades de hidrocarburos más pesados. El metano, cuya fórmula química es CH_4 , es un compuesto formado por un átomo de carbono y cuatro de hidrógeno, y puede representar hasta el 97% de la composición del gas natural.

El gas natural se utiliza tal como se extrae de la naturaleza. Desde su extracción en los yacimientos hasta su llegada a los hogares y otros puntos de consumo, no sufre ningún proceso de transformación (Nedgia, s.f).

A nivel mundial, el gas natural es una de las principales fuentes de energía junto con el carbón y el petróleo. Tiene numerosos usos, entre los que destacan:

- Generación de ACS (agua caliente sanitaria) en calderas, acumuladores y calentadores.
- Calefacción y sistemas de climatización por radiación.
- Métodos tradicionales de cocina, además de ser una alternativa a la electricidad.
- Industrial: El gas natural se utiliza como insumo en la producción de químicos como amoníaco, metanol o etileno, entre otros. Por otro lado, el gas natural se utiliza como combustible para generar calor en diversas aplicaciones industriales para la producción de vidrio, cerámica o azulejos.
- Producción eléctrica: a través de plantas de ciclo combinado.
- Movilidad: como combustible para vehículos, ya sea en forma de gas natural licuado (GNL).

Según el Ministerio para la Transición Ecológica, el gas natural destaca por su falta de toxicidad y su menor densidad en comparación con el aire. Esto lo convierte en una opción

más segura para las personas y el medioambiente. Además, presenta varias ventajas que lo hacen una elección adecuada:

- Es más económico, tanto en su extracción como para los consumidores.
- Es fácil de usar cuando hay una instalación canalizada para su suministro.
- Tiene numerosas aplicaciones en los ámbitos doméstico, comercial e industrial.

Sin embargo, también tiene una serie de desventajas como que es un combustible no renovable, aunque es menos contaminante que otros (REPSOL, 2024b).

SITUACIÓN A NIVEL MUNDIAL

Por segundo año consecutivo, la demanda mundial de gas natural ha superado los 4,000 bcm (Billones de Metros Cúbicos). Después de un notable repunte post-COVID en 2021, la demanda global disminuyó ligeramente en 2022, alcanzando los 4,015 bcm. Esta caída se debió a inviernos suaves que redujeron la demanda en el hemisferio norte y a los altos precios del gas en Europa y Asia, que llevaron a muchos países a cambiar a combustibles alternativos como el carbón o a reducir el uso de gas en industrias intensivas en energía. Además, el aumento en la producción de energías renovables contribuyó a la reducción de la demanda de gas natural.

En América del Norte, la demanda creció un 5%, mientras que en Europa cayó un 11%, la mayor disminución en la historia, debido a inviernos suaves, altos precios del gas y esfuerzos de conservación de energía. En Asia-Pacífico, la demanda también se redujo debido a los altos precios del GNL y la desaceleración económica en China por los confinamientos de COVID.

A pesar de estos desafíos, la demanda mundial de gas natural se espera que crezca, impulsada por una mayor demanda en Asia-Pacífico y precios del gas más bajos. Políticas orientadas a mejorar la calidad del aire y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero también apoyarán la demanda a largo plazo de gas natural, favorecida por el alejamiento del carbón y el uso creciente en el sector industrial y como combustible de transporte. Las tecnologías

de bajo carbono, como la captura y almacenamiento de carbono y la generación de hidrógeno azul, jugarán un papel crucial en apoyar el uso continuo del gas natural en el futuro.

Actualmente, la demanda mundial según su uso es la siguiente:

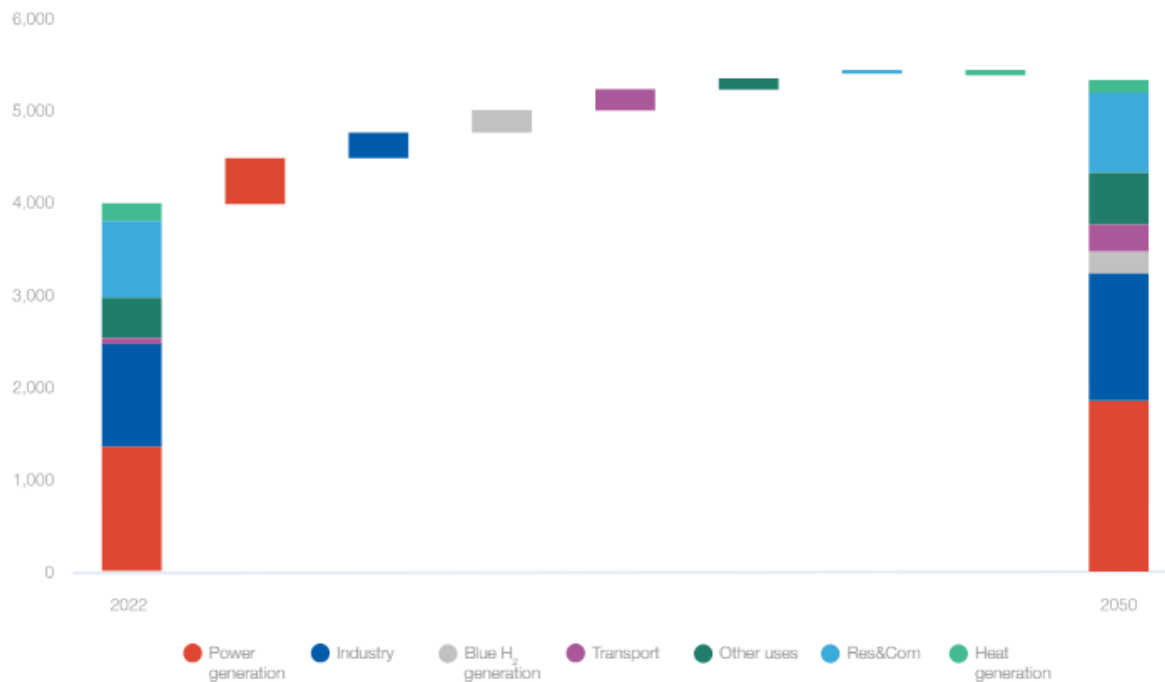


Ilustración 1: Demanda de gas natural por sector 2022-2050 (bcm)

Se espera que para el 2050, el sector de generación de energía impulse significativamente la demanda de gas natural, representando el 37% del aumento proyectado. El sector industrial será el segundo contribuyente más grande, con un 20% del incremento total. Además, se anticipa un crecimiento en el uso del gas natural para la generación de hidrógeno azul y en el sector del transporte. En contraste, el aumento en la demanda en los sectores residencial y comercial será menor, representando solo el 3% del aumento desde 2022 hasta 2050.

El sector de generación de energía seguirá siendo el mayor consumidor de gas natural, abarcando el 35% de la demanda global en 2050, principalmente debido al crecimiento de las necesidades eléctricas y las políticas de reducción del uso de carbón. En Asia-Pacífico y África se espera el mayor aumento en la demanda.

En el sector industrial, se espera que la demanda de gas natural sea impulsada por su uso en la producción de petroquímicos y fertilizantes, así como por políticas que fomentan la transición del carbón y el petróleo al gas.

El hidrógeno azul se produce a partir de gas natural fósil, a través de un proceso llamado reformado de gas natural con vapor. Este proceso implica la reacción del gas natural con vapor de agua a alta temperatura para producir H_2 y CO_2 . Para ser considerado como hidrógeno azul, el CO_2 producido debe ser capturado y reutilizado en vez de ser liberado a la atmósfera. Por otro lado, el hidrógeno verde se obtiene usando energía renovable, mediante un proceso llamado electrólisis del agua. En la electrólisis, se usa electricidad para dividir el agua (H_2O) en oxígeno (O_2) e hidrógeno (H_2). Si esta electricidad proviene de fuentes renovables el hidrógeno producido se clasifica como verde porque su fabricación no genera gases de efecto invernadero. La generación de hidrógeno azul, debido a su tecnología madura y menor coste en comparación con el hidrógeno verde, contribuirá significativamente a la demanda de gas natural.

En el transporte, se proyecta que la demanda de gas natural aumente con un crecimiento significativo en el transporte marítimo y por carretera, impulsado por regulaciones ambientales más estrictas y la expansión de la infraestructura de reabastecimiento de gas natural.

En el sector residencial y comercial, el aumento en la demanda será modesto debido a la competencia de la electrificación, mejoras en la eficiencia energética y el uso de alternativas de calefacción más limpias (GECEF, 2024).

SITUACIÓN EN ESPAÑA

El sector energético, especialmente el gas natural, ha mantenido un rol central en el escenario internacional durante 2023, tras la crisis energética provocada por la invasión de Ucrania por parte de Rusia. A pesar de la significativa reducción en el suministro de gas natural proveniente de Rusia, Europa logró superar con éxito el invierno 2022-2023.

La demanda nacional de gas natural en España alcanzó los 325,5 TWh en 2023, lo que representa una disminución del 10,7% en comparación con 2022.

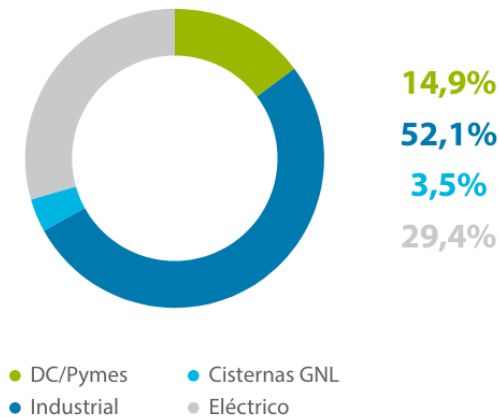


Ilustración 2: Demanda de gas natural en España 2023

El mayor consumidor de gas natural en España es el sector industrial, representando más de la mitad de la demanda total. Esto indica la alta dependencia de la industria en el gas natural para sus procesos de producción y operaciones diarias. El segundo mayor consumidor fue el sector eléctrico, con un 29.4% de la demanda total. El consumo por parte de DC (Distribuidores Comerciales) y Pymes (Pequeñas y Medianas Empresas) fue del 14.9%. Este sector incluye el uso de gas natural para calefacción y procesos de menor escala en negocios y comunidades. Y, por último, las cisternas de GNL representaron el 3.5% de la demanda total. Aunque es la porción más pequeña, su presencia destaca la importancia de las infraestructuras y el transporte de GNL para asegurar el suministro a diversas regiones.

El consumo total de gas natural respecto a 2022 se redujo en un 10,7%. Esta reducción se debe principalmente a un menor consumo en el sector eléctrico (-30,7%), caracterizado por un aumento en la generación de energía renovable.

La demanda convencional, que incluye el consumo de hogares, comercios e industrias, aumentó un 1,5% respecto al año anterior, alcanzando los 229,8 TWh. Este incremento se debe al mayor consumo industrial desde el segundo semestre de 2023 (ENAGAS, 2023a).

2.2 PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE BIOGÁS

La producción del biogás comenzó a crecer alrededor de 1990 y ha ido incrementando desde entonces. Sin embargo, la política de apoyo ha provocado un gran crecimiento de la producción del biogás en los últimos dos años.

Por un lado, la guerra entre Rusia y Ucrania desencadenó una crisis energética debido a la dependencia de las importaciones de gas desde Rusia. Por estos motivos, se impulsó la producción de biogás en el resto de mundo que permitiría reducir la dependencia del gas ruso y reforzara la seguridad energética.

Por otro lado, numerosas regulaciones y propuestas del gobierno se han puesto en marcha recientemente con el objetivo de reducir las emisiones y llegar a un límite global de incremento de temperatura de 1,5°C. Estas regulaciones y propuestas impulsan a una rápida descarbonización y a una búsqueda de nuevos biocombustibles como el biogás (IEA, 2024).

PRODUCCIÓN Y CONSUMO MUNDIAL

La producción de biogás ha variado en diferentes partes del mundo, ya que su desarrollo no solo está basado en la disponibilidad de materias primas para su producción, sino también en las políticas de apoyo de cada país. Actualmente la Unión Europea y Reino Unido son unos de los mayores productores de biogás a nivel mundial, seguidos de China, Estados Unidos y la India. En concreto, de los 450.278 GWh que se produjeron mundialmente en 2022, el 45% corresponden con producción en Europa, el 22% en China y 12% en Estados Unidos (IEA, 2024) (IEA, 2020a).

Según la IEA, la proyección de producción hasta 2028 será la siguiente:

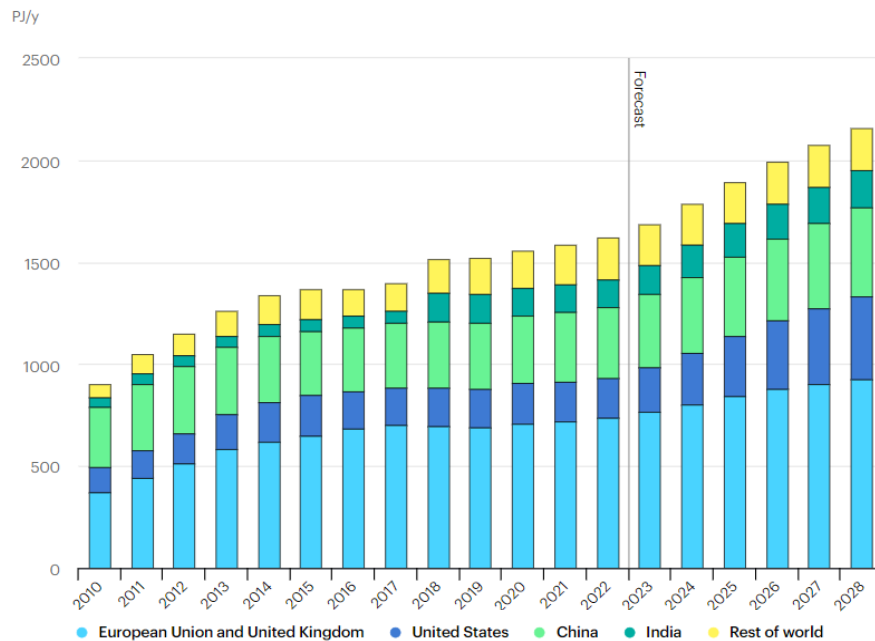


Ilustración 3: Producción histórica global y previsión de biogases, 2012-2028. Fuente: IEA (2024)

La elección de materias primas para la fabricación de biogás muestra una notable diversidad dependiendo del país. En Europa, los desechos de la industria agroalimentaria, junto con el estiércol de ganado, se destacan como los insumos primordiales. En contraste, en China, el estiércol animal es el recurso más utilizado para la producción de biogás, así como residuos urbanos. Por otro lado, Estados Unidos se distingue por producir la mayor parte de su biogás de los desechos urbanos (IEA, 2024).

La implementación de políticas de apoyo y nuevas regulaciones es clave para el desarrollo de estos gases, numerosos países ya han establecido objetivos ambiciosos para fomentar la producción y consumo del biogás. Según la proyección de la IEA, la producción mundial crecerá anualmente aproximadamente un 5%, siendo Estados Unidos la región que presenta un mayor CAGR (IEA, 2024).

PJ/y	Producción 2022	% Producción mundial	Producción 2028	% Producción mundial	CAGR
EU+UK	737	45%	927	43%	3,90%
USA	195	12%	407	19%	13,05%
China	349	22%	434	20%	3,70%
India	137	8%	186	9%	5,23%
Rest	203	13%	203	9%	0,00%
Total	1.621		2.157		4,88%

Tabla 9: Producción global 2022 y 2028. Fuente: IEA (2024)

Por otro lado, en cuanto al consumo de biogás, la Unión Europea y Reino Unido también son los líderes, seguido por China, Estados Unidos y la India.

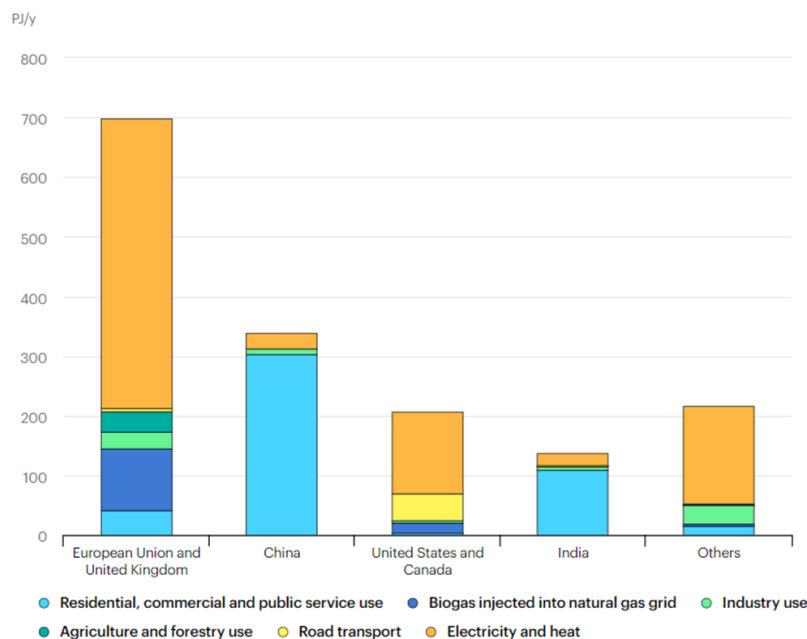


Ilustración 4: Principales usos del biogás en distintas regiones, 2021 Fuente: IEA (2024)

CHINA

En China, el consumo más utilizado para el biogás es el residencial, esto se debe a que hace varias décadas se desarrollaron digestores domésticos para proporcionar energía limpia para cocinar y utilizarse en uso residencial, esto representa alrededor del 70% de producción de biogás en todo el país. Más recientemente, el gobierno de China ha estado redirigiendo la transición del biogás hacia la producción a gran escala, con plantas que utilizan materias

primas de residuos rurales y urbanos para producir electricidad y gas e inyectarlo a la red. China ha desarrollado nuevas regulaciones y políticas en 2022 que apoyan el desarrollo de las energías renovables, por ello, se espera un crecimiento la producción de biogás para la inyección a la red. Numerosas empresas energéticas nacionales e internacionales están comenzando a invertir en biogás debido a estas nuevas políticas de apoyo (IEA,2024).

INDIA

En la India, el consumo de biogás en uso residencial también es considerable, ya que se utiliza como fuente de energía para cocinar y producir electricidad. Sin embargo, al igual que China, la India está invirtiendo en nuestras infraestructuras para poder aumentar el uso del gas natural en el sector energético, con objetivos de introducir a esta red el biogás y biometano. El gobierno ha establecido objetivos muy ambiciosos relacionados con el uso del biogás, con numerosas políticas de apoyo. India, mediante su programa "Una Nación, Una Red de Gas", ampliará el papel del gas natural en su economía para aumentar la participación del gas natural en el sector energético al 15 % en 2030 y alcanzar una mezcla del 5 % de biometano en gas natural comprimido (GNC) para transporte y gas natural canalizado (IEA, 2024).

ESTADOS UNIDOS

En Estados Unidos, la mayoría del biogás se utiliza para la producción de electricidad y calor. Por otro lado, en el sector del transporte, el desarrollo del biometano ha sido impulsado, siendo actualmente el mayor consumidor mundial del biometano para el transporte. Existen numerosas políticas de apoyo a los combustibles renovables como el Estándar de Combustible Renovable (RFS) y el Estándar de Combustibles Bajas en Carbono (LCFS) de California, que están apoyando al crecimiento del consumo de biogás (IEA,2024).

El biogás y el biometano actualmente representan menos del 3% de la demanda total de bioenergía, y constituyen una porción aún menor del 0,3% del total de la energía primaria. Sin embargo, hay numerosas razones para creer que el biogás y biometano podrían crecer considerablemente en el futuro (IEA,2020).

El biogás y el biometano presentan una serie de ventajas significativas, especialmente en el contexto de la transición hacia economías más limpias y sostenibles. Ofrecen beneficios similares al gas natural, como almacenamiento, flexibilidad y capacidad para generar calor de alta temperatura, pero sin contribuir a las emisiones netas de carbono, lo cual es esencial en el proceso de descarbonización global. Estos gases pueden proporcionar fuentes de energía sostenibles, locales y descentralizadas, adecuadas tanto para comunidades avanzadas como para aquellas en desarrollo que requieren combustibles limpios para cocinar. Además, el uso del biogás y el biometano contribuye significativamente a la reducción de los gases de efecto invernadero, al evitar la emisión de metano resultante de la descomposición de residuos orgánicos. También juegan un papel clave en la gestión eficiente de residuos y pueden mejorar la seguridad energética al reemplazar el gas que necesita ser importado o transportado a largas distancias (IEA,2020).

Es por esto, que tantos países hayan decidido apostar por el biogás implementando nuevas políticas y regulaciones de apoyo para beneficiar su producción. Si estos nuevos objetivos establecidos se cumplen, la producción del biogás podría crecer un 30% a nivel mundial (IEA,2024).

PRODUCCIÓN Y CONSUMO EU

Actualmente, la Unión Europea es el mayor productor de biogás y biometano. En los últimos años, el crecimiento de la producción de biogás se ha debido principalmente a la generación de electricidad. Sin embargo, existen nuevas políticas que obligan a la diversificación en los usos del biogás, empleando el biometano. Es por esto, que se espera un crecimiento del biogás, en especial del biometano en Europa (IEA,2024).

En 2022, la producción de biogás y biometano en Europa fue de 21 bcm (18.900 Ktep), con un 80% siendo biogás y un 20% biometano. Esta producción de biogás supone un 6% del consumo total de gas en Europa (EBA, 2023a).

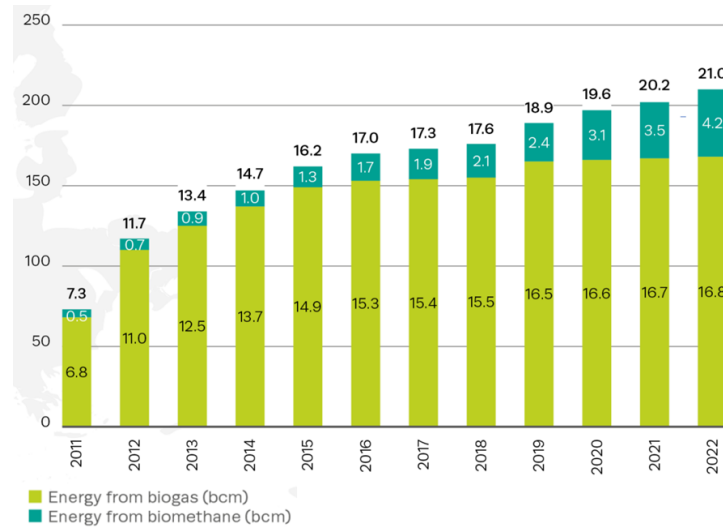


Ilustración 5: Producción de biogás y biometano en Europa. Fuente: (EBA, 2023a).

Este impresionante crecimiento en el consumo de biogás en las últimas décadas ha sido acelerado por medidas políticas favorables que han promovido su uso en la mezcla energética de la UE. Entre estas medidas se incluye el plan de acción desarrollado por la Comisión Europea, REPowerEU, creado como respuesta a la guerra ruso-ucraniana y con el objetivo de reducir la dependencia de la UE del gas natural ruso. Otra medida importante es el Fit-for-55, una iniciativa de la Unión Europea, cuyo objetivo es reducir las emisiones netas de gases de efecto invernadero en al menos un 55% para 2030, en comparación con los niveles de 1990. Este ambicioso plan busca poner a la UE en el camino hacia la neutralidad climática para 2050 (Consejo Europeo, 2024).

Alemania es líder tanto en producción como en consumo total, representando el biogás el 27% de su consumo total de bioenergía, equivalente a un consumo absoluto de 7.645 ktep., debido a su intensa implementación de pequeñas instalaciones descentralizadas. Estas instalaciones se enfocan en el tratamiento de desechos agrícolas y ganaderos, produciendo electricidad y utilizando el calor residual en procesos de cogeneración (Bioenergy Europe, 2023) (IDAE, 2020).

Italia ocupa el segundo lugar en consumo, con un 14% que se traduce en 2.078 ktep. En el marco regulatorio italiano, los productores e importadores de energía están obligados a incluir en su mix energético un porcentaje mínimo de energía certificada como verde,

aceptándose dentro de esta categoría la energía generada a partir de biogás obtenido de residuos vegetales y orgánicos (Bioenergy Europe, 2023) (IDAE, 2020).

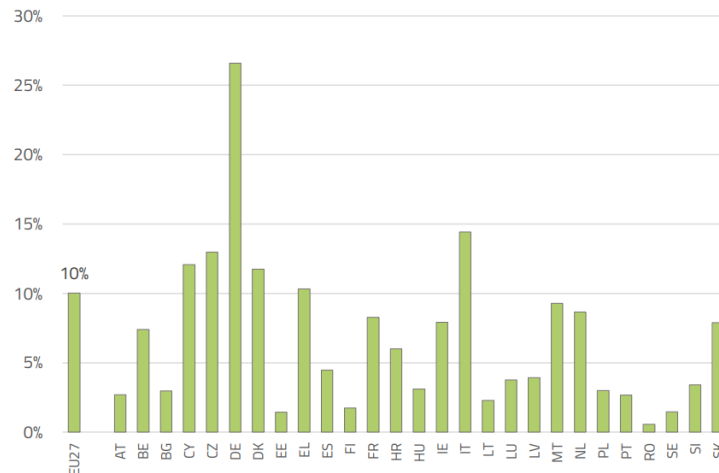


Ilustración 6: Porcentaje del biogás en el consumo bruto interno total de bioenergía en 2021 (%)

Fuente: Eurostat

La gran diferencia en el consumo entre Alemania e Italia representa el papel predominante del sector del biogás en Alemania, que abarca más de la mitad del consumo total de la UE (50,7%). Este liderazgo se debe en gran medida a los programas de apoyo implementados anteriormente por el gobierno alemán, que incluyen primas de flexibilidad, subastas de biogás para promover el desarrollo eficiente del sector, tarifas preferenciales para la inyección de biometano, reducciones fiscales para el autoconsumo de electricidad producida a partir de biogás, entre otros. No obstante, cabe mencionar que el respaldo gubernamental en Alemania ha disminuido en comparación con años anteriores, y la producción de biogás ha mostrado una tendencia al estancamiento recientemente. En la actualidad, las políticas de apoyo en la UE se enfocan principalmente en la conversión del biogás a biometano, lo cual podría redefinir la jerarquía de usos finales del biogás en el futuro cercano (Bioenergy Europe, 2023).

Europa se centra mayormente en el consumo de biogás para la producción de electricidad y calor, seguido de la inyección de biometano a la red de gas natural. Tradicionalmente en Europa, el biogás se utilizaba en plantas de cogeneración, pero con el aumento de

electricidad renovable, se están explorando nuevos usos industriales y de transporte. En Alemania, por ejemplo, el transporte es el uso final que proporciona más ingresos a los productores de biometano que se benefician de certificados de combustible limpio para cuotas de combustible renovable. También es un fuerte impulsor del crecimiento en países que ya tienen flotas de vehículos a gas y estaciones de llenado. (Bioenergy Europe, 2023)

Se prevé que para el año 2030, la producción combinada de biogás y biometano podría superar más del doble, pasando a entre 35 y 45 bcm. Mirando hacia el futuro, hacia el año 2050, se anticipa que la producción podría aumentar al menos cinco veces respecto a los niveles actuales, alcanzando entre 95 y 167 bcm. Este aumento está alineado con las directrices del Plan de Comunicación y Acción REPowerEU de la Comisión Europea, que subraya la urgencia de ampliar la producción de biometano para lograr 35 bcm para 2030 y sentar las bases para una expansión aún mayor de su capacidad para 2050, con el objetivo de fortalecer la independencia energética de la Unión Europea (UE Energy, 2022).

La UE está decidida a alejarse del gas ruso mientras mantiene sus esfuerzos de mitigación del cambio climático, acelerando la producción y adopción de energía renovable. El sector ya está suministrando 18,4 bcm de gas renovable a Europa. Para 2050, podría proporcionar hasta 167 bcm, cubriendo entre el 35% y el 62% de la demanda de gas para ese año (EBA, 2022b).

2.3 PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE BIOGÁS ESPAÑA

En los inicios de la década de 1980, se promovió la creación de plantas de biogás en el ámbito ganadero a través de un programa de subvenciones del IRYDA (Instituto Nacional de Reforma y Desarrollo Agrario) durante 1981 y 1982. No obstante, un seguimiento posterior reveló fallos en algunas de estas instalaciones, atribuidos en gran medida a diseños inadecuados para las condiciones locales y a una gestión y mantenimiento deficientes.

Estos problemas, sumados a la baja compensación económica por la venta de electricidad generada con biogás, llevaron a un estancamiento del sector del biogás agroindustrial en España. Como resultado, muchas plantas cesaron su actividad y, desde entonces, la

producción de biogás agroindustrial ha sido casi insignificante. Para otros tipos de biogás, la situación ha sido distinta gracias a un sistema de financiación específico que incluye tarifas dedicadas al tratamiento de aguas y residuos municipales, lo que ha permitido una mejor retribución para el biogás generado en depuradoras y vertederos (IDAE, 2020).

En España, actualmente hay en funcionamiento un total de 210 plantas de biogás. La producción total en España en 2022 fue de 2,74 TWh, lo que representa un 0,3% del consumo total del país. Estas plantas se cuentan distribuidas en distintos sectores, 46 de ellas están asociadas a vertederos, 34 a estaciones de depuración de aguas residuales, 13 al sector agropecuario, y 7 al sector del papel. Solo una instalación, en Madrid, convierte el biogás en biometano y lo inyecta en la red de gas (MITECO, 2022) (IDAE, 2022) (iAgua, 2024).

España se encuentra actualmente entre los últimos países de Europa en cuanto a producción de biogás y biometano. Según un estudio de PwC, el potencial del biogás en España según el origen de los residuos es el siguiente:

Origen de los residuos	GWh Inferior	GWh Superior
Ganadería	13.130	15.049
Agricultura	-	11.263
Industria Agroalimentaria	3.431	3.431
Residuos municipales	2.524	3.594
Lodos de EDAR	1.023	1.023
Total	20.108	34.360

Tabla 10: Potencial del Biogás en España Según Origen de los Residuos Fuente: IDAE y análisis de PwC

Este potencial podría satisfacer entre un 5% y un 9% de la demanda total de gas natural de España, que fue aproximadamente 378,500 GWh en 2021. No obstante, esta cifra podría elevarse entre un 36% y un 61% si solo consideramos el consumo de gas natural en hogares y negocios. Un estudio de EnergyLab para Naturgy coincidió con estos hallazgos, estimando un potencial de biogás en España de 26,684 GWh, lo que se sitúa dentro del rango estimado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (CIEMAT et al., 2022).

Actualmente en España, tan solo se está explotando entre un 24% y un 40% del potencial nacional. El aprovechamiento del biogás depende en gran medida de la disponibilidad de

materias primas para su producción. Por tanto, las estimaciones del IDAE sobre el potencial de biogás siempre consideran lo que está disponible.

Aunque el IDAE de España estima que el país podría generar hasta 34 TWh de biogás anualmente, estudios más recientes sugieren que este número podría elevarse a 137 TWh anuales si se toman en cuenta los cultivos energéticos, los desechos forestales y otros tipos de residuos biológicos que normalmente son más complicados de utilizar. Esta ampliación del potencial implica que el biogás podría satisfacer hasta el 35% de la demanda total de gas natural de España. (CIEMAT et al., 2022).

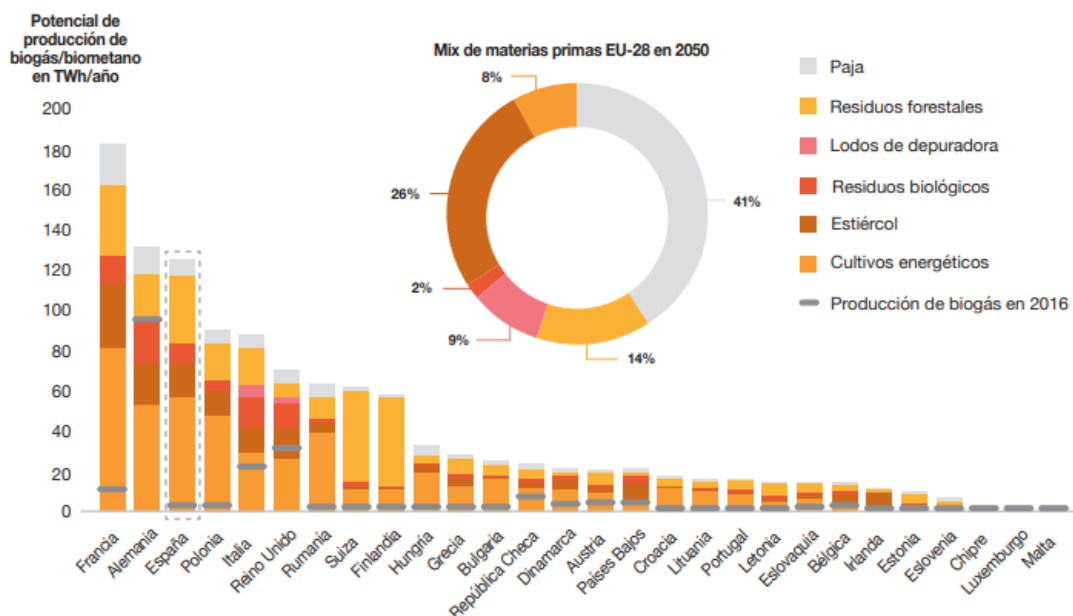


Ilustración 7: Potencial de biogás/biometano en los países europeos por residuo (Análisis realizado 2022)

España ocupa el tercer lugar entre los países con más potencial para generar biogás, pero solo se sitúa en el décimo lugar en términos de producción efectiva. A pesar de la disponibilidad de tecnologías maduras para la generación de electricidad y calor a partir de fuentes renovables, siendo el biogás una de las alternativas más coste-efectivas, su producción aún es significativamente baja.

Es esencial impulsar la producción de biogás y biometano, considerando el vasto potencial del país en este ámbito, especialmente por su intensa actividad en los sectores ganadero y agrícola. Además, la Comisión Europea ha destacado la extensa red de gas de España como una ventaja competitiva para el desarrollo del biogás en el marco de la transición energética (CIEMAT et al., 2022).

2.4 SITUACIÓN DEL BIOMETANO

La situación actual del biometano en Europa muestra un crecimiento significativo en la producción y expansión de esta fuente de energía renovable. Europa ha experimentado un aumento en el número de plantas de biometano, pasando de 483 plantas en 2018 a 1.322 en abril de 2023. Este incremento del 30% desde 2021 ha permitido alcanzar una producción de más de 3,5 bcm de biometano (EBA, 2023b).

Los países con el mayor crecimiento en su producción de biometano en 2021 fueron Francia, Dinamarca y Alemania. En números absolutos, los mayores productores de biometano en 2021 en Europa fueron Alemania (12.753 GWh), el Reino Unido (6.183 GWh), Dinamarca (5.683 GWh), Francia (4.337 GWh), los Países Bajos (2.374 GWh) e Italia (2.246 GWh) (EBA, 2023b).

El 58% de las plantas de biometano actualmente activas en Europa están conectadas a la red de distribución, y el 19% están conectadas a la red de transporte (EBA, 2023b).

Las materias primas utilizadas para la producción de biometano incluyen residuos agrícolas, residuos sólidos municipales orgánicos y lodos de depuradora entre otros. En los últimos años, se ha generado una tendencia a la producción de biometano a partir de residuos agrícolas y forestales.

A pesar del crecimiento, la industria enfrenta desafíos como la necesidad de una infraestructura adecuada para la inyección segura de biometano en las redes de gas y la necesidad de marcos regulatorios claros que faciliten la inversión y la expansión. La cooperación entre los Estados miembros de la UE es crucial para maximizar el potencial del biometano

SITUACIÓN DEL BIOMETANO EN ESPAÑA

La situación del biometano en España ha mostrado un crecimiento significativo en los últimos años, aunque todavía está por detrás de otros países europeos en términos de producción y número de plantas operativas. Según un estudio de Sedigas, a fecha de diciembre 2023, España cuenta con 9 plantas de biometano operativas (Sedigas, 2023a).



Ilustración 8: Localización plantas de biometano en España. Fuente: (Sedigas, 2023a)

Las plantas de biometano que están actualmente en operación se encuentran en su mayoría en el norte de España. Cataluña reúne un total de 5 plantas de biometano, siendo la comunidad con mayor número de plantas en operación. Castilla y León cuentan con 2 plantas mientras que Galicia y Madrid con 1 planta. Sin embargo, existen numerosos proyectos en marcha de nuevas plantas en nuevas comunidades autónomas.

Denominación	Tipología	Localidad	Promotor	Comunidad Autónoma	Inyección a Red	Operador de Red	Entrada en operación	GWh/año
Valdemingómez	Residuo Municipal	Madrid	Prezero	Madrid	Transporte	Enagás	feb-12	180
Elena	Vertedero	Cerdanyola del Vallès	Naturgy	Cataluña	Distribución	Nedgia	jun-21	12
UNUE	Industrial	Villalonquójár	Enagás Renovable	Castilla y León	Distribución	Nedgia	sep-21	20
Torre Santamaría	Agroganadero	Vallfogona Balaguer	Axpo	Cataluña	Distribución	Nedgia	dic-21	30
Bens	EDAR	La Coruña	Naturgy	Galicia	Distribución	Nedgia	ene-22	8
La Galera	Agroganadero	La Galera	Biometagás	Cataluña	Transporte	Enagás	abr-23	50
Biolvegas	Agroganadero	Ólvega	Nortegas	Castilla y León	Distribución	Redexis	abr-23	30
Can Mata	Vertedero	Els Hostalets de Pierola	Prezero	Cataluña	Distribución	Nedgia	jun-23	70
BioVO	EDAR	Granollers	Naturgy	Cataluña	Distribución	Nedgia	oct-23	22

Ilustración 9: Listado de plantas de biometano en España. Fuente: (Sedigas, 2023a)

Dentro de las plantas actuales de biometano en España, varían tanto la localidad como el promotor, destacando Naturgy con tres plantas ya en instalación. La mayoría del biometano en España se inyecta a la red de gas natural. El biometano en España se produce principalmente a partir de residuos agrícolas, forestales, ganaderos, industriales y urbanos. Un 36.1% del biometano proviene de cultivos, un 17% de materia forestal, un 15.6% de residuos ganaderos y un 15.2% de residuos agrícolas (Zurdo, J.P, 2024)

España tiene un potencial de producción de biometano de hasta 163 TWh al año, lo cual podría cubrir aproximadamente el 45% de la demanda nacional de gas natural. Esto supone un ahorro potencial de alrededor de 4.000 millones de euros en la factura energética, al reducir las compras de gas a terceros países (Sedigas, 2023b).

Según las predicciones de GASNAM, se prevé que para 2024, el número de plantas de biometano en España aumente a 64, generando una producción total estimada de 2.077 GWh al año. Este incremento está en línea con los objetivos del Plan REPowerEU de la Comisión Europea (Genia Bioenergy, 2022).

Numerosas empresas energéticas se están interesando por la producción del biometano y están invirtiendo en el desarrollo de nuevas plantas para incorporar el biometano en su mix energético.

2.5 MARCO REGULATORIO Y OPORTUNIDADES EN EU Y ESPAÑA

A pesar de las grandes cifras de la producción de biogás en Europa, el avance en este sector varía significativamente entre los países miembros, con Alemania, Francia, Suecia y Dinamarca destacándose notablemente sobre los demás. En contraste, países con un alto potencial como España muestran niveles de producción inesperadamente bajos. Esta disparidad entre los países de la UE se debe a las diferencias en los mercados, regulaciones y sistemas de apoyo que cada uno tiene implementados. Cada vez más, los países europeos se inclinan por ofrecer mayores incentivos para la producción de biometano en comparación con los destinados a la producción de biogás (CIEMAT et al., 2022).

Los mecanismos de apoyo pueden influir en el precio de comercialización del biogás o biometano, ya sea mediante beneficios financieros basados en la capacidad instalada o estableciendo precios fijos para la energía producida o inyectada en la red de gas. De forma alternativa, la regulación puede especificar objetivos de producción, dejando que el mercado determine los precios (CIEMAT et al., 2022).

En Europa, varios países han implementado incentivos para fomentar el biogás y el biometano. El éxito de estas iniciativas a menudo depende del respaldo político y legislativo, así como de incentivos económicos (CIEMAT et al., 2022).

		Francia	Alemania	Reino Unido	Italia	Dinamarca	Suecia	España
APOYO A LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS	Feed-in-Tariff	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✗
	Feed-in-Premium	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗
	Incentivos fiscales	✗	✓	✓	✗	✗	✓	✗
APOYO A LA INYECCIÓN EN RED Y CONSUMO DEL BIOMETANO	Incentivos a la inyección en red (FIT/FIP)	✓	✗	✓	✓	✓	✗	✗
	Incentivos fiscales	✗	✓	✗	✗	✓	✓	✗
	Certificados de origen	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓

Ilustración 10: Comparativa de las medidas de apoyo al biogás u biometano en países europeos Fuente: PwC (2022)

Los enfoques regulatorios más comunes en la UE incluyen:

Tarifa de Inyección (Feed-in Tariff, FiT): Este es el enfoque más común, que ofrece a los productores una tarifa por generar energía renovable o por inyectar biometano en la red de gas. Esta tarifa se basa en los costes de generación y garantiza un precio fijo durante un periodo, generalmente de 10 a 20 años. Francia, Italia, Alemania, Dinamarca y el Reino Unido han adoptado este mecanismo para el biogás, y todos excepto Alemania también lo aplican al biometano (CIEMAT et al., 2022).

Prima de Inyección (Feed-in Premium, FiP): Es un bono adicional al precio de mercado vigente, a menudo vinculado a la producción de gas de ciertos materiales. Dinamarca, Francia, el Reino Unido e Italia utilizan este enfoque para fomentar la inyección de biometano en la red y su consumo a nivel nacional (CIEMAT et al., 2022).

Los incentivos fiscales: comúnmente incluyen la exención del pago de impuestos asociados con las emisiones o los combustibles fósiles. Esto implica tratar de manera diferenciada los impuestos aplicables al gas natural y al biometano, además de ofrecer beneficios fiscales por la inyección de gas renovable en la red eléctrica para promover su integración en el sistema energético. Un ejemplo notable son los créditos fiscales, que ya se han implementado en países europeos como Finlandia, Islandia y Suecia, donde se ofrece una reducción de impuestos para el biometano (CIEMAT et al., 2022).

Adicionalmente, se emplean certificados de origen para el biometano inyectado en la red de gas natural, proporcionando trazabilidad y permitiendo a los consumidores reportar su uso como energía limpia. Esto está vinculado a la implementación de sistemas de Garantías de Origen (GdO), que certifican el carácter renovable del gas y sus características principales, esencial para promover la inyección de biometano en la red. Francia, Alemania, el Reino Unido, Italia y España ya han establecido este sistema de certificación (CIEMAT et al., 2022).

Por otro lado, en cuanto al biometano, La Directiva de Energía Renovable (RED II) y su revisión reciente (RED III) son iniciativas clave de la Unión Europea para aumentar la participación de las energías renovables, incluyendo el biometano en el mix energético de Europa.

Adoptada en 2018, la RED II establece un objetivo de alcanzar al menos un 32% de energía renovable en el consumo final de energía de la UE para 2030. Además, esta directiva incluye objetivos específicos para sectores como el transporte, que debe alcanzar un 14% de energías renovables para 2030. La RED II también introduce criterios de sostenibilidad y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para los biocombustibles y biogás (EBA, s.f.).

La RED III, adoptada en 2023, eleva aún más estos objetivos, proponiendo que la UE alcance al menos un 42.5% de energías renovables para 2030, con una meta indicativa del 45%. Esta directiva refuerza las medidas de apoyo a las renovables, incluyendo el biometano, y simplifica los procedimientos de permisos para proyectos de energía renovable. Además,

establece áreas de aceleración de renovables para facilitar la implementación rápida de proyectos (UE Energy, 2023).

Dentro del marco de la RED II y RED III, el plan REPowerEU de 2022 destaca la necesidad de aumentar significativamente la producción de biometano. Este plan considera al biometano como una prioridad para la sustitución de gas en Europa, establece un objetivo de alcanzar una producción anual de 35 mil millones de metros cúbicos de biometano para 2030, lo que requerirá inversiones estimadas en 37 mil millones de euros. Este plan fomenta la producción de biometano a partir de residuos agrícolas y orgánicos, promoviendo su inyección segura en la red de gas (UE Energy, 2022).

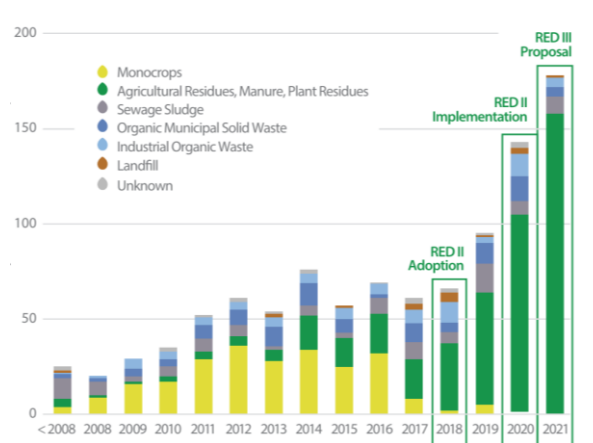


Ilustración 11: Nuevas plantas instaladas de biometano. Fuente: (EBA, 2023b)

En esta imagen podemos observar como las distintas directivas han impulsado a la producción de plantas de biometano en Europa.

En España, hasta 2012 existía un marco de apoyo a la producción de energía eléctrica a partir de este combustible renovable, pero desde entonces no ha habido incentivos para nuevos proyectos. Esto ha dejado a las nuevas plantas de biogás dependientes del mercado eléctrico y con la rentabilidad como único factor determinante. La situación del biometano no es mucho mejor. A pesar de su potencial para descarbonizar el sector energético, la falta de incentivos específicos limita su desarrollo (CIEMAT et al., 2022).

Sin embargo, la reciente Ley de Cambio Climático y Transición Energética de 2021 abre una ventana de esperanza. La ley, que busca reducir las emisiones de gases de efecto

invernadero en un 23% para 2030, incluye algunas medidas para impulsar el desarrollo de estos gases, como la creación de un registro de garantías de origen, certificados que acreditan que una cantidad de energía ha sido producida a partir de fuentes renovables. Esto podría permitir a los productores obtener un precio adicional por su producción al ser acreditada como renovable (CIEMAT et al., 2022).

Por otro lado, el Gobierno de España ha publicado la Hoja de Ruta de Biogás donde se definen ciertos objetivos para el desarrollo del sector de biogás y biometano. En este sentido, se plantea multiplicar por 3,8 la producción hasta 2030, superando los 10,4 TWh y estima evitar la emisión a la atmósfera de aproximadamente 2,1 MtCO₂ equivalente al año. Por otro lado, estima que al menos un 1% del gas consumido a través de la red de gas natural en 2030 sea biometano. Entre las medidas y líneas de actuación establecidas se encuentran un sistema de garantías de origen, desarrollo de nuevas tecnologías, mejora de la normativa y regulación y promoción de la inversión de biogás (CIEMAT et al., 2022).

Sin embargo, la actualización del PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) de 2023, donde se establecen objetivos ambiciosos relacionados con la transición energética de España, prevé duplicar la producción de biogás estimada en la Hoja de Ruta del Biogás, llegando a 20 TWh en 2030 (PNIEC, 2023).

En España, el IDEA puede ofrecer subvenciones para ciertos proyectos de energías renovables. En concreto, junto con el gobierno de España en el marco de Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia gestiona una serie de subvenciones con un primer programa de 150 millones de euros en ayudas financiado por la Unión Europea-NexGenerationEU. Se trata de ayudar para proyectos específicos de instalaciones de biogás que utilicen una serie de materias primas específicas, y cuyos productos estén destinados a usos renovables (IDEA, s.f).

Por otro lado, España ha incluido recientemente las garantías de origen. Una garantía de origen es un certificado digital que confirma que 1 MWh de gas ha sido producido de manera renovable. Este certificado incluye información detallada sobre la producción, como la fecha en que se generó la energía, el tipo de instalación utilizada, la ubicación y la fuente de energía

empleada. Su propósito es asegurar al consumidor final que una cierta cantidad de energía proviene de fuentes renovables. Estas garantías generan un valor añadido al biogás y biometano producido. En España están gestionadas por el CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) (Enagás, s. f.).

A pesar del avance regulatorio en España, la realidad es que actualmente no existen numerosas medidas de apoyo para la producción de biogás y biometano. El futuro del biogás en España dependerá en gran medida de cómo se concreten estos nuevos mecanismos de apoyo y si realmente se aplican estas nuevas medidas propuestas por la Hoja de Ruta de Biogás. Los próximos años serán cruciales para determinar si el país aprovecha su considerable potencial en este ámbito o si se deja atrás en la carrera hacia una economía descarbonizada (CIEMAT et al., 2022).

2.6 APLICACIONES DEL BIOGÁS Y BIOMETANO

PRODUCCIÓN DE CALOR Y ELECTRICIDAD

El biogás es una fuente de energía extremadamente versátil, con aplicaciones que incluyen la producción de calor, la co-generación de calor y electricidad, así como su inyección en infraestructuras de gas natural o su uso como combustible en vehículos una vez purificado a biometano. Entre las diversas ventajas del biogás en comparación con otras fuentes renovables, se destaca su capacidad para ser almacenado y transformado en energía según demanda, lo que proporciona una alternativa a la generación intermitente.

La energía térmica es uno de los usos más comunes del biogás, utilizándose para la generación de calor al alimentar calderas adaptadas y transferir el calor liberado al agua. Este calor se utiliza principalmente para calefacción en áreas urbanas o en procesos agrícolas y ganaderos, donde la biomasa de la cual se obtiene el biogás se genera y se utiliza en el lugar.

Los sistemas de cogeneración de calor y electricidad (CHP) son otra aplicación popular, ya que mejoran la eficiencia del proceso de conversión de energía del biogás en comparación con la generación separada de CHP. Dependiendo de la instalación, la energía térmica puede cubrir las demandas propias de la planta mediante un acumulador térmico o ser utilizada

para la calefacción y sistemas industriales externos. En el caso de la energía eléctrica, también se autogestiona en la planta o se conecta directamente a la red general y se vende independientemente en los mercados (Calero, M, et al, 2023).

El biometano puede utilizarse como combustible para la generación de energía en diversos motores principales. Estos incluyen motores de combustión interna, turbinas de gas de diferentes tamaños, células de combustible, entre otros. Los motores diésel pueden funcionar con biometano como un sustituto directo del gas natural.

La electricidad generada a partir del biometano puede utilizarse directamente en el sitio para evitar o limitar las importaciones de electricidad de la red, mientras que el exceso de electricidad generada puede ser gestionado dentro del diseño de sistemas de generación de energía descentralizados utilizando una amplia gama de motores principales para los generadores eléctricos, como turbinas, motores de combustión interna, células de combustible, etc. (Kabeyi et. al, 2024).

PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Una de las aplicaciones más recientes en el campo del biogás y el biometano es la producción de hidrógeno y su uso en pilas de combustible para generar energía limpia. Técnicamente, el hidrógeno (H_2) puede liberarse de los procesos de reforma de vapor de biogás (BSR) y de metano (SMR). La principal diferencia entre BSR y SMR es la presencia de dióxido de carbono en la materia prima. Así, además de las muchas aplicaciones en la industria química, el hidrógeno, combinado con oxígeno del aire, puede utilizarse en pilas de combustible. Las pilas de combustible pueden usar hidrógeno para generar electricidad de manera similar a las baterías y también como combustible para vehículos eléctricos de células de combustible (FCEVs). Estas tecnologías son atractivas porque no generan emisiones contaminantes. Los FCEVs impulsados por hidrógeno son una opción de transporte extremadamente limpia en comparación con los vehículos que utilizan combustibles fósiles (Kabeyi et. al, 2024).

PRODUCCIÓN DE BIO-COMBUSTIBLES

El sector del transporte es crucial ya que contribuye aproximadamente con el 14% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero. El biometano licuado es una opción viable como combustible para vehículos pesados, y también puede servir como materia prima para la producción de otros combustibles y productos químicos como metanol, éter dimetílico y combustible de hidrógeno. Actualmente, el biometano se utiliza como combustible de transporte en muchos países, ofreciendo un menor impacto ambiental en comparación con los combustibles fósiles y otros combustibles procesados.

Entre los biocombustibles se encuentra el Bio-GNC, que es biometano comprimido similar al gas natural comprimido en sus propiedades, con aplicaciones en la industria, automóviles y uso doméstico. Para obtener Bio-GNC, se deben eliminar impurezas como agua, N_2 , O_2 , H_2S , NH_3 y CO_2 , logrando una composición de más del 97% de CH_4 y menos del 2% de O_2 a una presión de 20-25 MPa.

El biometano también puede utilizarse en la industria como combustible de transporte al licuarlo a alta presión, que varía de 0,5 a 15 MPa. Mediante procesos biológicos o químicos, el biometano puede convertirse en metanol, diésel, gas licuado de petróleo y gasolina.

El metanol es un bio-combustible muy interesante que se puede producir a partir de biometano. Se produce reformando el metano a gas de síntesis, seguido de una conversión catalítica del gas de síntesis a metanol. El metanol puede transformarse en gasolina a través del proceso de metanol a gasolina. El biogás o biometano pueden procesarse para producir metanol mediante reformado seco, reformado con vapor, reformado por oxidación parcial, reformado autotérmico y el proceso Fischer-Tropsch. El gas de síntesis (syngas) es el producto principal del proceso de reformado del biometano y sirve como materia prima para la producción de numerosos hidrocarburos de cadena larga (Kabeyi et. al, 2024).

INYECCIÓN A LA RED DE GAS NATURAL

El biometano ofrece una gran flexibilidad y ventaja frente al biogás, ya que es comparable al gas natural, lo que le permite llegar a más sectores y darle el poder de descarbonizar

sectores difíciles de electrificar, como procesos industriales intensivos en calor, movilidad pesada y marítima, e inyección en la red. El biometano debe cumplir con especificaciones estándar con respecto al almacenamiento y transporte antes de poder ser inyectado de manera práctica en las redes de gas natural. La presencia de varios componentes en diferentes concentraciones dificulta la inyección de biogás en la red, por lo que es necesario mejorarlo (Kabeyi et. al, 2024) (Calero, M, et al, 2023).

El biometano también es uno de los combustibles más limpios en cuanto a la huella de carbono de los vehículos, dado que su uso reduce las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), especialmente el CO₂, que se emitiría si se usara gas natural. El CO₂ liberado en la producción de biometano, considerado como CO₂ biogénico ya que la materia prima utilizada en la producción de biometano es biomasa en lugar de combustibles fósiles se captura y almacena, para más tarde ser utilizado en otras industrias como en la producción de metanol verde. Además, el uso de biometano también reduce las emisiones de metano, que se emitirían en la descomposición natural de las materias primas en los vertederos. Por lo tanto, la huella de carbono final del biometano es muy baja e incluso en ocasiones puede ser negativa (Calero, M, et al, 2023).

2.7 PRETRATAMIENTOS DEL BIOGÁS

El principal objetivo del pretratamiento es eliminar las barreras que dificultan la digestión anaerobia. La primera fase de este proceso, la hidrólisis, es normalmente el paso más lento, ya que la materia orgánica compleja (como celulosa, hemicelulosa, lignina, proteínas, polisacáridos y lípidos) debe ser descompuesta en componentes más simples (como ácidos grasos de cadena larga, azúcares y alcoholes). Los diferentes métodos de pretratamientos de la biomasa pueden reducir el tiempo de esta fase, tanto en mono-digestión como en la co-digestión. Así, se necesitan métodos específicos de pretratamiento según el tipo de materia orgánica que se utiliza para facilitar el proceso de digestión anaerobia.

El pretratamiento, se utiliza para acelerar y mejorar la digestión, así como para mejorar la eliminación del agua y la calidad del digestato. Este proceso facilita la digestión microbiana eliminando barreras y haciendo que el contenido orgánico del sustrato sea más accesible y

utilizable por los microorganismos. Entre las tecnologías de pretratamiento se incluyen métodos mecánicos, térmicos, químicos y biológicos (Morales Polo, 2017).

PRETRATAMIENTOS FÍSICOS Y MECÁNICOS

Los pretratamientos físicos y mecánicos se enfocan en separar objetos no deseados de la materia orgánica (MO) y reducir su tamaño.

Los pretratamientos físicos son útiles para mejorar la degradación de los sustratos, aumentar la producción de metano y estabilizar el proceso de degradación anaeróbica cuando estos presentan problemas. Estos tratamientos incrementan la tasa de hidrólisis y la biodegradabilidad anaeróbica, especialmente en residuos sólidos municipales.

Por otro lado, los pretratamientos mecánicos se centran en reducir el tamaño de los sustratos, rompiendo las paredes celulares y facilitando la acción de los microorganismos. Esto acelera y mejora la eficiencia de la hidrólisis al descomponer compuestos complejos en otros más simples (M. Martínez H. C et al, 2016).

Estos tratamientos aumentan la superficie disponible para la acción de las enzimas y el contacto entre el sustrato y los microorganismos. Las principales ventajas de los pretratamientos mecánicos son:

- Disminuyen la severidad del proceso, el consumo de agua y la formación de subproductos cuando se combinan con tratamientos termoquímicos.
- Ayudan a estabilizar el proceso anaerobio.
- Son muy eficientes para mejorar la solubilización de la materia orgánica.
- Incrementan significativamente la producción de metano en el proceso anaerobio.

Los métodos más comunes para reducir el tamaño incluyen la molienda, trituración, prensado o cribado (Kasinath et al., 2021).

Por ejemplo, algunos estudios han mostrado incrementos en la producción de biogás de entre 9-34% si el sustrato se tritura antes de la digestión anaerobia, un 20% si se dilacera, o hasta un 94% en la producción de biogás y metano si se tamiza y se trata con ultrasonidos. Sin

embargo, reducir demasiado el tamaño de las partículas puede causar una sobrecarga de la hidrólisis, acumulación de ácidos grasos volátiles (AGV), y un colapso en la actividad metanogénica (Morales Polo, 2017).

Otros pretratamientos físicos buscan aumentar el área de contacto y la porosidad, destruyendo la estructura celular e incrementando la solubilidad. Por ejemplo, los tratamientos de presurización-despresurización pueden aumentar la producción de metano hasta en un 35% al someter el sustrato a alta presión y luego despresurizar, rompiendo las membranas celulares (Morales Polo, 2017).

Sin embargo, hay que tener en cuenta que este tipo de pretratamiento puede generar compuestos difíciles de degradar, reduciendo la producción de metano y requiere mucho consumo de energía para el pretratamiento térmico (Kasinath et al., 2021).

PRETRATAMIENTOS QUÍMICOS

Los tratamientos químicos pueden descomponer macromoléculas poco solubles añadiendo ácidos o bases fuertes, o utilizando ozonización. Además de romper las macromoléculas, estos tratamientos también se pueden utilizar para ajustar el pH o aumentar la capacidad buffer.

Tratamiento Ácido

Los ácidos pueden descomponer los enlaces entre la celulosa y la hemicelulosa, descomponiendo las cadenas poliméricas en unidades de monómeros de azúcar. Se utilizan ácidos inorgánicos (nitrúico, sulfúrico, clorhídrico, fosfúrico) y ácidos orgánicos (fórmico, maleico, oxálico) en el proceso.

Los costes operativos del tratamiento ácido son altos debido a su toxicidad y corrosividad, y pueden provocar la degradación no deseada de la celulosa en productos inhibidores. El ácido sulfúrico, el más comúnmente usado, produce muchos productos inhibidores, mientras que los ácidos orgánicos como el maleico y el oxálico producen menos, requiriendo menos lavado y detoxificación posterior.

Tratamiento Alcalino

El tratamiento alcalino rompe los enlaces éster entre las cadenas de hemicelulosa y lignina, solubilizando la lignina. También hincha la estructura de los residuos lignocelulósicos, interrumpiendo la estructura cristalina y disminuyendo la polimerización, aumentando el área de superficie interna para la acción enzimática.

Los cuatro álcalis que se pueden usar son los hidróxidos de sodio, potasio, amonio y calcio. El sodio es el más efectivo y comúnmente usado, pero el calcio es más económico.

El tratamiento alcalino es muy efectivo, pero presenta problemas de recuperación después del tratamiento, siendo ideal para residuos con bajo contenido de lignina.

Ozonólisis

La ozonólisis es un proceso en el cual se utiliza ozono para disminuir el contenido de lignina en los residuos, afectando casi de manera insignificante la hemicelulosa y la celulosa. La efectividad de la ozonólisis está influenciada por el contenido de humedad de los residuos, funcionando mejor a bajos niveles de humedad. Además, no produce subproductos tóxicos para el procesamiento posterior, aunque se generan algunos productos inhibidores aromáticos que deben ser eliminados.

El principal obstáculo para el uso generalizado de la ozonólisis es la gran cantidad de ozono requerida, que es muy costosa para procesos industriales a gran escala. Por lo tanto, se necesita más investigación para producir ozono de manera más económica (Sourav Roy et al, 2020) (Bayona Albalate, 2021).

PRETRATAMIENTOS BIOLÓGICOS

La degradación de ciertos compuestos se puede lograr inoculando bacterias específicas o utilizando enzimas.

Se utilizan cócteles enzimáticos o cultivos de microorganismos para el pretratamiento. No se añaden productos químicos, lo que reduce la severidad del proceso y la formación de

compuestos inhibidores, tóxicos o corrosivos, haciéndolo más respetuoso con el medio ambiente.

El uso de cócteles enzimáticos es más efectivo, pero debido a su alto costo, se suelen emplear cultivos de microorganismos como bacterias y hongos. Los co-cultivos permiten una mayor eficacia del pretratamiento, aunque requieren más tiempo para que los organismos crezcan, se establezcan y comiencen a producir las enzimas necesarias.

La desventaja de este método es que, al utilizar microorganismos vivos, es necesario controlar rigurosamente factores como el pH, la composición del medio de cultivo, los nutrientes y seleccionar adecuadamente los microorganismos para evitar interacciones o competencia no deseadas (Sourav Roy et al, 2020) (Bayona Albalate, 2021).

PRETRATAMIENTOS TÉRMICOS

Los tratamientos térmicos buscan descomponer ciertas macromoléculas antes de enviarlas al digestor mediante el uso de calor y, al mismo tiempo, desinfectar la materia orgánica para reducir o eliminar patógenos. Los tratamientos térmicos más comunes son la pasteurización y la esterilización, donde el calor se aplica por conducción. También existen otros métodos que utilizan calor mediante vapor o altas presiones. Estos procedimientos se aplican a los residuos cárnicos (Sourav Roy et al, 2020) (Bayona Albalate, 2021).

2.8 POSTRATAMIENTOS

TRATAMIENTO DEL DIGESTATO

Uno de los principales retos en la implementación de la digestión anaeróbica es la adecuada gestión del digestato, el efluente resultante del proceso. Este digestato puede ser reciclado y usado como fertilizante agrícola, cerrando así el ciclo de nutrientes. Sin embargo, es fundamental realizar un análisis específico para determinar su contenido de nutrientes y su idoneidad para diversos cultivos.

Es necesario considerar varias características clave del digestato:

- Relación C/N: Una proporción adecuada de carbono a nitrógeno es crucial para garantizar la disponibilidad de nitrógeno para las plantas.
- Contenido de Humedad: El digestato debe tener un nivel de humedad adecuado para facilitar su aplicación y evitar problemas de manejo.
- Concentración de Nutrientes: Es vital conocer las concentraciones de nutrientes como nitrógeno, fósforo y potasio para dosificar correctamente el digestato y prevenir la contaminación del suelo y el agua.

El digestato generado a partir de la digestión anaeróbica necesita ser almacenado durante un tiempo antes de su uso en tierras agrícolas, normalmente durante la temporada de cultivo. Cuando sale de los reactores anaeróbicos, el digestato todavía está activo y sigue produciendo metano. Además, durante su almacenamiento previo a la aplicación en el campo, también se emite amoníaco. La cantidad de metano y amoníaco emitida durante el almacenamiento depende en gran medida del tipo de sistema de almacenamiento utilizado, que puede ser tanques sellados, tanques cubiertos o tanques abiertos.

Las tecnologías de tratamiento del digestato pueden reducir el tiempo de almacenamiento necesario al permitir que el digestato sea enviado directamente a una planta de postratamiento, lo que disminuiría las emisiones de metano y amoníaco.

Separación sólido-líquido del digestato

La separación sólido-líquido del digestato tiene como objetivo dividirlo en dos fracciones: una fracción sólida rica en fósforo con un alto contenido de materia seca, y una fracción líquida rica en nitrógeno con un bajo contenido de materia seca. Para llevar a cabo esta separación, se utilizan diversas tecnologías como la centrífuga decantadora, la prensa de tornillo y la cinta de tamiz. Estas tecnologías abarcan métodos mecánicos como la filtración y la centrifugación, así como métodos electroquímicos y fisicoquímicos, tales como la electrocoagulación y la coagulación química.

La fracción sólida, con su alto contenido de materia seca y rica en nutrientes, se emplea como acondicionador del suelo para mejorar su fertilidad. Por otro lado, la fracción líquida,

que es rica en nitrógeno mineral en forma de amoníaco, se utiliza como fertilizante líquido, proporcionando un aporte rápido y eficaz de nitrógeno para las plantas.

Existen varios tratamientos para cada tipo de fracción, en la imagen a continuación se muestra un resumen:

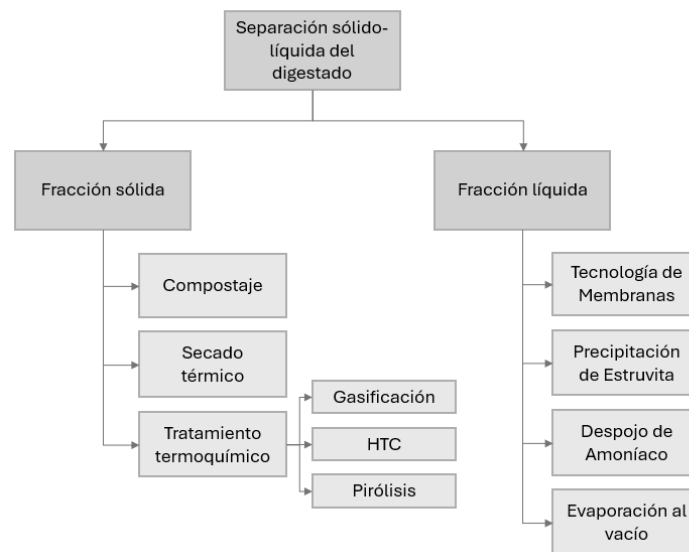


Ilustración 12: Procesos de postratamiento del digestato

Tratamientos de la fracción sólida

Después de la separación sólido-líquido del digestato, cada fracción puede ser tratada para eliminar o extraer nutrientes. La fracción sólida, que se estabiliza parcialmente tras la separación de la fracción líquida, puede usarse directamente como biofertilizante o acondicionador del suelo. Debido a que todavía contiene algunos materiales biodegradables, la actividad microbiana puede continuar y generar emisiones de olor. Por lo tanto, la fracción sólida puede estabilizarse mediante tratamientos químicos o térmicos.

La estabilización química generalmente implica la adición de un ácido para reducir el pH y prevenir la pérdida de amoníaco durante el almacenamiento. Los principales tratamientos para la fracción sólida son:

- Compostaje: El material orgánico en la fracción sólida se transforma en CO₂, biomasa, calor y un producto final similar al humus mediante microorganismos en condiciones aeróbicas. Este proceso pasa por fases mesofílicas, termofílicas y de enfriamiento/maduración, cada una con distintas condiciones y actividades microbianas.
- Secado Térmico: Este proceso tiene como objetivo estabilizar y secar el digestato en aproximadamente 7 a 10 días, reduciendo su masa total y aumentando la concentración de nutrientes. Facilita la sanitización, el almacenamiento y el transporte. El digestato húmedo muestra mayores emisiones acumuladas de amoníaco que el digestato seco. El sustrato se seca mediante convección de aire que evapora el agua. Este método es similar al compostaje, pero se centra en eliminar la humedad y conservar la mayor cantidad de carbono (hasta un 45%) en los sólidos secos. Los sistemas de secado más comunes son los secadores de cinta, tambor y solares.
- Tratamiento Termoquímico: Este tratamiento mejora la eficiencia energética al convertir más de la mitad de la energía contenida en el digestato en productos útiles. Los procesos más comunes son:
 - Gasificación: Oxidación parcial que ocurre a temperaturas entre 800-1200 °C, produciendo syngas y bio-oil.
 - Carbonización Hidrotermal: Convierte la materia orgánica en productos de alto contenido de carbono mediante alta temperatura y presión.
 - Pirólisis: Transforma la biomasa en bio-oil y syngas mediante calentamiento en ausencia de oxígeno.

Tratamientos de la Fracción Líquida

Tras la separación sólido-líquido, la fracción líquida contiene nutrientes y sólidos suspendidos que deben ser tratados debido a regulaciones vigentes. No puede ser vertida directamente en cuerpos de agua, pero puede enviarse a plantas de tratamiento de aguas residuales. Esta fracción líquida puede reutilizarse en la digestión anaerobia o como medio

nutritivo para el cultivo de algas. La recirculación en digestores de biogás puede disminuir las emisiones de metano y aumentar la producción de biogás.

Además, la fracción líquida puede aplicarse al suelo como fertilizante líquido. No obstante, su uso puede conllevar problemas ambientales como la lixiviación de nitrógeno y emisiones de amoníaco y gases de efecto invernadero.

Para el tratamiento de la fracción líquida, se pueden emplear varias tecnologías:

- Tecnología de Membranas: Esta técnica separa la fracción líquida en un concentrado rico en sólidos y una solución acuosa permeada. Las membranas son efectivas para separar diversas partículas y compuestos, aunque presentan costes iniciales elevados y problemas de obstrucción. Estas tecnologías se utilizan para concentrar nutrientes y reducir el volumen de residuos, mejorando la eficiencia y rentabilidad del proceso. Sin embargo, su implementación en contextos agrícolas puede ser complicada.
- Precipitación de Estruvita: Se añaden sales de magnesio al digestato líquido para formar estruvita, un fertilizante de liberación lenta. El pH se controla para la formación de estruvita, con una solubilidad mínima a pH 10. Aunque el coste de las sales de magnesio y los álcalis puede ser limitante, el uso de fuentes de magnesio de bajo costo puede hacer el proceso más económico.
- Despojo de Amoníaco: El amoníaco se transforma de la fase líquida a la gaseosa mediante aire o vapor y luego se recupera como sulfato de amonio, utilizable como fertilizante. La eficiencia del proceso depende del pH, la temperatura y las tasas de flujo de gas y líquido, siendo el pH crucial para mejorar la tasa de despojo.
- Evaporación al Vacío: Este método utiliza presión reducida para evaporar el agua del digestato líquido, concentrando los nutrientes. Aunque consume mucha energía, su fiabilidad y robustez son ventajas. Además, el calor excedente de las plantas de biogás puede aprovecharse, haciendo el proceso más eficiente.

Uso del digestato como fertilizante

La agricultura moderna se caracteriza por una intensificación creciente y una demanda en aumento de fertilizantes que puedan resolver los desafíos globales en la producción agrícola. Este fenómeno, junto con la expansión de la industria alimentaria, genera una gran cantidad de residuos orgánicos.

El digestato (DG) es un fertilizante ecológico que mejora la fertilidad del suelo proporciona nutrientes a las plantas y aumenta el contenido orgánico del suelo. Puede utilizarse en diversos tipos de producción agrícola, reduciendo la dependencia de fertilizantes inorgánicos. No obstante, su aplicación debe manejarse con cuidado para evitar la contaminación por nitratos y fosfatos en las aguas subterráneas, siendo crucial la elección del método de aplicación.

Un estudio de seis años en Alemania reveló que la combinación de fertilizantes minerales con la fracción líquida del DG produce los rendimientos de biomasa más altos. En contraste, la fracción sólida del DG, cuando se usa sola, genera rendimientos más bajos, comparables a los del control.

Por otro lado, el nitrógeno mineral en el DG no se inmoviliza eficientemente en el suelo, lo que significa que no permanece retenido por largos períodos. Sin embargo, este nitrógeno se convierte rápidamente en formas utilizables por las plantas mediante un proceso llamado nitrificación, transformando el amoníaco (NH_3) en nitrato (NO_3^-), que las plantas pueden absorber fácilmente. Esta rápida nitrificación hace que el DG sea comparable a la urea, un fertilizante nitrogenado comúnmente usado que también se convierte rápidamente en nitrato en el suelo.

El DG contiene altos niveles de fósforo (P) y potasio (K) disponibles para las plantas. La transformación del fósforo depende del pH del suelo y de la presencia de cationes metálicos, lo que influye en su disponibilidad para las plantas.

En resumen, el DG es una herramienta valiosa en la producción agrícola sostenible, pero su aplicación debe manejarse adecuadamente para maximizar los beneficios y minimizar los riesgos ambientales (Kunz et al., 2022) (Kovačić et al., 2022).

INYECCIÓN A LA RED DE GAS NATURAL

Para que el biometano pueda ser inyectado en la red de gas en España, debe cumplir con ciertos requisitos normativos. Estos incluyen un contenido mínimo de metano, y límites máximos para monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO₂) del 2%, hidrógeno del 5% y oxígeno del 1%. Además, debe tener un punto de rocío del agua por debajo de -8°C y un volumen de inyección en la red troncal de transporte inferior a 5,000 m³/h.

Estos estándares están definidos en la Resolución del 8 de octubre de 2018 de la Dirección General de Política Energética y Minas, que modifica las normas técnicas de gestión del sistema NGTS-06, NGTS-07 y los protocolos de detalle PD-01 y PD-02. Además, antes de ser inyectado en la red de gas, el biometano debe certificar su origen renovable a través del Sistema de Garantías de Origen, conforme al Real Decreto 376/2022, que adapta parcialmente la Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo sobre la promoción del uso de energía renovable (Genia Bioenergy, s.f b).

En 2024, la CNMC aprobó la resolución (RDC/DE/004/22) que simplifica las gestiones para que los productores de biometano puedan inyectarlo a la red de gas. El procedimiento incluye varios pasos:

1. **Solicitud de Conexión:** El productor presenta la solicitud al transportista o distribuidor de la red, que será tramitada en orden de llegada. Los titulares de la red son el único punto de contacto.
2. **Información Previa:** Los productores pueden solicitar información sobre opciones de conexión, y los titulares de las redes deben responder en un máximo de un mes, aunque esta respuesta no es vinculante. La confirmación de admisión o rechazo de la solicitud debe darse en 5 días hábiles.

3. Respuesta a la Solicitud: El titular de la red responde a la solicitud en un máximo de 40 días hábiles, aceptándola o denegándola. Si se acepta, se envía el presupuesto y los plazos de construcción, junto con el contrato de conexión.
4. Aceptación del Presupuesto: El solicitante debe aceptar el presupuesto, pagar el 10% y firmar el contrato de conexión en un plazo de 60 días hábiles, de lo contrario, se considerará que renuncia a la conexión.
5. Alta del Punto de Inyección: Antes de iniciar la conexión, el titular de la red solicita al GTS la inclusión del nuevo punto en el sistema logístico SL-ATR.

Las discrepancias en el procedimiento pueden ser resueltas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) mediante el procedimiento de resolución de conflictos. Este procedimiento busca agilizar y clarificar el uso del biometano, fomentando proyectos de generación de este gas renovable y beneficiando a productores, comercializadores y consumidores mediante el empleo de energías renovables con garantías de origen (Alcaraz, 2024).

2.9 PROYECTOS BIOGÁS Y BIOMETANO

PROYECTOS DE REPSOL EN BIOGÁS Y BIOMETANO

Repsol ha emprendido varias iniciativas en el campo del biogás y biometano, posicionándose como un actor clave en la transición energética de España:

1. Adquisición de Genia Bioenergy

Repsol adquirió el 40% de Genia Bioenergy, el acuerdo incluye el desarrollo de 19 plantas de biometano en España. Estas plantas están diseñadas para producir 1,5 TWh de biometano al año, utilizando residuos agrícolas y ganaderos en España y Europa. Genia Bioenergy es la única empresa en España que abarca toda la cadena de valor del biogás y biometano. Esta integración incluye desde el desarrollo de tecnologías y soluciones hasta la ingeniería, construcción y operación técnica biológica de los proyectos. Para el director general de Transformación Industrial y Economía Circular de Repsol, Juan Abascal, *“este acuerdo es un importante paso adelante en nuestra estrategia de aprovechar material que de otra*

manera sería un desecho y transformarlo en combustibles para el hogar, la industria y la movilidad. La experiencia, talento y activos de Genia Bioenergy nos permitirán posicionarnos como actor integrado en toda la cadena de valor del biometano” (Repsol, 2024a).

2. Producción de biocombustibles en la Planta de Cartagena

Repsol es la única empresa en España y Portugal que cuenta con una planta totalmente dedicada a la producción de combustibles renovables a escala industrial, situada en Cartagena. Esta nueva instalación tiene la capacidad de producir 250.000 toneladas anuales de combustibles renovables a partir de residuos, como el aceite de cocina usado, que pueden ser utilizados en aviones, barcos, autobuses, camiones y coches.

En esta planta, Repsol ha logrado producir hidrógeno renovable utilizando biometano como materia prima por primera vez en España. Este hidrógeno renovable se ha empleado para fabricar combustibles con baja huella de carbono, como gasolina, diésel y queroseno para aviación. Se han producido 10 toneladas de hidrógeno renovable a partir de 500 MWh de biometano, evitando así la emisión de aproximadamente 90 toneladas de CO₂.

El biometano utilizado se ha obtenido a partir de residuos sólidos urbanos, lo que permite a Repsol continuar promoviendo la economía circular y el uso de tecnologías avanzadas para convertir residuos en productos de alto valor añadido y baja huella de carbono (Repsol, 2021).

PROYECTOS DE NATURGY EN BIOGÁS Y BIOMETANO

Naturgy también está comprometida con el desarrollo de biogás y biometano en España a través de diversos proyectos. Han sido pioneros en el desarrollo del biometano en España y actualmente tienen dos plantas que están inyectando biometano en la red de gas con una capacidad instalada de producción de 2 MW en las dos plantas propias de biometano (Naturgy, 2024).

3. Planta Elena

Esta planta fue la primera que inyectó biometano procedente de residuos de vertederos a la red de gas natural en España. La planta se encuentra en el Parc de l'Alba en Cerdanyola del Vallés (Barcelona), junto al vertedero Elena. Esta planta produce alrededor de 12 GWh/año de biometano, lo que equivale al consumo anual de 3.200 hogares, tras una inversión de 2,2 millones de euros, y evita la emisión de 2.400 toneladas de CO₂ al año (Retema, 2021).

4. Planta Vila-Sana

Esta es la segunda planta de biometano de Naturgy, está situada en la granja ganadera de Porgaporcs, en Vila-sana (Lleida). Produce casi 12 GWh anualmente para consumo directo de hogares y empresas.

Esta es su tercera instalación de este tipo en España, incrementando su capacidad de producción de gas renovable a un nivel equivalente al consumo de gas de aproximadamente 6.000 hogares (Naturgy, 2024).

5. Otros proyectos de Naturgy

En 2023, Naturgy informó sobre la tramitación de una nueva planta en Torrefarrera (Lleida). Esta planta, que contará con una inversión de 18 millones de euros, utilizará 140.000 toneladas anuales de residuos agroindustriales y ganaderos de la región para generar 60 GWh de gas renovable al año. Esta producción es equivalente al consumo anual de 16.000 viviendas y evitará la emisión de 15.000 toneladas de CO₂ al año.

También en 2023, en colaboración con AEMA Servicios Energéticos, Naturgy anunció una nueva planta de biometano en el municipio valenciano de Utiel. Esta planta, con una capacidad para producir 20 GWh anuales, tendrá una inversión de 2,7 millones de euros y se espera que entre en operación a principios de 2025. Utilizará residuos agroindustriales y tendrá la capacidad de abastecer a más de 5.300 hogares con gas renovable, evitando la emisión de más de 4.300 toneladas de CO₂ equivalente al año.

Finalmente, Naturgy construirá una planta de producción de biometano en España y la primera en Andalucía, situada en el municipio de Utrera (Sevilla). Este proyecto, desarrollado junto a KEPLER Ingeniería y Ecogestión, será una de las plantas de mayor tamaño con una capacidad de producción anual de 40 GWh de biometano, suficiente para abastecer a más de 10.500 hogares andaluces. Se prevé que la planta comience a operar en 2025. *Proyectos de Otras Grandes Empresas Energéticas (Naturgy, 2024).*

OTROS PROYECTOS

6. Cepsa

Cepsa ha iniciado un plan junto con Kira Ventures para el desarrollo de 15 plantas de biometano en España. Cepsa se ha fijado como objetivo para 2030 gestionar 4 TWh anuales para descarbonizar su actividad industrial. Esto se logrará sustituyendo el consumo de gas natural por biometano en sus parques energéticos y plantas químicas, y también como un complemento para la producción de hidrógeno verde y su uso en movilidad.

El uso de este gas renovable en lugar de gas fósil permitirá utilizar 10 millones de toneladas de residuos anuales, evitando la emisión de 728.000 toneladas de CO₂ al año (Cepsa, 2021).

7. Enagás

Enagás ha creado el servicio Green Link para facilitar la conexión de las producciones de biometano y otros gases renovables a la red de gasoductos de alta presión. Enagás, junto con Biometagás, llevaron a cabo la construcción de la planta de biometano en La Galera (Tarragona). La planta generará e inyectará hasta 50 GWh anuales en la red de gas, equivalente al consumo promedio anual de 6.300 hogares. La instalación ha completado con éxito las pruebas de inyección de biometano en la red de transporte de gas.

Ubicada en el municipio de La Galera (Tarragona), esta es la segunda instalación de biometano en nuestro país que inyecta este gas renovable en la red de transporte, después de la planta pública de Valdemingómez (Enagás 2023).

8. Comunidad de Madrid

El Ayuntamiento de Madrid ha establecido una serie de infraestructuras para la recogida selectiva, transporte, tratamiento y valorización de residuos urbanos, destacando el Parque Tecnológico de Valdemingómez (PTV). Este parque, cofinanciado por la Unión Europea, concentra la mayoría de las instalaciones de tratamiento de residuos urbanos de la ciudad, incluyendo ocho centros de tratamiento.

El PTV cuenta con tres centros de tratamiento y clasificación de residuos, dos plantas de biometanización que producen biogás a partir de la fracción orgánica de los residuos, y una planta de tratamiento de biogás (PTB) que transforma el biogás en biometano para su inyección en la red de gas nacional. Además, hay dos plantas de valorización energética que generan electricidad a partir de los residuos.

La PTB tiene dos líneas de tratamiento de biogás: una para acondicionarlo antes de enviarlo a la planta de La Galiana para generar electricidad, y otra para purificarlo y inyectarlo en la red de ENAGAS (Sedigas, s.f.).

Estas iniciativas de Repsol, Naturgy, Cepsa y Enagás entre otras reflejan el compromiso de las principales empresas energéticas españolas con la transición hacia energías renovables y sostenibles, impulsando proyectos de biogás y biometano que no solo contribuyen a la descarbonización, sino que también fomentan la economía circular y la creación de empleo en el país.

Capítulo 3. PRODUCCIÓN DEL BIOGÁS Y BIOMETANO

3.1 DIGESTIÓN ANAEROBIA

La digestión anaerobia es un proceso en el que los residuos orgánicos se descomponen sin la presencia de oxígeno debido a la acción de microorganismos específicos. Este proceso produce biogás, una mezcla gaseosa rica en metano, y digestato (DG), un compuesto con alto contenido en minerales. El biogás, además de metano, incluye dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, amoníaco, hidrógeno y vapor de agua.

Una ventaja del biogás es que puede generarse con diversos sustratos, si son biodegradables. La composición del sustrato influye en las etapas de producción del biogás, determinando la comunidad bacteriana que participa en cada fase. Para lograr una degradación óptima, es fundamental que el sustrato proporcione los nutrientes necesarios para los microorganismos.

Los residuos agrícolas y los desechos municipales son excelentes fuentes para la producción de biogás. Además, la implementación de una digestión anaerobia en múltiples etapas y la co-digestión (mezcla de diferentes tipos de sustratos) pueden aumentar significativamente la eficiencia y el rendimiento de la producción de biogás. Estos métodos permiten una mayor flexibilidad y eficiencia en la conversión de residuos en energía, ofreciendo una alternativa renovable y sostenible frente a las fuentes de energía convencionales (Aguilera, E.A.R, 2017) (Kunatsa, T, et al, 2022).

El biogás puede producirse mediante tecnologías de digestión anaeróbica húmeda o seca. En la digestión anaeróbica húmeda, los sustratos se mezclan con agua para formar una pasta con una concentración de sustrato inferior al 15%, lo que es común en la mayoría de las plantas de biogás. Por otro lado, la digestión seca no utiliza agua, aunque se puede añadir una pasta

con microbios cultivados. Este método se utiliza principalmente con materiales muy fibrosos y se realiza en un solo digestor mediante un proceso por lotes.

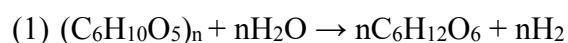
La digestión anaerobia (DA) puede ser simple o multietapa. En la multietapa, los procesos biológicos se separan en dos o más cámaras, mientras que, en la simple, todo ocurre en una sola cámara. La alimentación del digestor puede ser por lotes, donde la materia prima añadida de una sola vez, o continua, donde se añade constantemente en intervalos regulares (Kunatsa, T, et al, 2022) (Stephanie, G. R, et. al, 2017).

El proceso de digestión anaerobia está compuesto por cuatro etapas. Los grupos de bacterias son más activos en diferentes etapas del proceso. Los productos de una etapa se utilizan como materia prima para las etapas posteriores. Las cuatro etapas son:

HIDRÓLISIS: Es la primera fase del proceso de digestión donde las partículas y moléculas complejas son hidrolizadas. Las enzimas hidrolíticas descomponen las estructuras complejas de compuestos como la celulosa, almidón, lípidos, hidratos de carbono y proteínas, y las convierten en unidades simples (monómeros u oligómeros) como glucosa, ácidos grasos, monosacárido y aminoácidos.

Las enzimas hidrolíticas, catalizadoras de la reacción, generalmente incluyen amilasa, celulasa, lipasa, proteasa, y pectinasa y son bacterias que crecen muy rápidamente. Sin embargo, cuando los sustratos tienen mucha lignina, un polímero estructural muy resistente, la descomposición de los polímeros se vuelve el paso más lento del proceso. Algunos compuestos generados en esta etapa ya pueden convertirse en biogás, pero la mayoría requiere descomposición adicional.

La reacción genérica de la hidrólisis es:

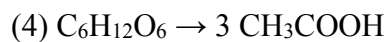
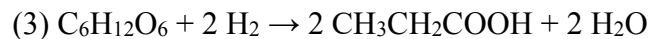


ACIDOGÉNESIS: En esta etapa, los productos de la hidrólisis se descomponen más gracias a bacterias acidogénicas a través de un proceso de fermentación. Los productos de la

hidrólisis se transforman principalmente en ácidos grasos volátiles (AGV) de cadena corta (ácido acético, ácido propiónico, ácido fórmico y ácido láctico), alcohol (etanol, metanol) y cetonas (glicerol y acetona). También se generan como subproductos CO₂, H₂, NH₃, alcoholes y trazas de otras sustancias. Algunos productos, como CO₂, H₂, acetato y formatos, pueden ser utilizados directamente por las bacterias metanogénicas en la etapa final.

Las bacterias acidogénicas, siendo las más comúnmente utilizadas son el *Butyvirbio*, *Propionbacterium*, *Clostridium* y *Bacteroides*,

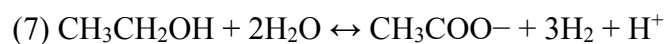
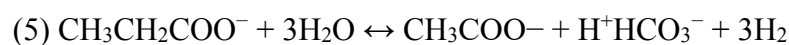
La acidogénesis suele ser un proceso rápido, pero existe riesgo de acumulación de AGV en el digestor, lo que podría provocar toxicidad si no se controla adecuadamente. La acumulación excesiva de estos AGV puede bajar el pH drásticamente, inhibiendo otras bacterias necesarias para la digestión anaeróbica. Las Ecuaciones 2, 3 y 4 ilustran las reacciones químicas en la etapa de acidogénesis:



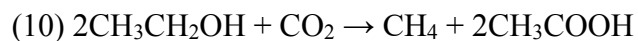
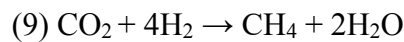
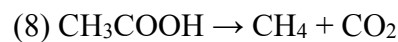
ACETOGÉNESIS: Las bacterias acetogénicas transforman los productos de la etapa de acidogénesis y algunos ácidos grasos de cadena larga de la etapa de hidrólisis en acetato, CO₂ y H₂. Sin embargo, las reacciones de la acetogénesis no son termodinámicamente espontáneas si la presión parcial del H₂ es superior a 10⁻⁴ atm.

Aquí es donde las bacterias metanogénicas entran en juego. Estas bacterias consumen el H₂ producido por las bacterias acetogénicas, creando un ambiente favorable para que la acetogénesis sea viable. Esta relación sintrófica, en la que algunas bacterias se alimentan de los productos de otras, es crucial para el proceso de digestión anaeróbica.

Las ecuaciones 5, 6 y 7 ilustran las reacciones químicas en la etapa de acetogénesis:



METANOGENÉISIS: En presencia de ácido acético, hidrógeno y dióxido de carbono, los microorganismos responsables de la metanogénesis, o la formación de metano, comienzan a actuar en el medio ambiente. Esta etapa es estrictamente anaeróbica; las bacterias metanogénicas no sobreviven en presencia de oxígeno. Dos grupos bacterianos diferentes, las acetofílicas y las hidrogenofílicas, convierten el CH_3COOH (acetato) y el H_2 en CO_2 y CH_4 . Las bacterias acetofílicas son las que transforman el acetato en CH_4 y CO_2 y las bacterias hidrogenofílicas son aquellas que convierten el H_2 y CO_2 en CH_4 . Las reacciones en esta etapa se muestran en las Ecuaciones 8, 9 y 10.



Resumiendo, las distintas etapas de la digestión anaerobia observamos la siguiente imagen (Uddin, M. M, et. al, 2017) (González Cabreara, 2014).

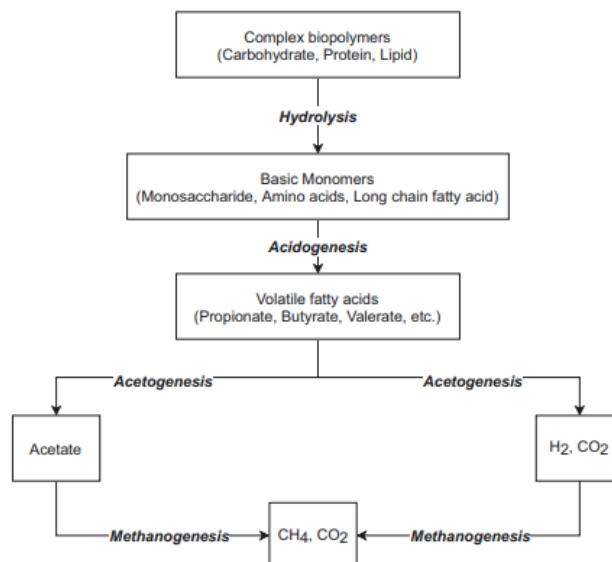


Ilustración 13: Etapas de la digestión anaerobia. Fuente: (Uddin, M. M, et. al, 2022)

3.2 PARÁMETROS DE LA DA

Las bacterias que participan en la digestión anaeróbica son sensibles a varias condiciones de proceso. Algunos parámetros esenciales incluyen la temperatura, el pH, la tasa de carga orgánica (TCO), el tiempo de retención hidráulica (TRH) y la relación C/N.

Temperatura

Hay dos rangos de temperatura principales aceptados para el máximo rendimiento de las bacterias anaeróbicas:

- Digestión termofílica: Ocurre a temperaturas entre 55 y 60 °C. Requiere energía adicional (calor), pero genera una mayor tasa de producción de biogás. Sin embargo, el proceso suele ser inestable. La temperatura termofílica incrementa la velocidad de degradación del sustrato, por lo que el tiempo de retención hidráulica es menor y produce un digestato de alta calidad.
- Digestión mesofílica: Ocurre entre los 35 y 40 °C. La mayoría de los digestores comerciales usan este rango. Genera menos biogás que la termofílica, pero ofrece una operación más estable con menores costes.
- Digestión psicrófila: Ocurren entre los 2 y 25 °C. Este tipo de digestiones en temperaturas más bajas son menos comunes.

Tasa de Carga Orgánica (TCO)

La TCO describe la tasa de entrada de material orgánico por unidad de volumen del digestor. Se define como:

$$TCO = Q \times DQO / V$$

Q = caudal de alimentación en m³/día

DQO = demanda química de oxígeno (kg DQO/m³) (medida del contenido de materia orgánica en el sustrato)

V = volumen del reactor en m³

La TCO depende de la concentración de materia orgánica del sustrato, y la tasa óptima se determina experimentalmente. Una TCO superior a la óptima puede causar toxicidad en el digestor, disminuyendo la actividad metanogénica. Por otro lado, una TCO inferior reduce la producción de biogás.

Tiempo de Retención Hidráulica (TRH)

El TRH define el tiempo promedio de permanencia del sustrato en el digestor. Los sustratos deben permanecer allí por tiempo suficiente para asegurar la máxima conversión de materia orgánica en biogás. Sin embargo, un TRH más largo requiere un digestor mayor, lo que aumenta los costes de este.

$$\text{Volumen del digestor (m}^3\text{)} = \text{TRH (días)} \times \text{Caudal de alimentación (m}^3\text{/día)}$$

Relación Carbono/Nitrógeno (C/N)

La relación C/N del sustrato es otro factor crucial para un proceso AD equilibrado. El carbono (C) es la fuente de energía de los microorganismos, mientras que necesitan cierta cantidad de nitrógeno (N) para su crecimiento y metabolismo. La relación C/N óptima para la mayoría de AD va de 20 a 30, dependiendo del sustrato. Una relación C/N baja implica más N, que se convertirá en amoníaco excedente, esto eleva la alcalinidad del digestor e inhibe el proceso, disminuyendo la producción de biogás. Por el contrario, una relación C/N elevada implica falta de N, que se consumirá rápidamente. Es común añadir materiales ricos en C o N al sustrato para lograr una relación C/N óptima.

En la co-digestión de varios sustratos se ha de tener muy en cuenta la relación C/N. Por ejemplo, el estiércol de aves tiene una relación C/N baja debido a su alto contenido de amoníaco. Para evitar la inhibición por amoníaco, se pueden co-digerir sustratos ricos en carbono como la paja. En la co-digestión se busca la complementación de los sustratos para llegar a la relación deseada.

pH

El pH define la concentración de H en una solución. La mayoría de los microorganismos prefieren un pH neutro. Las bacterias metanógenas son muy sensibles al pH, con su rendimiento más alto alrededor de 7. Las bacterias hidrolíticas y acidogénicas funcionan mejor entre 5.5 y 6.5. Sin embargo, las acidogénicas toleran un rango mayor de pH. En la práctica, mantener un pH óptimo para todos los microorganismos en un mismo digestor es difícil, sobre todo con sustratos de composición variable como lodos residuales.

Sólidos Totales (TS)

Los sólidos totales miden la materia seca presente en un lodo o mezcla, y se expresan como porcentaje. El contenido de TS se determina secando la muestra de lodo a 103–105 °C hasta que su peso se estabilice.

Además de evaluar el influente, los TS son cruciales para la operación de digestores. La digestión anaeróbica con altos TS ha ganado atención por requerir digestores más pequeños y menos calor. Se ha observado que los digestores continuos de altos TS producen más biogás que los de bajos TS con el mismo tiempo de retención.

Volatile Solids (VS)

Los sólidos volátiles (VS) suelen tratarse como una medida de la fracción orgánica de los sólidos totales, se refieren a la cantidad de materia en un lodo que se pierde al ser incinerada. El contenido de VS se determina incinerando los sólidos restantes a 550 °C después de medir los sólidos totales.

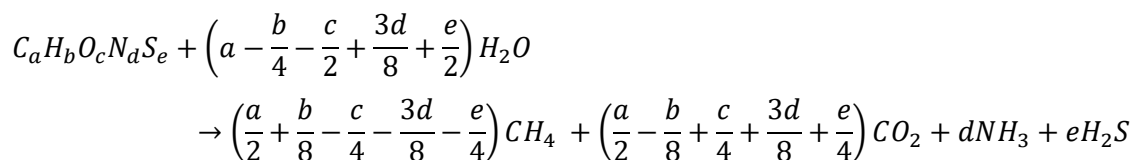
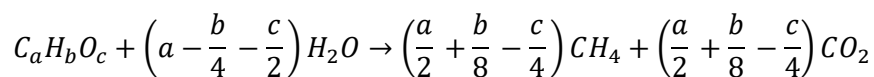
Los VS se usan para medir los orgánicos en el agua, siendo VS una medida más precisa. Ambas mediciones ayudan a determinar la tasa de carga orgánica de un digestor. La reducción de VS también se usa para evaluar la eficiencia del digestor y puede formar parte de otras mediciones (Uddin, M. M, et. al, 2017) (Meegoda JN, 2018).

INFLUENCIA DEL TIPO DE SUSTRATO DE ENTRADA

Como hemos explicado previamente, cualquier tipo de materia orgánica puede ser utilizada en un digestor anaeróbico para la producción de biogás, incluyendo estiércol, basura, restos de alimentos, biomasa vegetal y lodos de aguas residuales. Estas materias primas están formadas por polisacáridos, proteínas y aceites o grasas.

Algunos compuestos orgánicos se descomponen más lentamente que otros; por ejemplo, la descomposición de la celulosa suele ser un proceso lento que puede limitar la velocidad general de degradación. Hay materiales como la lignina, el peptidoglicano y ciertas proteínas de la membrana que no se descomponen fácilmente. Los desechos orgánicos están formados por agua y biomasa, que incluye tanto sólidos volátiles (como materia orgánica que puede arder o descomponerse) como sólidos inorgánicos o cenizas que quedan tras la combustión.

La capacidad de los residuos orgánicos para descomponerse anaeróbicamente, y por su capacidad para producir biogás y metano varía mucho de uno a otro por sus diferentes composiciones. Este potencial de descomposición y producción de metano puede predecirse teóricamente analizando la composición específica de los residuos. Utilizando fórmulas específicas, como las ecuaciones de Buswell-Müller y Boyle, es posible estimar la biodegradabilidad o el potencial de producción de metano de los residuos. Esto se logra descomponiendo la composición del residuo en sus componentes básicos, como lípidos, proteínas y carbohidratos (LPCH), lo que permite calcular un valor teórico para la generación de metano.



Según este método, para calcular el potencial teórico de producción de metano, es necesario conocer la composición química de los lípidos, proteínas y carbohidratos (LPCH). Esto permite determinar la máxima cantidad posible de biogás que se puede generar y su

composición teórica, suponiendo que todo el sustrato se convierte completamente en biogás. Sin embargo, en la práctica, la digestión no es completa, y un porcentaje del sustrato, entre 3 y 10 %, se convierte en biomasa, pero no en biogás (Toraman Ezgi,2024) (Morales Polo, 2019).

A continuación, se muestra la composición química de los LPCH. Así como en la tabla 3, la producción y composición teóricas del biogás calculadas por el método anterior:

	C	H	N	O	S
	[% en peso]				
Lípidos	76	12	-	12	-
Proteínas	46	5	18,5	30	0,5
Carbohidratos	40	7	-	53	-

Tabla 11: Composición química de lípidos, proteínas y carbohidratos

Fuente: Co-digestión anaerobia y pretratamientos de residuos agroalimentarios con fangos UASB de depuradora. Carlos Morales Polo

	Producción teórica de biogás	Composición teórica de biogás	
	[L/kg-ST]	[% CH ₄ vol.]	[% CO ₂ vol.]
Lípidos	1390	72	28
Proteínas	800	60	40
Carbohidratos	750	50	50

Tabla 12: Producción y composición de biogás, calculadas con las fórmulas de Buswell-Muelles y Boyle

Fuente: Co-digestión anaerobia y pretratamientos de residuos agroalimentarios con fangos UASB de depuradora. Carlos Morales Polo

Como podemos observar, los residuos ricos en grasas son aquellos que producen más cantidad de biogás, y a su vez, más contenido de metano, seguidos de las proteínas y por último los carbohidratos.

CO-DIGESTIÓN

La co-digestión anaerobia es el proceso mediante el cual se degrada dos o más sustratos orgánicos, dando a la digestión anaerobia un efecto sinérgico que incrementa la producción de biogás. Es un proceso alternativo para la producción de biogás y biometano a partir de la

digestión anaerobia de residuos orgánicos. Se ha demostrado que la co-digestión anaerobia presenta mejor rendimiento y mejor viabilidad económica.

El contenido de los sustratos es clave para la generación de biogás. El éxito del proceso de producción de biogás a partir de diversos materiales orgánicos depende principalmente del contenido de sustratos que se pueden convertir, junto a su composición química y biodegradabilidad. (Ferdeş, M. et. al, 2023)

Los elementos esenciales para la generación de biogás a partir de co-digestión son: el tipo de co-sustratos empleados, los pretratamientos y el tipo de digestor. Es necesario elegir dos o más materiales orgánicos que, al ser tratados conjuntamente, mejoren la producción de biogás en comparación con la mono-digestión de estos sustratos. La co-digestión puede aumentar la producción de biogás en un 25%-400% en comparación con la mono-digestión de los mismos sustratos. Es una técnica prometedora para mejorar la producción de biogás a partir de residuos orgánicos, ya que puede generar fuertes sinergias en el reactor de digestión y es económicamente viable. Sin embargo, optimizar el sistema AcoD en un digestor de una sola etapa es un desafío, ya que las características metabólicas, las necesidades nutricionales, las tasas de crecimiento y las variables operativas óptimas para cada sustrato son notablemente diferentes. Un sistema de dos etapas para la producción de biogás parece más eficiente que uno de una sola etapa, y se ha utilizado para superar estas dificultades. (Paranjpe, A, et. al, 2023)

Existe un interés significativo en la digestión anaeróbica de residuos alimentarios debido a su alta biodegradabilidad y contenido de nutrientes. La mono-digestión de estos residuos (carbohidratos: 12–74%, proteína: 14–18% y lípidos: 4–34%, base seca) genera un rendimiento específico de metano muy variable debido a las diferentes composiciones del sustrato y las condiciones operativas (Ferdeş, M. et. al, 2023)

Los residuos alimentarios por sí solos no contienen suficientes elementos necesarios para una mono-digestión eficiente. Además, un limitante importante de la mono-digestión de residuos alimentarios es su rápida tasa de hidrólisis, que causa una caída del pH debido a la acumulación de ácidos grasos volátiles. Por lo tanto, la co-digestión de residuos alimentarios

con sustratos más resistentes puede ayudar a reducir la tasa de hidrólisis y disminuir la acumulación de AGV.

La co-digestión de residuos alimentarios con lodos residuales o estiércol animal es beneficiosa debido a la suplementación de micronutrientes y la alcalinidad que aportan. Sin embargo, es clave seleccionar combinaciones adecuadas de co-sustratos y controlar la proporción basada en la acumulación AGV para lograr una digestión efectiva (Karki, R, et. al, 2021) (Morales Polo, 2019).

En este proyecto, estudiaremos la comparativa entre la mono-digestión de los residuos y la co-digestión de estos en las distintas combinaciones posibles, buscando así la alternativa que produzca la mayor cantidad de biogás y biometano.

3.3 PRODUCCIÓN DEL BIOMETANO

El biogás producido a través de la digestión anaerobia contiene entre 50-70% de metano (CH_4) y 30-50% de dióxido de carbono (CO_2), junto con pequeñas cantidades de otros compuestos. En algunos casos, dependiendo de su origen, el biogás puede contener altas concentraciones de contaminantes que deben eliminarse antes de su uso. Los principales contaminantes son:

- **Ácido sulfhídrico (H_2S):** Durante la producción de biogás, el azufre presente en la materia orgánica se convierte en sulfuro de hidrógeno (H_2S), un gas corrosivo y tóxico para el medio ambiente.
- **Siloxanos:** una familia de compuestos que contienen silicio y provienen del uso de cosméticos y siliconas.

Dependiendo del tipo de uso que se quiera dar al biogás, será necesario eliminar algunos de estos contaminantes.

Para eliminar este gas, se emplea un proceso llamado desulfuración, que reduce los compuestos de azufre, incluyendo el H_2S y el dióxido de azufre, de diversos líquidos y gases.

Los métodos de desulfuración más comunes incluyen:

- Métodos Químicos: Utilizan productos químicos, como sales férricas (FeCl_3 o FeSO_3) y oxígeno (O_2), para convertir el H_2S en compuestos no corrosivos, formándose un precipitado sólido que se puede separar del biogás. Estos métodos son eficientes y rápidos, pero pueden ser costosos y generar residuos sólidos.
- Métodos Biológicos: Usan microorganismos, como bacterias reductoras de sulfato, para descomponer el H_2S . Estos microorganismos oxidan el H_2S a sulfato o azufre elemental. Aunque son económicos y ecológicos, estos métodos pueden ser lentos y sensibles a cambios en pH o temperatura.
- Métodos Físicos: Utilizan procesos de absorción y adsorción. La absorción implica pasar el biogás por un líquido que disuelve el H_2S , mientras que la adsorción pasa el biogás por un sólido que retiene el H_2S en su superficie. Aunque estos métodos son simples y versátiles, pueden enfrentar problemas como la saturación del absorbente o adsorbente y la pérdida de presión (Barberán, 2024).

La eliminación de silicatos se suele hacer mediante una técnica de adsorción con carbón activo, donde se reducen los niveles de siloxanos. Otros contaminantes como los hidrocarburos también pueden ser eliminados mediante la técnica de carbón activo.

Por último, el biogás se suele tratar con un proceso llamado deshumidificación donde se elimina el vapor de agua. El biogás sale del digestor saturado de vapor de agua y necesita ser secado para la mayoría de las aplicaciones (Tuset, 2021).

La técnica más común es la refrigeración donde se enfría la tubería para recoger el agua condensada. Para eliminar completamente el vapor, se puede usar un agente desecante como sílica gel o Al_2O_3 .

Después de la limpieza de biogás, se puede realizar el tratamiento llamado upgrading para la producción de biometano. El upgrading incluye dos etapas: limpieza de componentes menores y la purificación del gas eliminando el CO_2 , resultando en biometano de alta pureza, similar al gas natural.

Existen diversos métodos para mejorar el biogás eliminando CO_2 y H_2S , aumentando su valor calorífico. Las tecnologías más comunes actuales para este proceso se muestran a continuación:

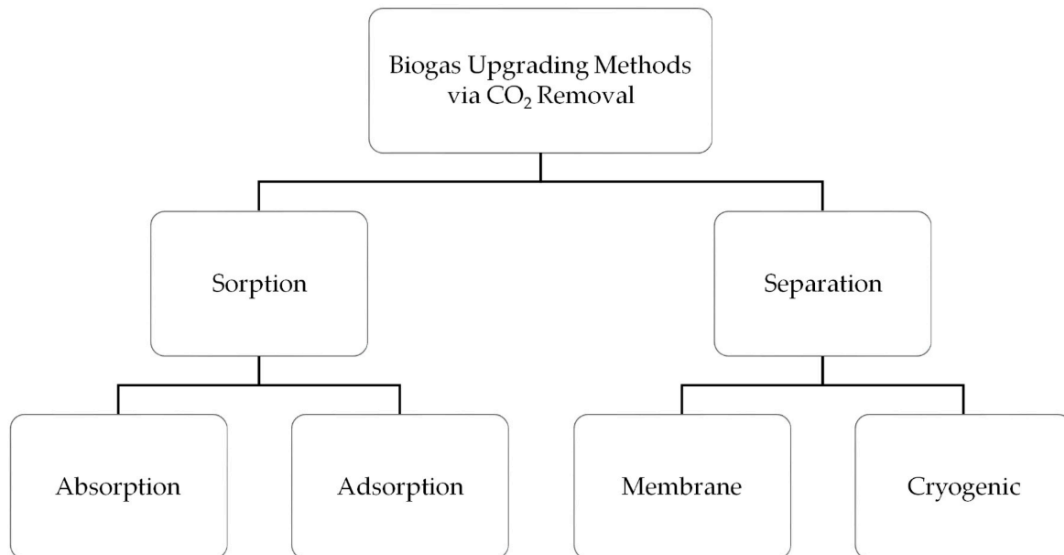


Ilustración 14: Métodos del upgrading del biometano Fuente: (Adnan, A. I, et. al, 2019)

Los métodos para la producción de biometano se dividen en dos categorías principales: sorción y separación.

SORCIÓN

- **Absorción:** En este método, el biogás se pasa pone en contacto con un líquido absorbente, que disuelve el CO_2 y otras impurezas del gas. El metano no se disuelve en el líquido y, por tanto, se obtiene un gas de alta pureza. Existen dos métodos principales:
 - **Lavado con Agua:** Utiliza agua a alta presión para disolver el CO_2 . Tiene la ventaja de ser un proceso simple y eficiente con bajos costes operativos y de mantenimiento. Sin embargo, requiere de un gran volumen de agua y energía.
 - **Lavado con Solventes Orgánicos:** Emplea solventes específicos que absorben CO_2 mejor que el agua. Los solventes más comunes son el

monoetanolamina y el dimetilaminoetanol. Es más eficiente en la eliminación de CO₂ y más rápido, pero puede tener mayores costes operativos debido al uso de químicos y requiere de una gran cantidad de energía.

- **Adsorción:** En este método, el biogás se pone en contacto con un material adsorbente que atrapa el CO₂ y otras impurezas. El metano no se adsorbe con este tipo de materiales y, por tanto, resulta en un gas de alta pureza. Es un proceso con poca demanda energética y no utiliza el uso de químicos, pero a su vez es un proceso complejo y requiere de varias etapas para conseguir una alta pureza. Según el tipo de adsorción y el material que se utiliza existen tres técnicas principales:
 - **Pressure swing adsorption (PSA):** Utiliza materiales como zeolitas o carbón que adsorben CO₂ bajo alta presión y lo liberan bajo baja presión. Es eficiente para separar CO₂, H₂S y otros contaminantes, pero requiere complejas instalaciones y mantenimiento.
 - **Temperature swing adsorption (TSA):** Aprovecha la relación entre temperatura y la capacidad de adsorción. Utiliza Microesferas de criogel de carbono y microesferas de xerogel de carbono como materiales adsorbentes. El adsorbente atrapa las impurezas y el CO₂ a altas temperaturas y luego lo libera reduciendo la temperatura. Puede ser más eficiente que las otras técnicas, pero es un proceso complejo y lento al haber cambios de temperatura.
 - **Electrical swing adsorption (ESA):** Utiliza un campo eléctrico para producir la adsorción de gases en la superficie del material. Utiliza como adsorbente carbón activado. Se aplica un campo eléctrico que modifica la polaridad de la superficie del adsorbente que consigue separar los gases deseados. Es un método en desarrollo y aun requiere investigación.

SEPARACIÓN

- **Membranas:** Las membranas permiten el paso de metano mientras retienen CO₂. Es importante que las membranas ofrezcan una alta tasa de permeabilidad para el metano, ya que facilita su superación. Es un método eficiente y de bajo coste

operativo, pero la eficiencia depende de la calidad de las membranas utilizadas.

Existen dos métodos de separación:

- Separación gas-gas: se basa en la permeabilidad selectiva de las membranas. Las moléculas de gas de diferentes tamaños y propiedades interactúan de manera distinta con la membrana y a distintas velocidades. Se suelen utilizar como membranas polímeros como la poliimida (PI), poliacrilonitrilo, polietileno, Zeolitas o membranas metálicas porosas.
- Separación gas-líquido: se basa en la diferencia de solubilidad de los gases en la fase líquida y en la membrana. Los gases con mayor solubilidad en la membrana se disuelven y se disuelven a través de ella, mientras que los gases con menor solubilidad permanecen en la fase líquida. Se utilizan como membranas polímeros como la poliimida, silicona o caucho, membranas de cerámica y vidrio o membranas compuestas combinando polímeros y materiales inorgánicos.
- **Criogénico:** Este método se basa en la condensación de los gases a diferentes temperaturas y presiones. Se enfría el biogás hasta que el CO₂ se licua mientras que el metano sigue en estado gaseoso, obteniendo un gas de alta pureza. Es altamente eficiente, pero tiene altos costes de energía y requiere equipos complejos como compresores, turbinas e intercambiadores de calor (Adnan, A. I., et. al, 2019).

El biometano obtenido después de la purificación tiene un contenido de metano superior al 90% (Nedgia, s.f).

Capítulo 4. METODOLOGÍA

En este proyecto se analizarán los sustratos orgánicos de la provincia de Huelva que son susceptibles de ser utilizados en procesos de digestión anaerobia para la producción de biogás y biometano. Se evaluará el potencial máximo de producción energética de la región a partir de la digestión y co-digestión de diferentes tipos de residuos, incluyendo residuos industriales, urbanos y agrícolas.

El estudio incluirá la identificación y caracterización de los sustratos más relevantes, así como la evaluación de diversas combinaciones de digestión para optimizar la producción de biogás y biometano. A través de este análisis, se pretende impulsar la implementación de estrategias eficientes de gestión de residuos y producción de energía renovable en Huelva, contribuyendo a la sostenibilidad ambiental y al desarrollo económico de la región.

4.1 ESTUDIO DE LA ZONA DE HUELVA

La provincia de Huelva, situada al sur de España, es mayormente conocida por su producción agrícola, especialmente en frutas y verduras. Se especializa en la producción de fresas, pero su producción también está aumentando en otras frutas y verduras como los cítricos, mango, los aguacates y los arándanos.

Berries

Las fresas tienen una historia interesante en la provincia de Huelva. Originarias de California, encontraron en Huelva su nuevo hogar y ahora representan el 94% de todas las fresas producidas en España. Pero no son solo las fresas, también se cultivan frambuesas, arándanos, moras y el famoso fresón de Palos, todos ellos conocidos como "berries".

Este éxito se debe en parte a la calidad del clima de Huelva, lo que permite que estas frutas crezcan muy bien y sean las primeras en llegar a los mercados europeos.

La historia de la fresa en Huelva comenzó en los años 60, cuando Antonio Medina realizó experimentos con la planta en Moguer. En los años 70, el cultivo de fresas se expandió rápidamente en Palos de la Frontera, y el Fresón de Palos se convirtió en un postre muy popular en ciudades como Sevilla y Madrid.

La asociación de productores de fresas, Freshuelva, se formó en 1983, marcando el inicio de la importancia económica de este cultivo en Huelva y en toda Andalucía. Desde su creación, Freshuelva ha sido la voz principal de los productores y comerciantes de fresas en Huelva, representando cerca del 95% de la producción del sector. La asociación se centra en promover y proteger los intereses de la industria local y se ha dedicado a mejorar la imagen del producto, impulsar la tecnología agrícola y fortalecer la estructura del sector para beneficiar a los agricultores (Andalucía, s.f).

Freshuelva comunicó que la producción de fresas en la temporada 2022-2023 fue de 243.310 toneladas, lo que representa una reducción del 10% respecto al año anterior, según lo informado por las empresas asociadas. Estos números muestran una temporada desafiante para el cultivo de fresas, marcada por condiciones climáticas adversas. El calor excesivo durante la siembra obligó a replantar hasta un 30% de las plantas en algunos casos. Además, el frío intenso al comienzo del año y el calor extremo en abril también afectaron la producción y la calidad de la fruta.

En cuanto a la temporada de frambuesas, cerró con una producción total de 47,750 toneladas, lo que representa una disminución del 4.5% en comparación con la temporada anterior. Durante la primera parte de la temporada, se observaron precios bajos en los mercados, principalmente debido a una fuerte competencia de países terceros como Marruecos. Freshuelva ha estado denunciando esta situación ante la Unión Europea, abogando por la imposición de aranceles a los países terceros en estos casos y exigiendo el cumplimiento de las cláusulas comerciales.

Por otro lado, la temporada de arándanos también experimentó una disminución en la producción del 10%, con un total de 53,190 toneladas producidas. A pesar de un comienzo

lento debido al retraso en la llegada de temperaturas frías en los primeros meses, la producción se recuperó en abril y mayo. Sin embargo, esta recuperación se vio afectada por una fuerte competencia en los mercados, especialmente de países terceros como Marruecos, lo que provocó una sobreoferta y una caída en los precios. Esta temporada de arándanos se caracterizó por su irregularidad, siendo la más impredecible de los últimos años.

En cuanto a la producción de moras, se mantuvo estable en alrededor de 2,000 toneladas, similar a la temporada anterior (Freshuelva, s.f.).

Cítricos

La consejería de Agricultura, Pesca, Agua y Desarrollo Rural de la Junta de Andalucía ha anunciado que Andalucía será responsable del 32% de los cítricos de España y el 44,6% de las naranjas este año. Se espera una producción total de alrededor de 1,86 millones de toneladas. Sevilla lidera la producción con unas 637.770 toneladas estimadas, seguida de Huelva con 613.520 toneladas, lo que representa el 67% del total de Andalucía. Almería ocupa el tercer lugar con el 25% del total andaluz, aproximadamente 216.330 toneladas.

Huelva es líder en la producción de la mandarina, acumulando el 70% de toda la producción andaluza con una producción en 2022/2023 de 280.058 toneladas. Su segunda mayor producción en cítricos se concentra en la naranja dulce con una producción de 206.287 toneladas. Por último, también concentra una pequeña parte de la producción en el limón con 2300 toneladas y con el pomelo con 2007 toneladas estimadas (Junta de Andalucía, 2023).

Aguacate

En los últimos años, el aguacate ha ganado popularidad como un cultivo en España, impulsado por la creciente demanda de los consumidores y la rentabilidad que ofrece a los productores. Durante la última década, la superficie de cultivo de aguacate en España ha experimentado un crecimiento constante, alcanzando las 22.540 hectáreas en 2022.

Históricamente, las principales zonas de producción de aguacate en España se encontraban en las provincias de Málaga, Granada y Tenerife, que representaban alrededor del 70% de la superficie total cultivada. Sin embargo, en los últimos años, el cultivo de aguacate ha comenzado a expandirse hacia provincias como Cádiz, Huelva y Valencia, debido a las condiciones climáticas favorables para su desarrollo (Agbar Agriculture, 2024)

Según datos de la Junta de Andalucía, la producción de aguacate en Huelva experimentó un fuerte crecimiento, pasando de 25 hectáreas en 2018 hasta más de 1100 en 2022. En la campaña de 2022/2023 Huelva produjo un total de 4.850 toneladas (Junta de Andalucía, 2023b).

Mango

Huelva, al igual que otras regiones del sur de España, ha estado invirtiendo en el cultivo de mango en los últimos años. Según los datos de la Junta de Andalucía, el mayor productor de mango en Andalucía es Málaga, seguido de Granada. Huelva tenía en 2022 un total de 24 ha dedicadas a la producción del mango y produjo 192 toneladas de mango. (Junta de Andalucía, 2023c).

4.2 ESTUDIO DE LOS RESIDUOS AGROALIMENTARIOS

Según los datos de la FAO (Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura) resalta que el desperdicio de alimentos, incluido el de las fresas, puede representar hasta un 14% de la producción agrícola a nivel de postcosecha y distribución (FAO, s.f).

En concreto, existe una base de datos con información pública, que incluye informes y estudios que miden la pérdida y el desperdicio de alimentos en diversos productos alimenticios, etapas de la cadena de valor y áreas geográficas. En noviembre de 2021, se incluyeron más de 700 publicaciones e informes de diversas fuentes (como el Banco Mundial, GIZ, FAO, IFPRI y otras fuentes). En este caso, se ha utilizado para ver la base de datos en las frutas que nos interesan, en este caso, en las fresas, los frutos rojos, los aguacates,

los mangos, y los cítricos. Se ha seleccionado como partes del mundo todo el mundo, ya que contiene un número de datos mucho más alto. Por otro lado, se ha considerado en los cálculos, tanto las pérdidas en la producción en fincas, como en la cadena de suministro total (FAO, 2022). A continuación, se pueden ver los datos obtenidos:

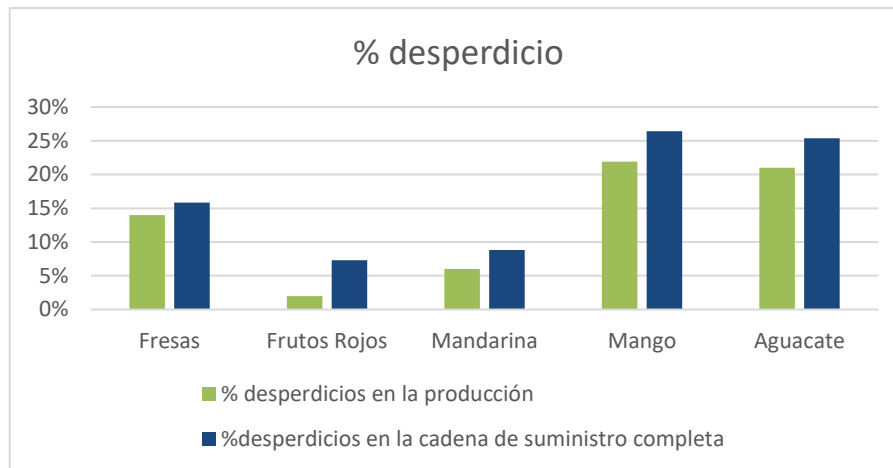


Ilustración 15: Porcentaje de desperdicio de distintas frutas y verduras. Fuente: (FAO, 2022) y elaboración propia

Por otro lado, según un estudio donde se analiza las estimaciones del porcentaje de fresas desperdiciadas en cada etapa, de llega a los siguientes porcentajes: un 15% durante la producción agrícola; un 11% durante el manejo y distribución postcosecha; un 9% durante la venta al por menor; y un 35% durante el consumo (Siu, A, 2014).

Por lo tanto, se han considerado los siguientes porcentajes de desperdicios considerados como fruit and vegetable waste para cada alimento, teniendo en cuenta, que solo se va a considerar los residuos producidos en la cosecha de las frutas y verduras ya que la recogida de estos será más sencilla y, por tanto, los cálculos serán más realistas y conservadores. Si tuviésemos en cuenta toda la cadena de suministro, estos porcentajes serían mayores.

Alimento	% desperdicios en la producción
Fresas	14%
Frutos Rojos	2%
Cítricos	6%
Mango	22%
Aguacate	21%

Tabla 13: % de desperdicio en la producción de distintas frutas y verduras. Fuente: Elaboración propia

Para futuros cálculos se debe considerar el calendario de producción de cada fruta y verdura, ya que depende de la temporada se producirá una cantidad. Basándonos en las principales productoras el calendario de producción es el siguiente:



Ilustración 16: Calendario de producción de distintas frutas y verduras en Huelva

Fuentes: (Cuna de Platero, 2022) (Masiá Ciscar, 2021) (Frutas manzano, 2019).

La temporada alta de las fresas se produce de noviembre a junio. Sin embargo, en los meses que no es temporada alta, existe la producción de las llamadas fresas de verano en menor cantidad. Los berries (arándanos y frambuesas) y los cítricos (naranjas y mandarinas) se producen a lo largo de todo el año. Los mangos tienen una temporada de producción pequeña de agosto a diciembre. Y, por último, los aguacates con temporada de producción desde octubre a abril. Esto refleja la diversidad y disponibilidad estacional de estas frutas en Huelva, lo que permitirá una producción constante de biogás y biometano a lo largo del año.

4.3 ESTUDIO DE LOS LODOS

Las estaciones depuradoras de aguas residuales (EDAR) en Huelva deben tener sistemas de tratamiento avanzados que cumplan con las normativas de la Unión Europea en cuanto a saneamiento, calidad del agua y manejo de lodos. El proceso de depuración consta de tres fases:

- Tratamiento primario: Se elimina entre el 40-60% de los sólidos.
- Tratamiento secundario: Se elimina alrededor del 90% de los contaminantes.

- Tratamiento terciario y gestión de lodos: Se generan lodos que se transforman en biogás.

Antes, estos lodos se usaban en la agricultura, pero surgieron problemas con los costos de transporte y la acumulación de micro contaminantes en el suelo. Ahora se busca una solución más sostenible, como la valorización energética para producir biogás y biometano.

Tras la digestión anaerobia, los lodos se deshidratan y secan térmicamente para obtener un fertilizante orgánico seguro y de alta calidad, que se utiliza en agricultura y recuperación de suelos quemados, entre otros usos. Esto ayuda a reducir la contaminación y a mejorar la fertilidad del suelo (Genia Bioenergy, s. f.a).

Todas las aguas residuales de Huelva se tratan en una EDAR, que procesa el agua residual para devolverla a la Ría en condiciones óptimas. En 2010, se completó la Red Básica de Saneamiento, centralizando todos los vertidos de aguas residuales en la EDAR de la ciudad. Esto permite que la planta trate el 100% del agua residual de Huelva.

La planta está diseñada para atender a hasta 180,000 habitantes, con una capacidad promedio de tratamiento de 32,500 m³ de agua al día y varios procesos:

- **Línea de agua:** Incluye pretratamiento (desbaste, desarenado y desengrasado), decantación primaria, tratamiento biológico, decantación secundaria y evacuación.
- **Línea de fangos:** Incluye decantación, flotación, dos digestores anaerobios y deshidratación mediante centrifugas (Depuración, s. f.).

Existen diversas técnicas para tratar las aguas residuales, siendo la digestión anaerobia la más común a nivel nacional. En 2010, el 49% de los lodos se estabilizaron mediante este método, aunque su uso varía según el tamaño de la estación depuradora. El 61% de las EDAR con capacidad para más de 50.000 habitantes equivalentes utilizan digestión anaerobia, mientras que solo el 6% de las plantas más pequeñas emplean esta técnica.

El alto coste y la complejidad técnica de las instalaciones necesarias para la digestión anaerobia son las principales limitaciones de este tratamiento. Por lo tanto, en depuradoras pequeñas, esta técnica puede no ser viable (MITECO, 2022).

4.4 POTENCIAL DE LA ZONA DE HUELVA

Según el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (PRTR), la ciudad de Huelva cuenta con más de 80 complejos industriales con residuos. De todos estos complejos en total 39 tienen residuos orgánicos con potencial para producir biogás. En concreto, se han recogido los residuos orgánicos de las plantas encontradas en el Anexo I: LISTA FÁBRICAS SELECCIONADAS PRTR.

Los residuos recogidos de las plantas se han recogido en tres tipos principales: Lodos, Municipal Solid Waste (MSW) y resto.

LODOS

Los lodos son una de las principales fuentes para producir biogás actualmente. Los lodos pueden provenir de diversas fuentes. En este caso, los lodos seleccionados provienen de aguas residuales industriales, residuos domésticos y efluentes urbanos, y cada uno presenta características que determinan su idoneidad para la producción de biogás. En concreto se han seleccionado los siguientes:

19 08 12 Lodos procedentes del tratamiento biológico de aguas residuales industriales distintos de los especificados en el código 19 08 11
20 03 04 Lodos de fosas sépticas
13 05 02 Lodos de separadores de agua/sustancias aceitosas
19 08 05 Lodos del tratamiento de aguas residuales urbanas
02 03 05 Lodos del tratamiento in situ de efluentes
19 08 14 Lodos procedentes de otros tratamientos de aguas residuales industriales, distintos de los especificados en el código 19 08 13
07 03 11 Lodos del tratamiento in situ de efluentes que contienen sustancias peligrosas
19 09 02 Lodos de la clarificación del agua
05 01 03 Lodos de fondos de tanques
13 05 02 Lodos de separadores de agua/sustancias aceitosas
19 08 13 Lodos que contienen sustancias peligrosas procedentes de otros tratamientos de aguas residuales industriales

Tabla 14: Tipos de lodos seleccionados Fuente: PRTR

En total, se cuenta con una cantidad de 42.104 ton/año de residuos lodos. Algunos lodos, como los de tratamiento de aguas residuales urbanas (código 19 08 05) y los lodos de fosas sépticas (código 20 03 04), son especialmente adecuados para la digestión anaeróbica. Su alto contenido en materia orgánica biodegradable los convierte en una fuente ideal para la producción de biogás, permitiendo un proceso eficiente sin necesidad de excesivos tratamientos previos.

Sin embargo, otros tipos de lodos requieren pretratamientos debido a la presencia de sustancias que pueden inhibir la digestión anaeróbica. Por ejemplo, los lodos de separadores de agua con sustancias aceitosas (código 13 05 02) y los lodos industriales con sustancias peligrosas (código 19 08 13) pueden contener aceites, metales u otros compuestos tóxicos. Estos contaminantes deben ser eliminados mediante pretratamientos para asegurar que el proceso de digestión anaeróbica sea efectivo y seguro. Después del tratamiento, se podrían utilizar como residuo para la producción de biogás o biometano.

MUNICIPAL SOLID WASTE (MSW)

Este tipo de residuos se refieren a los desechos recogidos en hogares o industrias. En este caso, comenzamos con el cálculo solo de los MSW industriales. En concreto, se ha tenido en cuenta el siguiente tipo de residuo:

20 03 01 Mezclas de residuos municipales

Tabla 15: Residuos municipales seleccionados. Fuente: PRTR

Este tipo de residuos incluyen entre otros restos de alimentos, restos de jardinería, plásticos, cartón y metales. Según el I Plan Nacional de Residuos Urbanos, en España, la proporción del peso de residuos orgánicos es de 44%. Por lo tanto, se ha optado por incluir el 44% de la cantidad de residuos municipales, que se denominará como organic fraction municipal solid waste (OFMSW). En total, esta sección suma 960 ton/año.

Por otro lado, se estudia también una aproximación del MSW doméstico. Según el informe del Instituto Nacional de Estadística de 2021, en España se generan un total de 478,7 kg de residuos urbanos por habitante. En Huelva, actualmente viven un total de 142.968 personas

(SIMA, s. f.), por lo tanto, podemos obtener las toneladas de MSW totales, y el OFMSW del mismo.

Residuo solido urbano por habitante (kg)	Numero habitantes Huelva	MSW (ton)	OFMSW (ton)
478,7	142.968	68.230	30.021

Tabla 16: Cálculo de MSW urbano Huelva. Fuente: Elaboración propia

Si sumamos ambos OFMSW, obtenemos un valor total de 30.981 ton/año.

FRUIT AND VEGETABLE WASTE (FVW)

Como se ha visto en capítulos anteriores, Huelva es un municipio rico en la producción agrícola, en concreto en la producción de fresas y cítricos. Los residuos generados por la producción de frutas y verduras, denominados Fruit and Vegetable Waste (FVW), es un sustrato muy interesante para la producción de biogás y biometano.

Por lo tanto, se ha decidido estudiar el potencial de los residuos agrícolas en Huelva. Ya que las industrias productoras de estos alimentos no salen en el listado de PRTR, se ha considerado como residuo FVW todos aquellos residuos orgánicos procedentes de la producción de frutas y verduras en la región de Huelva, en concreto, de las fresas, los cítricos, los mangos y los aguacates.

Fruta o verdura	Producción toneladas/año	% residuos	Fuente
Fresas	243.000	14%	(Freshuelva, s.f.) (FAO, 2022)
Berries	100.940	2%	(Freshuelva, s.f.) (FAO, 2022)
Cítricos	486.345	6%	(Junta de Andalucía, 2023) (FAO, 2022)
Mango	192	22%	(Junta de Andalucía, 2023c) (FAO, 2022)
Aguacate	4.850	21%	(Junta de Andalucía, 2023b) (FAO, 2022)

Tabla 17: Producción y % de residuos de cada fruta y verdura

No sólo se ha recogido la producción total de las frutas y verduras más cultivadas en Huelva, sino que también se ha calculado el porcentaje de residuos de cada tipo de alimento.

Teniendo en cuenta que estas producciones son anuales y no se distribuyen uniformemente a largo del año, se ha decidido en base al calendario de producción de cada fruta estimar una producción mensual de residuo. El calendario de producción de cada fruta y verdura estimado es el siguiente, donde se muestra también la cantidad de residuo obtenido.

<i>Producción</i> <i>(ton)</i>	<i>E</i>	<i>F</i>	<i>M</i>	<i>A</i>	<i>M</i>	<i>J</i>	<i>J</i>	<i>A</i>	<i>S</i>	<i>O</i>	<i>N</i>	<i>D</i>
<i>Fresas</i>	24.331	24.331	24.331	24.331	24.331	24.331	12.150	12.150	12.150	12.150	24.331	24.331
<i>Berries</i>	10.094	10.094	10.094	10.094	10.094	10.094	3.365	3.365	3.365	10.094	10.094	10.094
<i>Cítricos</i>	60.793	60.793	60.793	60.793	30.397	30.397	30.397	30.397	30.397	30.397	30.397	30.397
<i>Mango</i>								38	38	38	38	38
<i>Aguate</i>	693	693	693	693						693	693	693
<i>Producción total (ton)</i>	95.911	95.911	95.911	95.911	64.822	64.822	45.911	45.950	45.950	53.372	65.553	65.553
<i>Total residuos (ton)</i>	7.401	7.401	7.401	7.401	5.432	5.432	3.592	3.601	3.601	3.881	5.586	5.586

Tabla 18: Calendario de producción y residuos FVW

Siendo el mes de Julio el mes con el número de toneladas de residuos más pequeña. Para ser consecuentes con esto y buscar una producción anual estable, tomamos como referencia este número y asumimos que todos los meses se van a recoger estas toneladas de residuo, a pesar de que haya meses donde se pueda recoger más, en concreto, asumimos mensualmente una producción de 45.911 toneladas y una recogida de residuos FVW de 3.592. Teniendo en cuenta esta estimación, se recogerán anualmente un total de 43.105 toneladas de residuos de FVW.

RESTO DE RESIDUOS

Por último, el tercer grupo, se han incluido otro tipo de residuos que pueden ser utilizados para la producción de biogás y biometano. En concreto, se han incluido residuos biodegradables, residuos orgánicos y residuos de animales.

20 02 01 Residuos biodegradables
18 02 02 Residuos cuya recogida y eliminación es objeto de requisitos especiales para prevenir infecciones
02 02 02 Residuos de tejidos de animales

Tabla 19: Resto de residuos considerados Fuente: PRTR

Los residuos biodegradables son aquellos que se descomponen de manera natural. Normalmente incluyen materia orgánica como basura orgánica, excrementos de animales, desechos de jardinería, tejidos vegetales o podas.

Los residuos cuya recogida y eliminación es objeto de requisitos especiales para prevenir infecciones son residuos que se obtienen de animales, incluyen entre otras heces de animales, tejido animal, desechos clínicos o excrementos. Muchos de estos residuos están contaminados y por tanto hay que tratarlos con especial cuidado.

Por último, los residuos de tejidos animales, son restos de animales principalmente de industrias como mataderos. Este tipo de residuos orgánicos también pueden ser utilizados para la producción de biogás ya que contienen una alta cantidad de grasa, sin embargo, es un proceso complejo y hay que tratar los residuos con precaución.

En total, el número de residuos de estos tipos suma una cantidad de 4.996 ton/año, tan solo un 4% de los residuos totales recogidos. Debido a la pequeña cantidad disponible y a la complejidad de los tratamientos necesarios, se ha decidido prescindir de este tipo de residuos orgánicos y continuar el estudio con el resto de ellos.

RESUMEN RESIDUOS

En resumen, la suma total de todos los residuos orgánicos disponibles es la siguiente:

Tipo de residuo	Ton/año	%
Lodos	42.104	36%
OFMSW	30.981	23%
FVW	43.105	37%
Resto	4.996	4%

Tabla 20: Toneladas de residuos recogidos en Huelva

Una vez calculada toda la cantidad de residuos disponibles, calculamos el posible potencial máximo. Para este caso se han estudiado tres casos. El primer caso, obteniendo biogás a través de una mono-digestión con el 100% de los residuos de lodos, y por otro lado otra mono-digestión con el 100% de los residuos agroalimentarios, para después sumarlos. El segundo caso, una co-digestión anaerobia con los residuos de los lodos y agroalimentarios a la vez. Se estudiará de qué forma se obtiene más biogás y biometano, y por tanto, cual se elegirá.

CASO I: MONO-DIGESTIÓN ANAEROBIA DE OFMSW, FVW Y LODOS

En este apartado se estudiará la mono-digestión de los tres residuos obtenidos por separado. Se sumarán los resultados de cada mono-digestión para poder compararlo con el resto de los casos.

Comenzando por la mono-digestión de OFMSW. Para poder calcular el rendimiento de este tipo de residuo se han tomado las siguientes características finales:

Residuo	TS (%)	VS (%)	pH	Alkalinity (mg/L HCO ₃)	C (%)	C/N ratio	Methane yield (NmL/gvs)	Fuentes
OFMSW	19,94	19,19	5,9	106,67	60%	22	164,5	(Panigrahi, S, et. al, 2019)

Tabla 21: Características de OFMSW

OFMSW (ton)	VS (%)	VS (ton)	Methane yield (mL/g vs)	biometano yield (m ³ /m ³)	Producción biogás (m ³)	Producción biometano (m ³)
30.981	19,19%	5.126	0,164	60%	1.625.054	975.033

Tabla 22: Cálculo producción biogás y biometano mono-digestión 100% OFMSW

Para el cálculo de la mono-digestión anaerobia a partir de residuos de frutas y verduras, se ha optado por el cálculo de dos maneras. La primera forma a partir de la composición de los residuos donde se ha decidido tomar la composición de las fresas al ser el residuo en mayor cantidad. Basándonos en la tesis (Morales Polo,2019) obtenemos los siguientes resultados:

Parámetros	% Frutas	ton/año	Lbiogás/kg-ST	yield metano %	Producción biogás (m ³)	Producción biometano (m ³)
Carbohidrato	86%	6704	750	60%	5.028.680	3.017.208
Proteínas	8%	609	800	60%	487.743	292.646
Grasa	3%	260	1390	60%	362.727	217.636
TOTAL					5.879.151	3.527.491

Tabla 23: Cálculo producción de biogás y biometano de FVW por composición

Por otro lado, para obtener un resultado más preciso, se han buscado artículos donde se analiza la mono-digestión de residuos FVW, obteniendo las siguientes características de este tipo de residuo:

	TS (%)	VS (%)	pH	Alkalinity (mg/L HCO ₃)	C(%)	C/N ratio	Methane yield (NmL/g VS)	Fuentes
FVW	19,54	18,18	4,66	140	60%	39	275,9	(Pavi, S, et.al, 2017)

Tabla 24: Características de los residuos FVW

FVW (ton)	VS (%)	VS (ton)	Methane yield (mL/g VS)	biometano yield (m3/m3)	Producción biogás (m3)	Producción Biometano (m3)
43.105	18%	7.836	0,276	60%	3.591.727	2.155.037

Tabla 25: Producción biogás y biometano a partir de residuos FVW

Por lo tanto, al calcular el promedio de ambos métodos obtenemos un resultado más preciso:

	<i>Producción biogás (m3)</i>	<i>Producción Biometano (m3)</i>
Método 1	5.879.151	3.527.491
Método 2	3.591.727	2.155.037
Promedio	4.735.439	2.841.263

Tabla 26: Resultado mono-digestión FVW

Por último, calculamos la producción a partir de los lodos, Del total de los residuos provenientes de los lodos, tan solo un 5% se considera como residuo volátil y consideramos un rendimiento de 0,17 m3/Kg VS. Obtenemos lo siguiente:

Residuo	VS (%)	pH	C(%)	N (%)	C/N ratio	Methane Yield (m3/Kg VS)	Fuentes
Lodos	5	6,86	31	2,2	13,72	0,17	(Bora, A. P, et. al, 2020) (Şenol, H, 2021).

Tabla 27: Características de los lodos

Lodos (ton)	VS (%)	VS	Methane Yield (m3/Kg VS)	Biometano yield (m3/m3)	Producción biogás (m3)	Producción Biometano (m3)
42.104	5%	2.105	0,17	60%	596.476	357.886

Tabla 28: Producción biogás y biometano mono-digestión lodos

Por lo tanto, en resumen, haciendo las mono digestiones de cada residuo obtenemos el siguiente máximo producción:

	Producción biogás (m3)	Producción biometano (m3)
Potencial 100% OFMSW	1.625.054	975.033
Potencial 100% FVW	4.735.439	2.841.263
Potencial 100% LODOS	596.477	357.886
TOTAL	6.732.984	4.039.790

Tabla 29: Potencial total Caso I

CASO II: CO-DIGESTIÓN LODOS+OFMSW Y CO-DIGESTIÓN OFMSW+FWW Y MONO-DIGESTIÓN FVW

En el segundo caso estudiado, buscamos aumentar la producción de biogás y biometano producido, por lo tanto, apostamos por la co-digestión. En este caso, se ha comenzado con una co-digestión de los lodos y los residuos OFMSW.

En este caso, nos basamos en el artículo donde se resumen los posibles rendimientos de numerosas co-digestiones entre lodos y varios tipos de residuos. En este caso, se resumen las características más importantes de los sustratos en la siguiente tabla:

Sustrato primario	Co-sustrato	Ratio (SS:OFMSW)	Temperatura	Methane Yield (L CH₄ g⁻¹vs_{Sadded})	Fuente
Lodos	OFMSW	46:54	28-38°C	0,35	(Chow et al., 2020)

Tabla 30: Características co-digestión Lodos y OFMSW

Basándonos en artículos donde los resultados mostraron que, con un aumento de SS en la mezcla, el rendimiento de metano aumentó en un 91% y 50% en comparación con la mono-digestión de lodos de depuradora y OFMSW respectivamente. Se demostró que prevaleciendo el sustrato del lodo en la mezcla se obtenían mayores rendimientos. (Kumari, M, et al., 2023)

Es por eso por lo que, en este caso, a pesar de partir de menos cantidad de los residuos lodos que del resto se ha decidido priorizar esta co-digestión. Se ha utilizado un mixing ratio de 50:50, con el rendimiento de la tabla. Obtenemos los siguientes resultados:

Residuo	Ton/año	VS (%)	VS (ton)	%	Fuente
OFMSW	11.000	19,19%	2.111	50%	(Panigrahi, S, et. al, 2019)
Lodos	42.104	5%	2.105	50%	(Bora, A. P, et. al, 2020) (Şenol, H, 2021).

Tabla 31: Características sustratos OFMSW y Lodos en la co-digestión

Total residuos Lodos+OFMSW (ton VS)	methane yield (mL/g VS)	biometano yield (m3/m3)	Producción biogás (m3)	Producción biometano (m3)
4.216	0,35	60%	2.459.399	1.475.639

Tabla 32: Producción biogás y biometano co-digestión Lodos + OFMSW

En este caso, el sustrato limitante son los residuos lodos, por lo que aun después de esta co-digestión queda una gran cantidad de residuos OFMSW. Se ha optado por realizar otra co-digestión entre estos residuos y los residuos FVW, para maximizar la cantidad de biometano producida.

Sustrato primario	Co-sustrato	Ratio (SS:OFMSW)	Methane Yield (LCH ₄ g ⁻¹ vs)	Fuente
OFMSW	FVW	50:50	0,35	(Pavi et al., 2017)

Tabla 33: Características co-digestión OFMSW y FVW

Por lo tanto, basándonos en la tabla anterior calculamos la cantidad de biogás y biometano producida.

	Ton/año	VS (%)	VS (ton)	%	Fuente
FVW	24.000	20%	3.800	50%	(Pavi, S, et.al, 2017)
OFMSW	15.711	24%	3.771	50%	(Panigrahi, S, et. al, 2019)

Tabla 34: racterísticas sustratos co-digestión OFMSW y FVW

Total residuos FVW+OFMSW (ton VS)	methane yield (mL/gVS)	biometano yield (m3/m3)	Producción biogás (m3)	Producción biometano (m3)
7.571	0,35	60%	5.597.389	3.358.433

Tabla 35: Producción biogás y biometano co-digestión OFMSW y FVW

En este caso, nos hemos basado en estudio del artículo, donde se analiza esta co-digestión en distintas proporciones. En concreto, se estudia con mixing ratios de OFMSW/FVW de 1/1 y 1/3, y a pesar de que el segundo caso resulta más interesante debido a su mayor rendimiento, en este caso por las cantidades de residuos que tenemos no sale rentable trabajar con esas cantidades, por lo que se ha decidido utilizar una relación 50%:50% (Pavi et al., 2017).

Por último, al ser en este caso el sustrato limitante el OFMSW, queda restante una cantidad de FVW que se ha utilizado para una mono-digestión. Con los mismos cálculos que en el caso I, se llega a los siguientes resultados:

	<i>Producción Biogás (m3)</i>	<i>Producción Biometano (m3)</i>
Método 1	2.794.958	1.676.975
Método 2	1.707.513	1.024.508
Promedio	2.251.236	1.350.742

Tabla 36: Producción biogás y biometano mono-digestión FVW

En resumen, en este caso obtenemos los siguientes resultados:

	Producción biogás (m3)	Producción biometano (m3)
Mono FVW	2.251.236	1.350.742
Co-digestion SS+OFMSW	2.459.399	1.475.639
Co-digestion FVW+OFMSW	5.597.389	3.358.433
Total co-digestion	10.308.023	6.184.814

Tabla 37: Producción biogás y biometano Caso II

CASO III: CO-DIGESTIÓN LODOS+FVW Y CO-DIGESTIÓN FVW+OFMSW Y MONO-DIGESTIÓN FVW.

En este caso, se ha realiza la primera co-digestión con los residuos de lodos y FVW. Nos basamos en la tabla con la siguiente información sobre este tipo de co-digestión:

Sustrato primario	Co-sustrato	Ratio (SS:OFMSW)	Temperatura	Methane Yield (L _{CH4} /gVS)	Fuente
Lodos	FVW	77:23	35°C	0,43	(Azarmanesh et al., 2023)

Tabla 38: Características co-digestión Lodos y FVW

En este caso, hemos aproximado la relación entre los sustratos de 75:25, obteniendo los siguientes resultados:

Residuo	Ton/año	VS (%)	VS (ton)	%	Fuente
FVW	3.500	20%	700	25%	(Pavi, S, et.al, 2017)
Lodos	42.104	5%	2.105	75%	(Bora, A. P, et. al, 2020) (Şenol, H, 2021).

Tabla 39: Características sustratos co-digestión Lodos y FVW

Total residuos	methane yield (mL/gVS)	biometano yield (m ³ /m ³)	Producción biogás (m ³)	Producción biometano (m ³)
2.805	0,43	60%	2.010.402	1.206.241

Tabla 40: Producción de biogás y biometano co-digestiçon Lodos y FVW

Por otro lado, al ser el sustrato limitante el lodo de nuevo nos sobra una gran cantidad de residuos FVW que pueden ser utilizados para una segunda co-digestión con los residuos OFMSW. En este caso:

	Ton/año	VS (%)	VS (ton)	%	Fuente
FVW	37.500	20%	8.239	50%	(Pavi, S, et.al, 2017)
OFMSW	26.711	24%	6.411	50%	(Panigrahi, S, et. al, 2019)

Tabla 41: Características sustratos co-digestión OFMSW y FVW

Total residuos	Methane yield (mL/gVS)	biometano yield (m ³ /m ³)	Producción biogás (m ³)	Producción biometano (m ³)
14.936	0,35	60%	8.712.389	5.227.433

Tabla 42: Producción de biogás y biometano co-digestión OFMSW y FVW

Con el resto de los residuos de FVW, realizamos una mono digestión:

	<i>Producción Biogás (m3)</i>	<i>Producción Biometano (m3)</i>
Método 1	307.956	184.773
Método 2	188.138	112.883
Promedio	248.047	148.828

Tabla 43: Producción mono-digestión FVW

En resumen, en este caso, tendría la suma de las tres digestiones, y, por lo tanto:

	Producción biogás (m3)	Producción biometano (m3)
Co-digestion Lodos+FVW	2.010.402	1.206.241
Co-digestion FVW+OFMSW	8.712.389	5.227.433
Mono FVW	248.047	148.828
Total co-digestion	10.970.838	6.582.503

Tabla 44: Producción biogás y biometano Caso II

RESUMEN RESULTADOS

Opcion 1		Mono-digestiones	
	Producción biogás (m3)	Producción biometano (m3)	
Potencial 100% OFMSW	1.625.054	975.033	
Potencial 100% FVW	4.735.440	2.841.264	
Potencial 100% LODOS	596.477	357.886	
TOTAL	6.956.971	4.174.183	
Opcion 2		Co-digestion SS+OFMSW y OFMSW+FVW y mono-digestión FVW	
	Producción biogás (m3)	Producción biometano (m3)	
Co-digestion Lodos+OFMSW	2.459.399	1.475.639	
Co-digestion FVW+OFMSW	5.597.389	3.358.433	
Mono FVW	2.251.236	1.350.742	
TOTAL	10.308.023	6.184.814	
Incremento respecto Caso I	48,17%	48,17%	
Opcion 3		Co-digestion SS+FVW y FVW+OFMSW y mono-digestión FVW	
	Producción biogás (m3)	Producción biometano (m3)	
Co-digestion Lodos+FVW	2.010.402	1.206.241	
Co-digestion FVW+OFMSW	8.712.389	5.227.433	
Mono FVW	248.047	148.828	
TOTAL	10.970.838	6.582.503	
Incremento respecto Caso I	57,70%	57,70%	

Tabla 45: Resumen resultados Caso I, Caso II y Caso III

Como podemos observar, el caso III es el caso más rentable donde conseguimos una mayor cantidad de biometano producido, en concreto un 57% más de producción de biogás y biometano que en comparación con las mono-digestiones del Caso I. Es, por tanto, que

supondremos que esta es la opción que se va a llevar a cabo para el resto del análisis y cálculos.

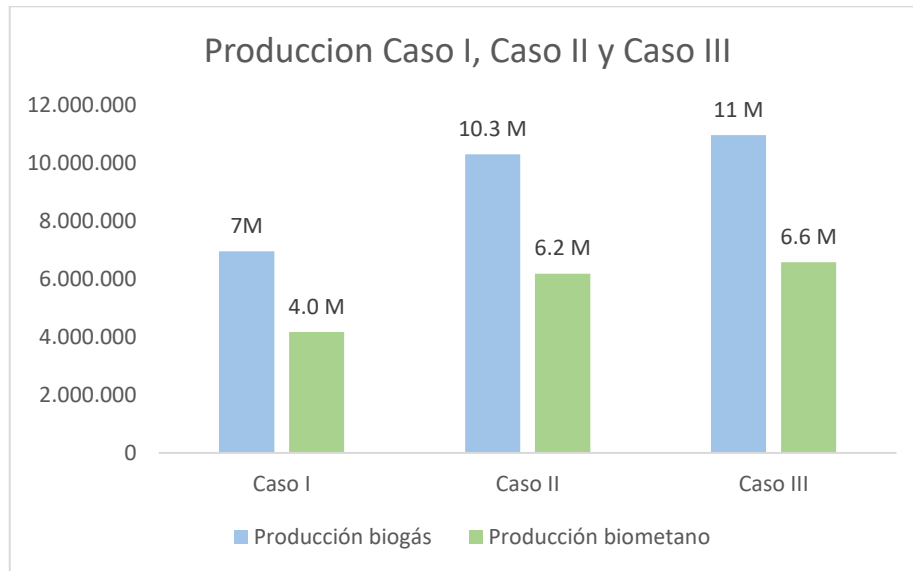


Ilustración 17: Producción biogás y biometano Caso I, Caso II y Caso III

Capítulo 5. ESTUDIO ECONÓMICO

Se va a evaluar el Caso III con inyección a la red de gas natural, teniendo en cuenta también la venta de CO₂ biogénico. El modelo económico completo a 25 años se encuentra en el Anexo II: Modelo Económico. Para el cálculo se han utilizado los siguientes datos de entrada:

Technical Inputs:

Technical Inputs	
Biogas Production (MWh)	70.213,36
Operating Hours (hr)	8.000,00
Plant Lifetime (years)	25
Annual Degradation (%)	0,5%
Methane Content (%)	60%
CO ₂ Content (%)	40%
Biomethane price (EUR/MWh)	86
Biogenic CO ₂ price (EUR/ton)	150
Capacity (MW)	8,78

Ilustración 18: Technical Inputs

- La producción de biogás introducida en el modelo es la calculada en el capítulo 4 en el Caso II. Un total de 70.213,36 MWh anual.
- Se han proyectado 8.000 horas de funcionamiento de la planta al año (Akbulut et al., 2021).
- La planta se amortiza durante un período de 25 años, que es considerado su vida útil con una degradación anual del 0.5%. Para la elección de la degradación se ha decidido ser algo más conservadores e incrementar del 0% a 0.5% (Fraunhofer ISE, 2021).
- Para el precio de venta a la red gasista, se establece un contrato financiero. El precio fijo del gas se ha estimado como el promedio de los próximos contratos del Title

Transfer Facility (TTF) para los próximos 24 meses. El TTF es uno de los mercados de gas natural más importantes de Europa, y actúa como un punto de transferencia para la negociación de contratos de gas natural. Los precios negociados en el TTF sirven como referencia para otros mercados de gas en Europa y a nivel mundial, abarcando contratos a corto plazo (spot) y a largo plazo (futuros). El precio promedio de cierre de contrato para los próximos 24 meses es de 36,67 €/MWh (TTF, s.f).

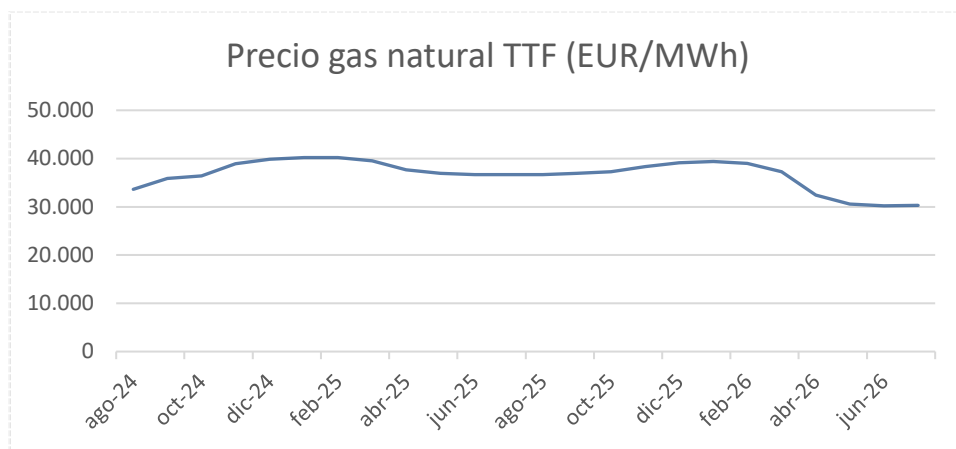


Ilustración 19: Precios futuros contratos gas natural TTF

El precio del biometano es más alto debido a la inclusión de certificados verdes. Estos certificados son instrumentos financieros que representan la cantidad de energía renovable generada y alimentada a la red. La Autoridad Nacional Reguladora emite estos certificados cuando un productor de energía renovable, como el biometano, genera electricidad a partir de fuentes sostenibles. Esto proporciona una fuente adicional de ingresos para los productores, ya que pueden vender los certificados junto con la energía producida.

La inclusión de certificados verdes incrementa el precio del biometano por varias razones. Las empresas que deben cumplir con sus objetivos de energía renovable están dispuestas a pagar más por estos certificados, aumentando su valor en el mercado. La combinación de biometano y certificados verdes hace que el producto sea más atractivo para los compradores que buscan apoyar la energía renovable y reducir su huella de carbono, justificando así un precio de venta más alto.

Actualmente, los certificados verdes tienen un valor aproximado de 50 EUR/MWh. Basándonos en el precio medio del mercado del gas natural y teniendo en cuenta el incremento de los certificados se ha establecido un precio final de 86 EUR/MWh.

- El precio de CO₂ biogénico se ha estimado a partir del precio actual de BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage). Como es este caso, BECCS combina la producción de energía a partir de biomasa con la captura y almacenamiento de CO₂. Los costes de captura de este tipo de CO₂ se encuentran entre 79-85 EUR/tCO₂ (IEA, 2020b). Se ha establecido un precio final de 150 EUR/ton.

Economic inputs

Economic Inputs	
CAPEX (EUR/MW)	2.700.000,00
OPEX Fixed (% CAPEX)	4%
OPEX Var (EUR/MWh)	4
Transport Substrate Cost (EUR/MWh)	13
Taxes (%)	25%
CAPEX (EUR)	22.419.555
OPEX fixed (EUR)	896.782
Depreciation (EUR)	896.782

Ilustración 20: Economic Inputs

- El valor del CAPEX de la planta y el OPEX se han estimado, con el CAPEX fijado en 2.700 €/kWh y el OPEX fijo en un 4% del CAPEX (Fraunhofer ISE, 2021).
- El Substrate Cost se refiere al gasto asociado con los materiales orgánicos utilizados como fuente principal para producir biogás. En este caso, el gasto asociado con los residuos municipales, con los lodos y con los residuos FVW. Se ha decidido asumir solamente costes de transporte debido a que las materias primas son residuos y por lo tanto no tienen un coste asociado a su recogida, tan solo al transporte. Se ha estimado en un coste de 13 EUR/MWh (Fraunhofer ISE, 2021).

- Los impuestos que se han tenido en cuenta para la planta de biometano han sido el impuesto de sociedades en España, es decir, el 25%.

Debt Sizing inputs

Debt Sizing	
Gearing (%)	80%
Tenor (year)	15
Interest Rate (%)	4,90%
Grant (% CAPEX)	30%
Reception year (year)	2
Accrue Period (years)	25
Financed CAPEX (EUR)	17.935.644
Construction Interest (EUR)	924.129
Long Term Debt (EUR)	18.859.773
Grant (EUR)	6.725.867

Ilustración 21: Debt Sizing Inputs

- Se ha considerado financiar el proyecto con una deuda al 80%, con una vida de 15 años y un interés basado en el Euribor a 15 años, es decir 2.88+ 200 pbs, un interés final de 4.90% (Fraunhofer ISE, 2021).



Ilustración 22: IRS a 15 años Fuente: Investing

- Por último, se ha considerado una subvención que cubre el 30% del proyecto, con el préstamo recibido por el IDAE dos años después del inicio del proyecto.

5.1 INGRESOS Y COSTES DEL PROYECTO

La tabla de Profit & Losses desglosa el rendimiento financiero de un proyecto de biometano a lo largo de varios años. A continuación, se explica detalladamente cada paso y los cálculos realizados:

1. Producción y Degradación

Se calcula la producción de biogás crudo, biometano crudo, y CO₂ biogénico crudo. En el año 0, no hay producción de biogás ni biometano crudo.

Se degradan estas producciones según el año de operación de la planta. El parámetro de degradación indica la eficiencia del proceso de conversión de los sustratos en biogás y biometano. En el primer año, la degradación es del 100%, reduciéndose cada año.

La producción ajustada se calcula tomando la producción cruda y ajustándola por el porcentaje de degradación. Por ejemplo, en el segundo año, la producción de biogás y biometano comienza y se ajusta por el porcentaje de degradación.

$$\text{Raw Biogas Production} \times (1 - \text{Degradation})$$

$$\text{Raw Biomethane Production} \times (1 - \text{Degradation})$$

$$\text{Raw Biogenic CO}_2 \text{ Production} \times (1 - \text{Degradation})$$

2. Ingresos

Se calculan los ingresos por la venta de biometano y CO₂ biogénico. Estos ingresos se obtienen multiplicando la cantidad producida por el precio de venta. La suma de los ingresos por biometano y CO₂ biogénico da como resultado los ingresos totales.

$$\text{Total Revenue} = \text{Biomethane Revenue} + \text{Biogenic CO}_2 \text{ Revenue}$$

3. Costes Operativos

Los costes operativos son tanto los fijos como los variables, que incluyen los gastos necesarios para mantener la operación de la planta. Se añade el coste de transporte de los sustratos. Se suman todos los costes y se obtiene el Total OPEX.

$$\text{Total OPEX} = \text{Fixed OPEX} + \text{Variable OPEX} + \text{Transport Substrate Cost}$$

4. EBITDA

El EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization) se obtiene restando el Total OPEX de los ingresos totales. El EBITDA es una medida financiera que se utiliza para evaluar el rendimiento de una empresa, muestra cuánto dinero está ganando una empresa con sus operaciones principales, sin tener en cuenta los impuestos, y los costes de depreciación y amortización.

$$\text{EBITDA} = \text{Total Revenue} - \text{Total OPEX}$$

5. Depreciación y Subvenciones Acumuladas

La depreciación representa la disminución del valor del activo a lo largo de su vida útil. Esto ocurre debido al uso, desgaste y paso del tiempo. En este caso, nuestro activo tiene una vida útil de 25 años y consideramos que no tiene valor residual, por lo tanto:

$$\text{Depreciación anual} = \frac{\text{CAPEX}}{\text{Vida útil}}$$

La subvención recibida por parte de IDAE, se contabiliza proporcionalmente según el periodo de acumulación de esta. En este caso, el periodo de acumulación es de 25 años, por lo que cada año asumimos 1/25 parte de la subvención.

$$\text{Accrued Grant} = \frac{\text{Grant}}{\text{Accrue period}}$$

6. EBIT

El EBIT (Earnings Before Interest and Taxes) se calcula restando la depreciación del EBITDA y sumando cualquier subvención acumulada.

$$\text{EBIT} = \text{EBITDA} - \text{Depreciation} + \text{Accrued Grant}$$

7. Intereses y Beneficio Antes de Impuestos

Los intereses son los gastos por intereses asociados con la financiación de la deuda. El EBT (Earnings Before Taxes) se obtiene restando los intereses del EBIT.

$$\text{EBT} = \text{EBIT} - \text{Interest}$$

8. Impuestos y Beneficio Neto

Los impuestos están calculados sobre el beneficio antes de impuestos. Y por último, el beneficio neto se obtiene restando los impuestos del EBT.

$$\text{Net Income} = \text{EBT} - \text{Taxes}$$

5.2 FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

El flujo de caja de un proyecto se refiere a todos los movimientos que se generan y se utilizan durante la duración de este. Esto abarca tanto los ingresos como los gastos que están directamente relacionados con la operación del proyecto. Es una métrica esencial para evaluar la viabilidad y la rentabilidad de un proyecto. Los elementos del flujo de caja de un proyecto incluyen:

9. NOPAT (Net Operating Profit After Taxes)

El NOPAT es el beneficio neto operativo después de impuestos. Se calcula a partir del EBIT (Earnings Before Interest and Taxes) menos los impuestos.

$$\text{NOPAT} = \text{EBIT} \times (1 - \text{Tasa de Impuesto})$$

10. FCF-P - Free Cash Flow del Proyecto

El FCF-P es una medida financiera que indica la cantidad de efectivo que una empresa genera después de cubrir sus gastos operativos y de capital (CAPEX).

$$\text{FCF-P} = \text{NOPAT} + \text{Depreciación y Amortización} - \text{CAPEX}$$

11. IRR-Proyector (Tasa Interna de Retorno del Proyecto)

La Tasa Interna de Retorno (P-IRR) es un indicador financiero que mide la rentabilidad de un proyecto. Representa la tasa de descuento que hace que el valor presente neto (NPV) de todos los flujos de efectivo generados por el proyecto sea igual a cero. Se toma una tasa de descuento del 10% (BIP, 2023).

- P-IRR del 6% para 10 años. Una P-IRR del 6% sugiere que el proyecto tiene una rentabilidad moderada a corto plazo. Sin embargo, al compararlo con la tasa de descuento, observamos que no es rentable a 10 años.

$$\text{IRR (6\%)} < \text{Tasa de descuento (10\%)}$$

- P-IRR del 12% para 25 años. Una P-IRR del 12% indica una mayor rentabilidad a largo plazo, lo que es atractivo para inversiones a largo plazo. Además, el IRR a 25 años es mayor a la Tasa de descuento, lo que indica que el proyecto es rentable.

$$\text{IRR (12\%)} > \text{Tasa de descuento (10\%)}$$

12. LCOB (Coste Nivelado del Biometano)

El coste nivelado de biometano es una medida económica que representa el coste total promedio por unidad de energía producida durante la vida útil del proyecto. Este coste incluye todos los gastos asociados con la producción de biometano, como el CAPEX inicial, los costos operativos (OPEX), y cualquier otro gasto relevante.

El LCOB permite comparar el costo de producción de biometano con otras fuentes de energía renovable y convencionales. Un LCOB competitivo puede hacer que el biometano sea una opción atractiva tanto desde el punto de vista económico como ambiental. El LCOB se calcula cómo:

$$\text{LCOB} = \frac{\text{Valor Presente de los Costes Totales}}{\text{Producción Total de Energía (MWh)}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{\text{CAPEX} + \text{OPEX}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

En este caso, el LCOB es de 116,49 EUR/MWh, representando el costo total promedio por unidad de energía producida durante la vida útil del proyecto. Este LCOB mayor que el precio de venta, demuestra que las plantas de biometano por sí solas no son rentables, pero con la adición de la venta del CO2 biogénico, e incluso con la venta del digestato si pueden llegar a serlo.

5.3 FLUJO DE CAJA DE LOS ACCIONISTAS

13. FCF.E- Free Cash Flow del Equity

El flujo de caja de los accionistas (Equity Cash Flow) se refiere al dinero que queda disponible para los accionistas después de haber cumplido con todas las obligaciones financieras del proyecto, incluyendo el repago de la deuda. En concreto, es la parte del flujo de caja del proyecto que corresponde a los propietarios del capital.

En resumen, el flujo de caja de los accionistas muestra cuánto efectivo pueden recibir los accionistas una vez que se han atendido todas las obligaciones financieras del proyecto. Se tiene en cuenta:

$$\text{FCF} = (\text{EBITDA} - \text{Impuestos} - \text{CAPEX} - \text{Intereses pagados} - \text{Amortización de la deuda})$$

14. IRR Equity

En este caso, los valores obtenidos de IRR-E son:

- 16%: IRR-E para un período de 10 años.
- 21%: IRR-E para un período de 25 años.

Ambos IRR son muy atractivos para inversores, indicando una rentabilidad significativa tanto a corto como a largo plazo.

5.4 DEUDA

El flujo de caja de la deuda se refiere a los movimientos asociados con la obtención y el servicio de la deuda que se utiliza para financiar un proyecto.

15. Pago de la deuda

En este caso calculamos el pago de la deuda (interés + principal) como un pago constante en cada año (PMT). El BoP (Balance of Principal at Beginning of Period) representa el saldo del principal de la deuda al comiendo del año.

$$PMT = PV * \frac{r (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1}$$

De donde el interés a pagar es:

$$\text{Interest} = \text{Principal BoP} \times \text{Interest Rate}$$

Y, por lo tanto, el principal es:

$$\text{Principal Payment} = \text{PMT} - \text{Interest}$$

El año que se recibe la subvención, en este caso, el año 2, se utiliza para amortizar la deuda y por tanto ese año el pago de la deuda es muy elevado, pero disminuye en los años siguientes.

16. FCF Available to Debt Service

El Free Cash Flow Available to Debt Service es el flujo de caja que una empresa tiene disponible para cubrir sus pagos de deuda. Se calcula a partir del EBITDA, los gastos de capital (CAPEX), los impuestos pagados, y otras partidas relevantes. En este caso:

$$\text{FCF Available to Debt Service} = \text{EBITDA} - \text{CAPEX} - \text{Impuestos} + \text{Grant}$$

- DSCR (Debt Service Coverage Ratio)

El DSCR es una medida de la capacidad de una empresa para cubrir sus obligaciones de deuda con el flujo de caja generado por sus operaciones. El DSCR se calcula dividiendo el FCF Available to Debt Service por el total de los pagos de la deuda (servicio de la deuda), que incluye tanto el pago de intereses como el pago del principal.

- Un DSCR de 1 indica que la empresa genera justo suficiente flujo de caja para cubrir sus pagos de deuda.
- Un DSCR mayor que 1 indica que la empresa tiene un margen de seguridad, ya que genera más flujo de caja del necesario para cubrir sus pagos de deuda.
- Un DSCR menor que 1 indica que la empresa no genera suficiente flujo de caja para cubrir sus obligaciones de deuda, lo que puede indicar problemas de liquidez o riesgo financiero.

En este caso, obtenemos que todos los DSCR a lo largo de los años son mayores a 1 por lo que el proyecto genera el flujo de caja necesario para poder amortizar la deuda.

DSCR Minimum	DSCR Average
1,07x	1,82x

Tabla 46: DSCR del proyecto

El modelo financiero presentado refleja que la planta de biometano diseñada muestra rentabilidad operativa, tiene una capacidad adecuada para cumplir con sus compromisos de deuda, y una atractiva rentabilidad para los inversores a largo plazo. La combinación de un IRR positivo y un DSCR mayor a 1 resalta tanto la viabilidad como el atractivo del proyecto, proporcionando una base sólida para decisiones de inversión y financiamiento.

Capítulo 6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

6.1 REDUCCIÓN DE EMISIONES Y CONTAMINACIÓN

En primer lugar, es importante señalar que las emisiones asociadas a las operaciones de una organización se dividen en directas e indirectas.

- Emisiones directas de GEI: son aquellas que provienen de fuentes que son propiedad de la organización o están bajo su control. Simplificadamente, son las emisiones generadas en el sitio donde se realiza la actividad, como las emisiones del sistema de calefacción si utiliza combustibles fósiles.
- Emisiones indirectas de GEI: son las que resultan de las actividades de la organización, pero provienen de fuentes que pertenecen a otra entidad o están controladas por ella. Un ejemplo es la electricidad consumida por la organización, cuyas emisiones se generan en la planta donde se produce dicha electricidad.

Para identificar todas estas emisiones, se han definido tres alcances:

Scope 1: Emisiones directas de GEI. Incluyen emisiones de la combustión en calderas, hornos, vehículos, etc., que son propiedad de la organización o están bajo su control, así como emisiones fugitivas como fugas de aire acondicionado o metano de conductos. En este caso. En la planta de biometano de este proyecto, se podrían tener en cuenta dentro de este Scope, las fugas de gases que podemos tener en los digestores o tuberías y el transporte interno de los vehículos en la planta.

Scope 2: Emisiones indirectas de GEI asociadas a la generación de la electricidad que la organización adquiere y consume. En este caso, se incluye en este Scope, la electricidad comprada de la red para operar la planta, así como la energía térmica utilizada en la planta.

Scope 3: Otras emisiones indirectas. Ejemplos incluyen la extracción y producción de materiales adquiridos por la organización, viajes de trabajo realizados con medios externos, transporte de materias primas, combustibles y productos realizados por terceros, y el uso de

productos o servicios proporcionados por otras entidades. Este Scope incluye numerosas actividades, como el transporte de materias primas o la gestión del digestato y los residuos (MITECO, 2024).

En este capítulo, se busca analizar cuanto CO₂-eq se está evitando emitir a la atmósfera gracias a la producción de biometano. Para ello, tenemos dos grandes actividades en las que evitamos que se emitan GEI, el aprovechamiento de los residuos orgánicos y la producción de biometano como sustituto del gas natural.

1. Reducción emisiones de los residuos

En este proyecto, se están utilizando un total de 74.086 toneladas de residuos orgánicos que, de no ser aprovechados, acabarían en vertederos. Los residuos orgánicos dejados en vertederos se descomponen, produciendo metano y CO₂. El metano, es un gas especialmente contaminante y perjudicial para la atmósfera. Un Kg de residuo orgánicos que son enviados a un vertedero, genera aproximadamente 1,6 Kg de CO₂ equivalente (EWM, s.f.). Por lo tanto, podemos estimar la cantidad de CO₂-eq que estamos evitando emitir. El CO₂-eq incluye todos los GEI, por lo que estamos estudiando el impacto de todos los gases.

	Ton residuos	Kg CO2 eq/Kg	ton CO2eq evitado	Fuentes
Residuo orgánico	74.086	1,6	118.538	(EWM, s.f)

Tabla 47: Toneladas de CO₂-eq evitadas en la utilización de residuos

2. Reducción emisiones biometano

Por otro lado, en este proyecto reducimos los GEI al producir biometano que sustituya al gas natural en la red de gas natural. La combustión del gas natural produce CO₂ entre otros. El CO₂ producido por el biometano se considera neutro en carbono ya que proviene de residuos orgánicos. La tasa de emisión para el gas natural es de 0.42 t/MWh (CEC,s.f.).

	MWh producido	ton CO ₂ eq/MWh	ton CO ₂ eq evitado	Fuente
Gas natural	42.128	0,42	17.694	CEC (s.f.)

Tabla 48: Toneladas de CO₂ eq evitado en la producción de biometano

En resumen, este proyecto permite evitar la emisión de 136.232 toneladas de CO₂ equivalente. Adicionalmente, debemos considerar diversos factores relacionados con los Scopes de las emisiones. Si garantizamos que el transporte de materias primas y los vehículos utilizados internamente sean eléctricos y no contaminantes, y que toda la energía eléctrica y térmica utilizada en la planta provenga de fuentes renovables, podríamos afirmar que la producción de biometano tendría una huella de carbono negativa o muy baja.

3. Reducción contaminación de los residuos orgánicos

La generación de biogás y biometano a partir de residuos orgánicos proporciona una solución efectiva para disminuir la contaminación ambiental y aprovechar los recursos de manera eficiente. La mala gestión de estos residuos conlleva serias repercusiones ambientales.

Utilizar estos residuos permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Los residuos orgánicos que se descomponen en vertederos producen metano, un gas que contribuye de manera significativa al calentamiento global debido a su capacidad para atrapar más calor que el dióxido de carbono. Capturando y transformando este metano en biogás y biometano, no solo se previene su liberación a la atmósfera, sino que también se obtiene una fuente de energía renovable capaz de sustituir a los combustibles fósiles. Esto ayuda a combatir el cambio climático, dado que el metano es responsable de aproximadamente el 30% del calentamiento global.

La protección de recursos hídricos y del suelo es también crucial. La gestión deficiente de residuos orgánicos puede contaminar ríos, lagos y acuíferos subterráneos, además de degradar la calidad del suelo. Convertir estos residuos en biogás y biometano impide la filtración de sustancias nocivas en las masas de agua y preserva los nutrientes del suelo. Los subproductos del proceso de digestión anaeróbica pueden utilizarse como fertilizantes

naturales, mejorando la calidad de las tierras agrícolas y fomentando prácticas agrícolas más sostenibles.

La contaminación del agua y la degradación del suelo que resultan de la mala gestión de residuos impactan negativamente en los ecosistemas y la biodiversidad. Al procesar estos residuos para producir biogás y biometano, se reduce la contaminación y se protege la biodiversidad, asegurando que los ecosistemas acuáticos y terrestres permanezcan saludables y funcionales (REPSOL, 2023).

6.2 POTENCIAL DEL CO₂ BIOGÉNICO

El CO₂ biogénico es el dióxido de carbono que se produce a partir de la descomposición, digestión o combustión de biomasa o productos derivados de la biomasa. Este tipo de CO₂ es parte del "ciclo corto natural del carbono". A través de la fotosíntesis, el CO₂ atmosférico es absorbido por la biomasa y luego se devuelve a la atmósfera o al suelo como CO₂ biogénico, dependiendo del tipo de conversión y uso final de la biomasa. A diferencia del CO₂ fósil, que se libera al quemar combustibles fósiles y contribuye al aumento de CO₂ atmosférico, el CO₂ biogénico no genera acumulación neta en la atmósfera.



Ilustración 23: Esquema CO₂ biogénico vs CO₂ fósil

La tecnología de captura está madura y ha sido implementada en varias unidades de producción de biometano en Europa, ofreciendo una fuente concentrada y lista para usar de CO₂ biogénico, especialmente útil en economías locales y circulares. Varias industrias están

interesadas en el CO₂ biogénico, ya que es una fuente amigable con el clima. Las soluciones de "Captura y Utilización del Carbono" (CCU) que utilizan CO₂ biogénico, energía de bajo carbono o renovable pueden sustituir a productos basados en fósiles y reducir las emisiones netas de CO₂.

El CO₂ biogénico derivado de la digestión anaerobia se puede capturar de varias maneras:

- Purificación de Biogás a Biometano: En la separación de metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂) para producir biometano, debido a su alta pureza, el CO₂ se captura a un costo relativamente bajo.
- Plantas de Biogás con Cogeneración: En instalaciones de biogás que tienen sistemas combinados de calor y energía (CHP), el CO₂ biogénico se puede capturar de los gases de escape generados durante la combustión del biogás.
- Producción de Biohidrógeno: El biogás crudo se puede utilizar para generar biohidrógeno.

Actualmente, el proceso de purificación del biogás es la fuente más accesible de CO₂ biogénico concentrado, listo para su uso. El CO₂ capturado durante la purificación del biogás es altamente concentrado y no está diluido como en los gases de combustión. Aunque se deben eliminar algunos contaminantes (azufre, compuestos orgánicos), es relativamente fácil de manejar y procesar.

USOS DEL CO₂

Existen diversas rutas para la utilización del CO₂. Estos procesos se pueden dividir en dos categorías: aquellos sin conversión (uso directo del CO₂ como materia prima) y aquellos con conversión (requieren un procesamiento específico o tratamiento químico del CO₂ antes de su uso).

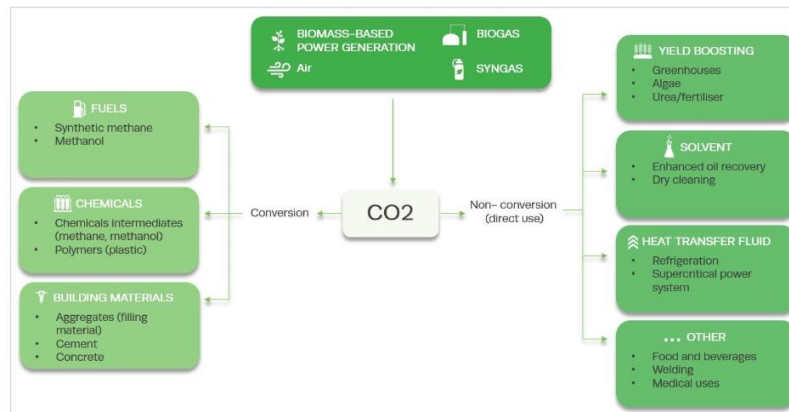


Ilustración 24: Usos CO₂ biogénico

1. Industria de Alimentos y Bebidas

Las industrias alimentarias y de bebidas son uno de los usos más comunes del CO₂. Las aplicaciones incluyen el envasado (como agente conservante para aumentar la vida útil de los alimentos), la carbonatación de refrescos, agua mineral y cerveza y la producción de agua desoxigenada. Estos usos requieren una pureza muy alta del CO₂.

2. Invernaderos

En los invernaderos, la renovación artificial del aire con un flujo adicional de CO₂ puede aumentar la tasa de crecimiento de las plantas. Este uso tiene una estacionalidad significativa, siendo el consumo más alto en primavera y más bajo en invierno.

El CO₂ también se utiliza en la agricultura para combatir plagas, reemplazando productos como el bromuro de metilo, las fosfinas y los insecticidas. Su principal ventaja es que no deja residuos después del tratamiento.

3. Fertilizantes y su huella de carbono:

Para reducir el impacto ambiental general del cultivo de plantas, la urea es uno de los productos químicos más conocidos y se puede utilizar como fertilizante químico, en resinas de urea, resinas de urea-melamina y como aditivo para piensos animales.

La urea emite menos CO₂ durante la producción que los nitratos, pero al esparcirla, la situación se invierte, ya que la urea libera el CO₂ contenido en su molécula. La urea también suele liberar más N₂O. Por lo tanto, la huella de carbono del ciclo de vida es mayor para la urea que para los nitratos. Como el CO₂ se consume durante la producción de urea, el CO₂ biogénico representa una alternativa respetuosa con el medio ambiente.

4. Refrigeración y el CO₂:

El CO₂ se denomina "refrigerante natural" porque existe en el entorno natural o proviene de fuentes biológicas. En comparación con las alternativas de refrigerantes fluorados, es natural, respetuoso con el medio ambiente, no inflamable y rentable a largo plazo.

Se puede utilizar en el sector del transporte como un refrigerante más respetuoso con el medio ambiente en comparación con los tradicionales.

5. Producción de e-combustibles

Combinando el CO₂ biogénico con hidrógeno obtenido a través de electricidad renovable (hidrógeno verde) se pueden crear combustibles sintéticos renovables, también llamados e-combustibles mediante un proceso denominado Power-to-X.

Estos e-combustibles pueden ser varios, como metano, metanol o incluso e-gasolina y e-diesel. Lo más interesante es que, si la electricidad utilizada en su producción proviene de fuentes renovables, al quemar estos combustibles sintéticos no se liberan emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Utilizar CO₂ capturado para producir estos combustibles renovables se considera una de las soluciones más prometedoras, ya que hay una gran necesidad de sustituir los combustibles fósiles.

- Gas renovable a partir de electricidad:

El proceso Power-to-gas, que utiliza CO₂ biogénico, permite aprovechar el exceso de electricidad renovable de fuentes como la solar o la eólica para producir hidrógeno verde.

Este hidrógeno verde se puede transportar a los usuarios mezclándolo con el gas natural existente o inyectándolo en una red nueva dedicada exclusivamente al hidrógeno.

Convertir el hidrógeno en metano sintético (metanización) ofrece más flexibilidad al sistema energético. En este proceso, el CO₂ se combina con el hidrógeno para producir metano sintético que se puede inyectar en las redes de gas natural existentes.

Este metano sintético tiene las mismas aplicaciones que el biometano, puede almacenar energía y funcionar como combustible renovable.

- Metanol renovable:

El metanol es un combustible seguro y rentable que se puede utilizar en vehículos directamente o mezclado con gasolina. También tiene otros usos como combustible para pilas de combustible, materia prima para la industria química y almacenamiento de energía.

La hidrogenación del CO₂ para producir metanol es otra vía para crear una economía donde el CO₂ biogénico se convierta en una fuente de carbono alternativa y abundante.

6. Producción de polímeros

El CO₂ biogénico también se puede utilizar para fabricar plásticos y otros polímeros más ecológicos. Hay dos formas principales de lograrlo:

- Incorporando CO₂ directamente en la estructura del plástico: Un ejemplo son los policarbonatos, materiales resistentes utilizados en envases, biberones, equipos de cirugía cardíaca e instrumentos que necesitan esterilización con autoclave.
- Creando monómeros a partir del CO₂: Estos monómeros son los bloques de construcción básicos de los plásticos. Mediante un proceso llamado hidrogenación, se transforma el CO₂ en productos como el etileno y el propileno, que luego se usan para fabricar otros plásticos (EBA, 2022a).

PRODUCCIÓN DE CO₂ BIOGÉNICO

Para poder calcular el potencial del CO₂ biogénico en la ciudad de Huelva, calcularemos las toneladas que produce nuestra planta anualmente. Después estudiaremos en que industrias podemos aplicarlo. Tendremos en cuenta para el cálculo del CO₂ biogénico producido que alrededor del 40% del biogás producido es CO₂ y el otro 60% es metano. Por lo tanto:

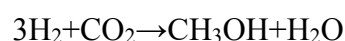
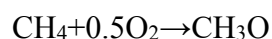
Biogás producido (m3)	% CO ₂	CO ₂ biogénico (m3)	CO ₂ biogénico (ton)
10.970.838	40%	4.388.335	8.689

Tabla 49: Producción CO₂ biogénico

Cada año en esta planta de biometano se producen 8.689 toneladas.

POTENCIAL CO₂ BIOGÉNICO EN HUELVA

Uno de los usos comentados del CO₂ biogénico es como materia prima en la producción de metanol verde. El metanol se produce se puede producir reformando el metano a gas de síntesis, seguido de una conversión catalítica del gas de síntesis a metanol:



El metanol puede transformarse en gasolina a través del proceso de metanol a gasolina. El biogás o biometano pueden procesarse para producir metanol mediante reformado seco, reformado con vapor, reformado por oxidación parcial, reformado autotérmico y el proceso Fischer-Tropsch. El gas de síntesis (syngas) es el producto principal del proceso de reformado del biometano y sirve como materia prima para la producción de numerosos hidrocarburos de cadena larga (Kabeyi et. al, 2024).

En enero de 2024, Cepsa y C2X anunciaron el desarrollo de la mayor planta de metanol verde en España, ubicada en el puerto de Huelva. La iniciativa es relevante para sectores difíciles de descarbonizar, como el transporte marítimo y aéreo, y la industria química.

La planta, que será la mayor de su tipo en Europa, tendrá una capacidad de producción anual de 300.000 toneladas de metanol verde, lo que permitirá evitar la emisión de hasta un millón de toneladas de CO₂. Además, el proyecto tiene el potencial de crear 2.500 empleos directos e indirectos (Cepsa, 2024)

Esta planta de metanol verde es una oportunidad perfecta para el aprovechamiento del CO₂ biogénico. El metanol verde se produce a partir de hidrógeno verde y CO₂ biogénico. En concreto, se necesitan 1,38 ton de CO₂ y 0,19 ton de hidrógeno para producir una tonelada de metanol (Decarbonization Technology, s.f.).

Por lo tanto, calculamos la cantidad de CO₂ biogénico que necesitará esta planta para la producción de metanol verde en Huelva:

ton CO ₂ /ton metanol	Metanol producido (ton)	CO ₂ necesario para la planta (ton)	Fuentes
1,38	300.000	414.000	(Cepsa,2024) (Decarbonization Technology, s.f.)

Tabla 50: Cálculo consumo CO₂ planta metanol

Por lo tanto, esta planta necesitará más de 400.000 toneladas de CO₂ para producir 300.000 toneladas de metanol verde. Por lo tanto, parece una opción viable vender el CO₂ biogénico producido en la planta de biometano a esta planta, así, nos estaríamos asegurando que su uso sigue destinado a una producción no contaminante, y estaríamos a reducir las emisiones tanto de nuestra planta, como de la de metanol verde.

Capítulo 7. CONCLUSIONES

El trabajo fin de máster busca realizar un análisis detallado sobre la viabilidad de producir biogás y biometano a partir de residuos orgánicos en la provincia de Huelva, destacando tanto su potencial económico como ambiental. A través del Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (PRTR), se identificaron más de 80 complejos industriales con residuos en Huelva, de los cuales 39 generan residuos orgánicos adecuados para la producción de biogás. Estos residuos se clasificaron en tres categorías principales: lodos, residuos sólidos urbanos (MSW) y residuos de alimentos y vegetales (FWW), cada uno con sus propias características y potencial de producción de biogás.

El análisis técnico de los diferentes métodos de digestión anaerobia, incluyendo la mono-digestión y la co-digestión, demostró que la co-digestión de lodos con residuos de frutas y verduras (FWW) y residuos sólidos urbanos (OFMSW) es especialmente eficaz. Este enfoque incrementa significativamente la producción de biogás y biometano. En particular, el caso III, que utiliza esta combinación, mostró un aumento del 57,7% en la producción de biogás comparado con la mono-digestión, alcanzando una producción anual de 10.970.838 m³ de biogás y 6.582.503 m³ de biometano.

El estudio económico del proyecto revela una rentabilidad. El Valor Actual Neto (VAN) es de 2.498.017 euros, lo que indica que el proyecto generará un valor adicional significativo por encima del coste de la inversión inicial. La Tasa Interna de Retorno del Proyecto (IRR-P) es del 12% en un periodo de 25 años, y la Tasa Interna de Retorno del Equity (IRR-E) es aún más alta, alcanzando el 21% en el mismo periodo. Además, el proyecto muestra una buena capacidad para cubrir el servicio de la deuda, con un Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda (DSCR) promedio de 1,82. Esto sugiere que el proyecto no solo es financieramente viable, sino también una atractiva oportunidad de inversión para los stakeholders.

Desde una perspectiva ambiental, el proyecto tiene un impacto positivo significativo. La producción de biogás y biometano a partir de residuos orgánicos ayuda a reducir la emisión de gases de efecto invernadero al evitar la descomposición de residuos en vertederos, lo cual produce metano, un gas con un efecto invernadero mucho más potente que el dióxido de carbono. Además, la producción de biometano puede sustituir a la producción de gas natural, evitando así emisiones. Se estima que el proyecto reducirá las emisiones en 136.232 toneladas de CO₂-eq al año.

El proyecto también promueve la economía circular y la sostenibilidad en la región de Huelva. Al convertir residuos orgánicos en energía renovable, se maximiza el uso de recursos y se minimiza el desperdicio, alineándose con los principios de la economía circular. Esto no solo beneficia al medio ambiente, sino que también puede generar nuevos empleos y oportunidades económicas en la región. Además, la implementación de este proyecto puede servir como modelo replicable para otras regiones, incentivando la adopción de tecnologías sostenibles y la gestión eficiente de residuos.

En resumen, el proyecto de producción de biogás y biometano en Huelva no solo es económicamente viable y rentable, sino que también ofrece importantes beneficios ambientales y sociales. Al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y promover una gestión sostenible de los residuos, el proyecto contribuye significativamente a los objetivos de sostenibilidad y desarrollo económico de la región. Estos resultados subrayan la importancia de iniciativas similares en otras áreas, destacando el papel crucial de las energías renovables y la economía circular en la lucha contra el cambio climático y la promoción del desarrollo sostenible.

Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

- (1) Adnan, A. I., Ong, M. Y., Nomanbhay, S., Chew, K. W., & Show, P. L. (2019). *Technologies for Biogas Upgrading to Biomethane: A Review*. *Bioengineering*. <https://doi.org/10.3390/bioengineering6040092>
- (2) Agbar Agriculture (2024). *Balance de la campaña de aguacate 2022/2023 y desafíos de futuro*. <https://agbaragriculture.com/balance-campana-de-aguacate-2022-2023-y-desafios-de-futuro/>
- (3) Aguilera, E. A. R. (2017). *Generación de biogás mediante el proceso de digestión anaerobia, a partir del aprovechamiento de sustratos orgánicos*. *Revista Científica FAREM Estelí*. <https://camjol.info/index.php/FAREM/article/view/5552/5248>
- (4) Akbulut, A., Arslan, O., Arat, H., & Erbaş, O. (2021). *Important aspects for the planning of biogas energy plants: Malatya case study*. *Case Studies In Thermal Engineering*, 26, 101076. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2021.101076>
- (5) Alcaraz, C. (2024). *Conexión de las plantas de biometano con la red de gas - KPMG Tendencias*. KPMG Tendencias. <https://www.tendencias.kpmg.es/2024/05/conexion-plantas-biometano-red-gas/>
- (6) Andalucía (s.f). *Los berries onubenses: Fresa de Huelva y Fresón de Palos*. (s. f.). Web Oficial de Turismo de Andalucía. <https://www.andalucia.org/es/los-berries-onubenses-fresa-de-huelva-y-freson-de-palos>
- (7) Azarmanesh, R., Qaretapeh, M. Z., Zonoozi, M. H., Ghiasinejad, H., & Zhang, Y. (2023). *Anaerobic co-digestion of sewage sludge with other organic wastes: A comprehensive review focusing on selection criteria, operational conditions, and microbiology*. *Chemical Engineering Journal Advances*. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2023.100453>
- (8) Barberán, D. P. (2024). *Desulfuración en Plantas de Biogás*. *Promindsa*. <https://promindsa.com/desulfuracion-en-plantas-de-biogas/>

- (9) Bayona Albalate, Marcos (2021). *Pretratamientos físico-químicos de residuos agrícolas para la obtención de biocombustibles*.
<https://zaguan.unizar.es/record/108857/files/TAZ-TFG-2021-3518.pdf>
- (10) BIP (2023). *INSIGHTS INTO THE CURRENT COST OF BIOMETHANE PRODUCTION FROM REAL INDUSTRY DATA*. https://bip-europe.eu/wp-content/uploads/2023/10/BIP_TF4-study_Full-slidedeck_Oct2023.pdf
- (11) Bora, A. P., Gupta, D. P., & Durbha, K. S. (2020). *Sewage sludge to bio-fuel: A review on the sustainable approach of transforming sewage waste to alternative fuel*. *Fuel*, 259, 116262. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116262>
- (12) González Cabrera, Ana María (2014). *Estudio técnico-económico para la producción de biogás a partir de residuos agrícolas mediante digestión anaerobia*. Depósito de Investigación Universidad de Sevilla.
<https://idus.us.es/handle/11441/27048>
- (13) Bioenergy Europe (2023). *Statistical Report 2023*.
https://bioenergyeurope.org/statistical_report_2022/
- (14) Calero, M., Godoy, V., Heras, C. G., Lozano, E., Arjandas, S., & Martín-Lara, M. A. (2023). *Current state of biogas and biomethane production and its implications for Spain*. *Sustainable Energy & Fuels*. <https://doi.org/10.1039/d3se00419h>
- (15) CEC (s.f). *EMISIONES ATMOSFÉRICAS - DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS EN AMÉRICA DEL NORTE*. [http://www.cec.org/sites/default/napp/es/greenhouse-gases.php#:~:text=Respecto%20a%20la%20tasa%20de,\(420%20kg%20FMWh\)](http://www.cec.org/sites/default/napp/es/greenhouse-gases.php#:~:text=Respecto%20a%20la%20tasa%20de,(420%20kg%20FMWh))
- (16) Cepsa (2021). *Cepsa inicia su actividad en el desarrollo de plantas de producción de biometano a partir de residuos agrícolas y ganaderos*.
<https://www.cepsa.com/es/prensa/cepsa-inicia-el-desarrollo-de-plantas-de-produccion-de-biometano>
- (17) Cepsa (2024). *Cepsa y C2X convertirán al Puerto de Huelva en el principal hub de metanol verde de Europa*. *CEPSA.com*. <https://www.cepsa.com/es/prensa/el-puerto-de-huelva-sera-el-hub-de-metanol-verde-en-europa>
- (18) Chow, W. L., Chong, S., Lim, J. W., Chan, Y. J., Chong, M. F., Tiong, T. J., Chin, J. K., & Pan, G. (2020). *Anaerobic Co-Digestion of Wastewater Sludge: A Review of*

- Potential Co-Substrates and Operating Factors for Improved Methane Yield..*
<https://doi.org/10.3390/pr8010039>
- (19) CIEMAT, NATURGY y PWC (2022). *El biogás y el biometano como palanca clave en la descarbonización de la economía española.*
<https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/el-biogas-y-el-biometano-como-palanca-clave-en-la-descarbonizacion-de-la-economia-espanola/>
- (20) Consejo Europeo (2024). *Objetivo 55.*
<https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/fit-for-55/>
- (21) Cuna de Platero (2020). *Calendarios de producción | Cuna de Platero. Cuna de Platero | Cuna de Platero, Sociedad Cooperativa Andaluza Dedicada A la Frutas Como Fresas, Frambuesas, Mora, Arándano y Melocotón.*
<https://cunadeplatero.net/calendarios-de-produccion/>
- (22) Decarbonisation Technology (s.f.). *Conversion of CO2 to methanol.* (s. f.).
[https://decarbonisationtechnology.com/article/162/conversion-of-co2-to-methanol#:~:text=Accordingly%2C%20about%201.38%20t%20of,assuming%20CO2%20is%20available\)](https://decarbonisationtechnology.com/article/162/conversion-of-co2-to-methanol#:~:text=Accordingly%2C%20about%201.38%20t%20of,assuming%20CO2%20is%20available))
- (23) Depuración (s. f.). *Aguas de Huelva.* <https://www.aguashuelva.com/depuracion>
- (24) EBA (s.f.). *RED II from the biogas perspective.* <https://www.europeanbiogas.eu/32-of-renewable-energy-in-2030-the-agreement-is-confirmed/>
- (25) EBA (2022a). *Biogenic CO2 from the biogas industry. A mature business opportunity to enhance sustainable carbon cycles and untap the circularity and climate benefits of biogas production.* https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/10/Biogenic-CO2-from-the-biogas-industry_Sept2022-1.pdf
- (26) EBA (2022b). *EBA STATISTICAL REPORT 2022 – OPEN INTERACTIVE VERSION.* <https://www.europeanbiogas.eu/SR-2022/EBA/#our>
- (27) EBA (2023a). *EBA Statistical Report. Launch Webinar.*
<https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2023/12/EBA-Statistical-Report-2023-Launch-webinar.pdf>
- (28) EBA (2023b). *New record for biomethane production in Europe shows EBA/GIE Biomethane Map 2022-2023* <https://www.europeanbiogas.eu/strongnew-record-for-biomethane-production-in-europebrshows-eba-gie-biomethane-map-2022-2023-strong/>

- (29) Enagás. (s. f.). *Garantías de origen - Información general - Enagás*. Enagás. <https://www.enagas.es/es/gestion-tecnica-sistema/informacion-general/garantias-origen/>
- (30) Enagás (2023a). *Comienza la inyección de biometano en La Galera, la primera conexión privada a la red de transporte de gas*. Enagás. <https://www.enagas.es/es/sala-comunicacion/actualidad/notas-prensa/2023-04-28-np-inicio-inyeccion-biometano-la-galera/>
- (31) ENAGAS (2023b). *El Sistema Gasista Español Informe 2023*. <https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/sala-de-comunicacion/publicaciones/informe-sistema-gasista/informe-sistema-gasista-espa%C3%B1ol-2023.pdf>
- (32) EWM (s.f.). *Cambio climático | EWM Soluciones*. (s. f.). <https://www.ewmsoluciones.com/cambio-climatico/>
- (33) Ferdeş, M., Paraschiv, G., Ionescu, M., Dincă, M. N., Moiceanu, G., & Zăbavă, B. Ş. (2023). *Anaerobic Co-Digestion: A Way to Potentiate the Synergistic Effect of Multiple Substrates and Microbial Diversity*. <https://doi.org/10.3390/en16052116>
- (34) Frutas manzano (2019). *Aguacates*. <https://www.frutasmanzano.com/productos/aguacates/#:~:text=VARIEDADES%20DE%20AGUACATE%20Y%20TEMPORADA%20DE%20PRODUCCION%20FUERTE%20DESDE%20MEDIADOS%20DE%20SEPTIEMBRE,Febrero%20hasta%20Abril%20ambos%20inclusive>
- (35) Food and Agriculture Organization of the United Nations. (s. f.). *Pérdida y desperdicio de alimentos. Portal de apoyo a las políticas y la gobernanza. Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura. Policy Support and Governance*. <https://www.fao.org/policy-support/policy-themes/food-loss-food-waste/es/>
- (36) Food and Agriculture Organization of the United Nations. (2022). *Food Loss and Waste Database | Technical Platform on the Measurement and Reduction of Food Loss and Waste | Food and Agriculture Organization of the United Nations*. FoodLossWaste. <https://www.fao.org/platform-food-loss-waste/flw-data/en/>

- (37) Freshuelva (s.f.). *Asociación Onubense de Productores y Exportadores de Fresas*.
<https://freshuelva.es/>
- (38) GECF (2024). *Global Gas Outlook 2050. Gas Exporting Countries Forum*.
<https://www.gecf.org/resources/files/pages/global-gas-outlook-2050/gecf-global-gas-outlook-20231.pdf>
- (39) Genia Bioenergy (s. f.a). *Biometano vehicular a partir de lodos de depuradora urbana* | <https://geniabienergy.com/biometano-a-partir-de-lodos-de-depuradora/>
- (40) Genia Bioenergy (s. f.b). *Biometano para inyección en redes de gas natural - Genia Bioenergy*. <https://geniabienergy.com/biometano-para-inyeccion-en-red-gasista/>
- (41) Genia Bioenergy (2022). *El incremento de plantas de biometano en España*.
<https://geniabienergy.com/incremento-de-plantas-de-biometano-en-espana/>
- (42) iAgua, R. (2024). *Así están impulsando las EDAR la revolución del biogás en España*. iAgua. <https://www.iagua.es/noticias/redaccion-iagua/asi-estan-impulsando-edar-revolucion-biogas-espana>
- (43) IEA (2020a). *Outlook for biogas and biomethane: Prospects for organic growth, IEA, Paris*. <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth>,
- (44) IEA (2020b). *Current cost of CO2 capture for carbon removal technologies by sector – Charts – Data & Statistics - IEA*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/current-cost-of-co2-capture-for-carbon-removal-technologies-by-sector>
- (45) IEA (2024). *Renewables 2023, IEA, Paris*.
<https://www.iea.org/reports/renewables-2023>,
- (46) IDAE (s.f). *PROGRAMA DE INCENTIVOS A PROYECTOS SINGULARES DE INSTALACIONES DE BIOGÁS*. <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/programa-de-incentivos-proyectos-singulares-de-instalaciones-de-biogas>
- (47) IDAE (2020). *Situación y Potencial de Generación de Biogás: Estudio técnico PER 2011-2020*.
https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e16_biogas_db43a675.pdf
- (48) Junta de Andalucía (2023a). *AFORO DE PRODUCCIÓN DE CÍTRICOS EN ANDALUCÍA CAMPAÑA 2023-2024*.

- https://www.juntadeandalucia.es/sites/default/files/inline-files/2023/09/Estimaci%C3%B3n_C%C3%8DTRICOS_2023_24.pdf
- (49) Junta de Andalucía (2023b). *Observatorio de Precios y Mercados. Aguacate*.
<https://www.juntadeandalucia.es/agriculturaypesca/observatorio/servlet/FrontController?action=RecordContent&table=11114&element=4548968&subsector=&#:~:text=Documento%20adjunto,-Ver%20documento,-VOLVER>
- (50) Junta de Andalucía (2023c). *Observatorio de Precios y Mercados. Mango*.
<https://ws128.juntadeandalucia.es/agriculturaypesca/observatorio/servlet/FrontController?action=RecordContent&table=11114&element=4674854&subsector=&>
- (51) Kabeyi, M. J. B., Olanrewaju, O. A. (2024). *Biomethane Production and Applications*. *En IntechOpen eBooks*. <https://doi.org/10.5772/intechopen.112059>
- (52) Karki, R., Chuenchart, W., Surendra, K., Shrestha, S., Raskin, L., Sung, S., Hashimoto, A., & Khanal, S. K. (2021). *Anaerobic co-digestion: Current status and perspectives*. *Bioresource Technology*. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2021.125001>
- (53) Kasinath, A., Fudala-Ksiazek, S., Szopinska, M., Bylinski, H., Artichowicz, W., Remiszewska-Skwarek, A., & Luczkiewicz, A. (2021). *Biomass in biogas production: Pretreatment and codigestion*. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111509>
- (54) Fraunhofer ISE (2021). *Levelized Cost of Electricity: Renewable Energy Technologies*. *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE*.
<https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html>
- (55) Kovačić, Đ., Lončarić, Z., Jović, J., Samac, D., Popović, B., & Tišma, M. (2022). *Digestate Management and Processing Practices: A Review*. *Applied Sciences*.
<https://doi.org/10.3390/app12189216>
- (56) Kumari, M., & Chandel, M. K. (2023). *Anaerobic Co-digestion of sewage sludge and organic fraction of municipal solid waste: Focus on mix ratio optimization and synergistic effects*. *Journal Of Environmental Management*, 345, 118821.
<https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2023.118821>
- (57) Kunatsa, T., & Xia, X. (2022). *A review on anaerobic digestion with focus on the role of biomass co-digestion, modelling and optimisation on biogas production and*

- enhancement. *Bioresource Technology*, 344, 126311.
<https://doi.org/10.1016/j.biortech.2021.126311>
- (58) Kunz, A., Steinmetz, R. L. R., & Amaral, A. C., DO. (2022). *Fundamentals of anaerobic digestion, biogas purification, use and treatment of digestate*.
<https://repositorioslatinoamericanos.uchile.cl/handle/2250/4089077>
- (59) M. Martínez H. C., & Yaser, G. L. (2016). *Utilización de pre-tratamientos básicos y específicos para la producción de biogás. Revisión y análisis*. scielo.sld.cu.
<https://doi.org/10.13140/RG.2.2.34865.99688>
- (60) Masiá Ciscar (2021). *Productores y Distribuidores de cítricos - Producción de Naranjas, Clementinas y Limas. Masiá Ciscar: Productor y Comercializador de Frutas - las Palmeritas*. <https://www.masiaciscar.es/productos/citricos/>
- (61) Meegoda JN, Li B, Patel K, Wang LB (2018). *A Review of the Processes, Parameters, and Optimization of Anaerobic Digestion*. *Int J Environ Res Public Health*. <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC6210450/>
- (62) MITECO (2022). *Hoja de ruta del biogás*.
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es-es/Novedades/Documents/00HR_Biogas_V6.pdf
- (63) MITECO (2024). *GUÍA PARA EL CÁLCULO DE LA HUELLA DE CARBONO Y PARA LA ELABORACIÓN DE UN PLAN DE MEJORA DE UNA ORGANIZACIÓN*.
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/guia_huella_carbono_tcm30-479093.pdf
- (64) Morales Polo, Carlos (2019). *CO-DIGESTIÓN ANAEROBIA Y PRETRATAMIENTOS DE RESIDUOS AGROALIMENTARIOS CON FANGOS UASB DE DEPURADORA. CARACTERIZACIÓN BMP Y ANÁLISIS*. Escuela Técnica Superior de Ingeniería - ICAI. <https://files.griddo.comillas.edu/tesis-carlos-morales.pdf>
- (65) Naturgy (2024). *Gas renovable*. <https://www.naturgy.com/conocenos-naturgy/la-energia/gas/gas-renovable/>
- (66) Nedgia (s.f.). *Gas natural: Qué es y características principales*. (s. f.). Nedgia.
<https://www.nedgia.es/caracteristicas-gas-natural/>
- (67) Panigrahi, S., & Dubey, B. K. (2019). *A critical review on operating parameters and strategies to improve the biogas yield from anaerobic digestion of organic fraction*

- of municipal solid waste. Renewable Energy.*
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.05.040>
- (68) Paranjpe, A., Saxena, S., & Jain, P. (2023). *A Review on Performance Improvement of Anaerobic Digestion Using Co-Digestion of Food Waste and Sewage Sludge. Journal Of Environmental Management, 338, 117733.*
<https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2023.117733>
- (69) Pavi, S., Kramer, L. E., Gomes, L. P., & Miranda, L. A. S. (2017). *Biogas production from co-digestion of organic fraction of municipal solid waste and fruit and vegetable waste. Bioresource Technology, 228, 362-367.*
<https://doi.org/10.1016/j.biortech.2017.01.003>
- (70) PNIEC (2023). *BORRADOR DE ACTUALIZACIÓN DEL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2023-2030.*
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/_layouts/15/Borrador%20para%20la%20actualizaci%C3%B3n%20del%20PNIEC%202023-2030-64347.pdf
- (71) REPSOL (2021) *Repsol produce por primera vez hidrógeno renovable a partir de biometano.* <https://www.repsol.com/es/sala-prensa/notas-prensa/2021/repsol-produce-por--primera-vez-hidrogeno-renovable-a-partir-de-/index.cshtml>
- (72) REPSOL (2023). *Residuos orgánicos: ¿Qué son y cómo tratarlos?*
<https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/residuos-organicos/index.cshtml#:~:text=Generaci%C3%B3n%20de%20gases%20de%20efecto,que%20el%20di%C3%B3xido%20de%20carbono.>
- (73) REPSOL (2024a). *Repsol entra en la producción de biometano con la adquisición del 40% de Genia Bioenergy.* <https://www.repsol.com/es/sala-prensa/notas-prensa/2024/repsol-entra-produccion-biometano-adquisicion-40-por-ciento-genia-bioenergy/index.cshtml>
- (74) Repsol (2024b). *¿Qué es el gas natural?* REPSOL.
<https://www.repsol.es/particulares/asesoramiento-consumo/que-es-gas-natural/>
- (75) Retema (2021). *Proyecto de gas renovable Elena: abriendo el camino del futuro.*
<https://retema.es/articulos-reportajes/proyecto-de-gas-renovable-elena-abriendo-el-camino-del-futuro>

- (76) Sedigas (s. f.). *Valdemingomez - Proyectos | Gas renovable*.
<https://www.gasrenovable.org/proyecto/valdemingomez/>
- (77) Sedigas (2023a). *Plantas de Biometano Operativas en España. Inyección a la red gasista de transporte y distribución*. <https://estudio-biometano.sedigas.es/wp-content/uploads/2023/12/mapa-biometano-espana-2023.pdf>
- (78) Sedigas (2023b). *Estudio de la capacidad de producción de biometano en España, 2023*. <https://estudio-biometano.sedigas.es/wp-content/uploads/2023/01/sedigas-informe-potencial-biometano-2023-resumen-ejecutivo.pdf>
- (79) Şenol, H. (2021). *Methane yield prediction of ultrasonic pretreated sewage sludge by means of an artificial neural network*. *Energy*, 215, 119173.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119173>
- (80) SIMA (s. f.). *Instituto de Estadística y Cartografía de Andalucía*.
<https://www.juntadeandalucia.es/institutodeestadisticaycartografia/sima/ficha.htm?mun=21041>
- (81) Siu, A. (2014). *An Analysis of Food Waste in Ontario's Domestic Fresh Strawberry Supply Chain*. <https://yorkspace.library.yorku.ca/items/89e5b90e-d086-4766-be97-c76d812912f9>
- (82) Stephanie, G. R., & Germán, A. R. (2017). *Análisis comparativo sobre las tecnologías de la digestión anaerobia húmeda y seca*.
<https://bibliotecadigital.usb.edu.co/server/api/core/bitstreams/34e030a3-00da-484d-adbb-5359e3118632/content>
- (83) Sourav Roy, Livleen Shukla y Sandeep Kumar Singh (2020). *PRE-TREATMENT AND VALUE-ADDED PRODUCTS OF LIGNOCELLULOSIC WASTE: A REVIEW*.
[https://www.plantarchives.org/20-2/3431-3438%20\(6903\).pdf](https://www.plantarchives.org/20-2/3431-3438%20(6903).pdf)
- (84) TTF (s.f). *Contratos de futuros para Dutch TTF Natural Gas Calendar Month Futures — TradingView*. TradingView. <https://es.tradingview.com/symbols/NYMEX-TTF1%21/contracts/>
- (85) Toraman Ezgi, Hilal (2024). *Alternative Fuels from Biomass Sources*. Pennsylvania State University. <https://batch.libretexts.org/print/Letter/Finished/eng-48536/Full.pdf>
- (86) Tuset, S. (2021). *Tratamiento del biogás | Condorchem Enviro Solutions*. Condorchem Enviro Solutions. <https://condorchem.com/es/blog/tratamiento-del-biogas/>

- (87) Uddin, M. M., & Wright, M. M. (2022). *Anaerobic digestion fundamentals, challenges, and technological advances. Physical Sciences Reviews.*
<https://doi.org/10.1515/psr-2021-0068>
- (88) UE Energy (2022). *Biomethane.* https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biomethane_en
- (89) UE Energy (2023). *Renewable Energy Directive.*
https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en
- (90) Zurdo, J. P (2024). *España, tierra prometida para el desarrollo de biometano purificado a partir de residuos. El País.*
<https://elpais.com/economia/branded/economia-circular/2024-04-01/espana-tierra-prometida-para-el-desarrollo-de-biometano-purificado-a-partir-de-residuos.html>

ANEXO I: LISTA FÁBRICAS SELECCIONADAS PRTR

Nombre del complejo	Dirección	Código postal	Provincia	Comunidad autónoma
PLANTA DE PRODUCCIÓN DE BIODIÉSEL (GUNVOR ESPAÑA, S.L.)	INDUSTRIAL NUEVO PUERTO, PARCELAS	21810	Huelva	Andalucía
PROYECTO DE RIOTINTO	LA DEHESA,	21660	Huelva	Andalucía
CENTRO DE FABRICACIÓN DE PRODUCTOS DESTINADOS A LA NUTRICIÓN VEGETAL Y ANIMAL	INDUSTRIAL NUEVO PUERTO, PARCELA N°	21819	Huelva	Andalucía
BASE POSEIDÓN	DE LOS AMERICANOS, S/N POL 44 / PARC II	21130	Huelva	Andalucía
INSTALACIÓN DE ALMACENAMIENTO TEMPORAL DE RESIDUOS PELIGROSOS	INDUSTRIAL LOS BERMEJALES, PARCELA	21840	Huelva	Andalucía
FÁBRICA DE BIODIÉSEL "LA RÁBIDA"	GOBERNADOR ÁNGEL HORCAJADAS. POL. IND. NUEVO PUERTO,	21810	Huelva	Andalucía
MINA MAGDALENA	HU-7104 KM	21350	Huelva	Andalucía
CENTRO SOTIEL	A-496, KM.	21300	Huelva	Andalucía
CENTRO DE NUTRICIÓN ANIMAL Y VEGETAL	FRANCISCO MONTENEGRO	21001	Huelva	Andalucía

EDAR PUNTA UMBRÍA	A-5050 HUELVA-PUNTA UMBRÍA	21100	Huelva	Andalucía
CENTRO DE TRATAMIENTO DE RSU DE EL ANDÉVALO	THARSIS - LA PUEBLA DE GUZMÁN A-476, P.K.	21550	Huelva	Andalucía
EL RONCADERO	EL RONCADERO	21595	Huelva	Andalucía
EXPLOTACION PORCINA INTENSIVA	FINCA LAS CUMBRES POLIGONO 18 PARC 8 RECINTO 5	21300	Huelva	Andalucía
LIPIDOS SANTIGA HUELVA S.L	TORRE ARENILLAS, PUERTO EXTERIOR DE HUELVA	21810	Huelva	Andalucía
CÍTRICOS DEL ANDÉVALO, S.A.	LEPE, KM. 4. FINCA LA DEHESILLA	21540	Huelva	Andalucía
FÁBRICA DE FERTILIZANTES LÍQUIDOS	NIEBLA-BONARES, KM 1,8. POLÍGONO LOS BERMEJALES	21840	Huelva	Andalucía
GRANJA AVÍCOLA MÁRQUEZ, C.B.	A-472, KM 29	21860	Huelva	Andalucía
EDAR DE HUELVA	MARISMAS DEL PINAR	21002	Huelva	Andalucía
EDAR ANTILLA	EL TERRON LA ANTILLA	21440	Huelva	Andalucía
CENTRAL TÉRMICA DE CICLO COMBINADO DE PALOS DE LA FRONTERA	DEL GOBERNADOR ÁNGEL HORCAJADAS	21810	Huelva	Andalucía
PLANTA DE ALMACENAMIENTO Y REGASIFICACIÓN DE HUELVA	NUEVO PUERTO	21810	Huelva	Andalucía

IGCAR INDUSTRIES, S.L.	A-476, KM 26,7	21660	Huelva	Andalucía
MATADERO DE CUMBRES MAYORES, S.A.	COMARCAL FUENTES DE LEÓN	21380	Huelva	Andalucía
COMERCIAL JABU, S.L.	MARQUÉS DE ARACENA, 1	21360	Huelva	Andalucía
ELECTROQUÍMICA ONUBENSE SL	NUEVO PUERTO	21810	Huelva	Andalucía
TRATAMIENTO DE ACEITES Y MARPOLES, S.L.U. (TRACEMAR, S.L.U.)	PUERTO EXTERIOR. APTDO 1382	21810	Huelva	Andalucía
FÁBRICA DE HUELVA (ATLANTIC COPPER, S.L.U.)	FRANCISCO MONTENEGRO	21001	Huelva	Andalucía
TIOXIDE EUROPE, S.L.	GOBERNADOR ANGEL HORCAJADAS. NUEVO PUERTO	21810	Huelva	Andalucía
ALGRY QUÍMICA, S.L.	NUEVO PUERTO, PARCELA 3 - APDO. CORREOS 585	21810	Huelva	Andalucía
SÁNCHEZ ROMERO CARVAJAL JABUGO, S.A.	SAN JUAN DEL PUERTO	21290	Huelva	Andalucía
FÁBRICA DE PALOS DE LA FRONTERA (CEPSA QUÍMICA)	NUEVO PUERTO	21810	Huelva	Andalucía
COMPLEJO INDUSTRIAL DE HUELVA	A-472,	21007	Huelva	Andalucía
FÁBRICA DE PALOS (FERTIBERIA, S.A.)	NUEVO PUERTO. C/ GOBERNADOR ANGEL HORCAJADAS	21810	Huelva	Andalucía

FÁBRICA DE HUELVA (FERTIBERIA, S.A.)	PUNTA DEL SEBO - AVDA. FRANCISCO MONTENEGRO	21001	Huelva	Andalucía
CENTRAL TÉRMICA CRISTÓBAL COLÓN	FRANCISCO MONTENEGRO	21001	Huelva	Andalucía
REFINERÍA LA RÁBIDA	NUEVO PUERTO	21810	Huelva	Andalucía
BEFESA GESTIÓN DE RESIDUOS INDUSTRIALES S.L.	NERVA-EL MADROÑO, KM. 0,8 (APTDO. N° 20)	21670	Huelva	Andalucía
MATADERO LA JABUGUEÑA, S.L.	NACIONAL 435, KM 131,8	21369	Huelva	Andalucía
FÁBRICA DE NIEBLA (SOCIEDAD DE CEMENTOS Y MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN DE ANDALUCÍA, S.A.)	DE BONARES	21840	Huelva	Andalucía

ANEXO II: MODELO ECONÓMICO

Profit & Losses			0	1	2	3
Raw Biogas Production (MWh)	1.755.334,08		0,00	70.213,36	70.213,36	70.213,36
Raw Biomethane Production (MWh)	1.053.200,45		0,00	42.128,02	42.128,02	42.128,02
Raw Biogenic CO2 Production (ton)	217.222,59		0,00	8.688,90	8.688,90	8.688,90
Degradation (%)	0%		0%	100%	99%	99%
Biogas Production (MWh)	1.641.588,43		0,00	70.213,36	69.511,23	69.160,16
Biomethane Production (MWh)	984.953,06		0,00	42.128,02	41.706,74	41.496,10
Biogenic CO2 Production (ton)	203.146,57		0,00	8.688,90	8.602,01	8.558,57
Biomethane Revenue (EUR)	84.705.963,10		0,00	3.623.009,54	3.586.779,45	3.568.664,40
Biogenic CO2 Revenue (EUR)	30.471.985,27		0,00	1.303.335,55	1.290.302,20	1.283.785,52
Total Revenue (EUR)	115.177.948,38		0,00	4.926.345,10	4.877.081,65	4.852.449,92
Fixed OPEX (EUR)			0,00	947.880,40	947.880,40	947.880,40
Variable OPEX (EUR)			0,00	280.853,45	278.044,92	276.640,65
Transport Substrate Cost (EUR)			0,00	912.773,72	903.645,98	899.082,12
Total OPEX (EUR)	51.604.013,44		0,00	2.141.507,58	2.129.571,31	2.123.603,17
EBITDA (EUR)	63.573.934,94		0,00	2.784.837,52	2.747.510,34	2.728.846,75
Depreciation (EUR)			0,00	947.880,40	947.880,40	947.880,40
Accrued Grant (EUR)			0,00	0,00	0,00	284.364,12
EBIT (EUR)	46.417.299,64		0,00	1.836.957,12	1.799.629,94	2.065.330,47
Interest (EUR)			976.785,27	976.785,27	931.177,05	534.987,97
EBT (EUR)	39.431.644,68		-976.785,27	860.171,84	868.452,89	1.530.342,50
Taxes (EUR)			0,00	215.042,96	217.113,22	382.585,63
Net Income (EUR)	29.329.537,19		-976.785,27	645.128,88	651.339,67	1.147.756,88
Project IRR			0	1	2	3
CAPEX (EUR)			-23.697.010,09	0,00	0,00	0,00
Grant (EUR)			0,00	0,00	7.109.103,03	0,00
EBITDA (EUR)			0,00	2.784.837,52	2.747.510,34	2.728.846,75
D&A (EUR)			0,00	-947.880,40	-947.880,40	-1.232.244,52
NOPAT (EUR)	55.239.797,42		0,00	2.325.598,24	2.297.602,86	2.354.696,19
FCF-Project (EUR)	38.651.890,36		-23.697.010,09	2.325.598,24	9.406.705,88	2.354.696,19
IRR-Project (%)	6%	12%				
	10y	25y				
Dis rate	10%		1,00	0,91	0,83	0,75
LCOB	116,49					
Equity IRR			0	1	2	3
CAPEX (EUR)			-23.697.010,09	0,00	0,00	0,00
Debt (EUR)			19.934.393,35	0,00	0,00	0,00
EBITDA (EUR)			0,00	2.784.837,52	2.747.510,34	2.728.846,75
Taxes (EUR)			0,00	-215.042,96	-217.113,22	-382.585,63
Debt Service (EUR)			-976.785,27	-1.907.565,45	-1.907.565,45	-1.155.309,93
FCF-Equity (EUR)	29.898.265,43		-4.739.402,02	662.229,11	622.831,67	1.190.951,19
IRR-Equity (%)	16%	21%				
	10y	25y				
Debt Service			0	1	2	3
Principal BoP	19.934.393,35		19.934.393,35	19.934.393,35	19.003.613,17	10.918.121,74
Payment (EUR)	26.920.048,31		976.785,27	1.907.565,45	9.016.668,48	1.155.309,93
Interest (EUR)	6.985.654,96		976.785,27	976.785,27	931.177,05	534.987,97
Principal (EUR)	12.825.290,32		0,00	930.780,18	976.388,40	620.321,97
Grant (EUR)			0,00	0,00	7.109.103,03	0,00
Principal EoP (EUR)	0,00		19.934.393,35	19.003.613,17	10.918.121,74	10.297.799,77
FCF Available to Debt Service (EUR)			0,00	2.569.794,56	9.639.500,14	2.346.261,12
	Minimum	Average				
DSCR (x)	1,07x	1,82		1,35x	1,07x	2,03x

4	5	6	7	8	9	10	11	12
70.213,36	70.213,36	70.213,36	70.213,36	70.213,36	70.213,36	70.213,36	70.213,36	70.213,36
42.128,02	42.128,02	42.128,02	42.128,02	42.128,02	42.128,02	42.128,02	42.128,02	42.128,02
8.688,90	8.688,90	8.688,90	8.688,90	8.688,90	8.688,90	8.688,90	8.688,90	8.688,90
98%	98%	97%	97%	96%	96%	95%	95%	94%
68.809,10	68.458,03	68.106,96	67.755,90	67.404,83	67.053,76	66.702,70	66.351,63	66.000,56
41.285,46	41.074,82	40.864,18	40.653,54	40.442,90	40.232,26	40.021,62	39.810,98	39.600,34
8.515,13	8.471,68	8.428,24	8.384,79	8.341,35	8.297,90	8.254,46	8.211,01	8.167,57
3.550.549,35	3.532.434,30	3.514.319,26	3.496.204,21	3.478.089,16	3.459.974,11	3.441.859,07	3.423.744,02	3.405.628,97
1.277.268,84	1.270.752,17	1.264.235,49	1.257.718,81	1.251.202,13	1.244.685,45	1.238.168,78	1.231.652,10	1.225.135,42
4.827.818,20	4.803.186,47	4.778.554,74	4.753.923,02	4.729.291,29	4.704.659,57	4.680.027,84	4.655.396,12	4.630.764,39
947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40
275.236,38	273.832,12	272.427,85	271.023,58	269.619,31	268.215,05	266.810,78	265.406,51	264.002,25
894.518,25	889.954,38	885.390,51	880.826,64	876.262,77	871.698,90	867.135,04	862.571,17	858.007,30
2.117.635,03	2.111.666,90	2.105.698,76	2.099.730,63	2.093.762,49	2.087.794,36	2.081.826,22	2.075.858,08	2.069.889,95
2.710.183,16	2.691.519,57	2.672.855,98	2.654.192,39	2.635.528,80	2.616.865,21	2.598.201,62	2.579.538,03	2.560.874,44
947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40
284.364,12	284.364,12	284.364,12	284.364,12	284.364,12	284.364,12	284.364,12	284.364,12	284.364,12
2.046.666,88	2.028.003,29	2.009.339,70	1.990.676,11	1.972.012,52	1.953.348,93	1.934.685,34	1.916.021,75	1.897.358,16
504.592,19	472.707,02	439.259,48	404.173,00	367.367,30	328.758,11	288.257,07	245.771,48	201.204,09
1.542.074,69	1.555.296,27	1.570.080,22	1.586.503,10	1.604.645,22	1.624.590,82	1.646.428,27	1.670.250,27	1.696.154,07
385.518,67	388.824,07	392.520,06	396.625,78	401.161,31	406.147,71	411.607,07	417.562,57	424.038,52
1.156.556,02	1.166.472,20	1.177.560,17	1.189.877,33	1.203.483,92	1.218.443,12	1.234.821,21	1.252.687,71	1.272.115,55
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.710.183,16	2.691.519,57	2.672.855,98	2.654.192,39	2.635.528,80	2.616.865,21	2.598.201,62	2.579.538,03	2.560.874,44
-1.232.244,52	-1.232.244,52	-1.232.244,52	-1.232.244,52	-1.232.244,52	-1.232.244,52	-1.232.244,52	-1.232.244,52	-1.232.244,52
2.340.698,50	2.326.700,81	2.312.703,12	2.298.705,42	2.284.707,73	2.270.710,04	2.256.712,35	2.242.714,66	2.228.716,96
2.340.698,50	2.326.700,81	2.312.703,12	2.298.705,42	2.284.707,73	2.270.710,04	2.256.712,35	2.242.714,66	2.228.716,96
0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42	0,39	0,35	0,32
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.710.183,16	2.691.519,57	2.672.855,98	2.654.192,39	2.635.528,80	2.616.865,21	2.598.201,62	2.579.538,03	2.560.874,44
-385.518,67	-388.824,07	-392.520,06	-396.625,78	-401.161,31	-406.147,71	-411.607,07	-417.562,57	-424.038,52
-1.155.309,93	-1.155.309,93	-1.155.309,93	-1.155.309,93	-1.155.309,93	-1.155.309,93	-1.155.309,93	-1.155.309,93	-1.155.309,93
1.169.354,56	1.147.385,57	1.125.025,99	1.102.256,68	1.079.057,56	1.055.407,58	1.031.284,62	1.006.665,53	981.526,00
10.297.799,77	9.647.082,03	8.964.479,12	8.248.428,66	7.497.291,74	6.709.349,10	5.882.797,28	5.015.744,41	4.106.205,96
1.155.309,93	1.155.309,93	1.155.309,93	1.155.309,93	1.155.309,93	1.155.309,93	1.155.309,93	1.155.309,93	1.155.309,93
504.592,19	472.707,02	439.259,48	404.173,00	367.367,30	328.758,11	288.257,07	245.771,48	201.204,09
650.717,74	682.602,91	716.050,45	751.136,93	787.942,64	826.551,83	867.052,86	909.538,46	954.105,84
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.647.082,03	8.964.479,12	8.248.428,66	7.497.291,74	6.709.349,10	5.882.797,28	5.015.744,41	4.106.205,96	3.152.100,12
2.324.664,49	2.302.695,50	2.280.335,93	2.257.566,62	2.234.367,50	2.210.717,51	2.186.594,55	2.161.975,46	2.136.835,93
2,01x	1,99x	1,97x	1,95x	1,93x	1,91x	1,89x	1,87x	1,85x

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
70.213,36	70.213,36	70.213,36	70.213,36	70.213,36	70.213,36	70.213,36	70.213,36	70.213,36	70.213,36
42.128,02	42.128,02	42.128,02	42.128,02	42.128,02	42.128,02	42.128,02	42.128,02	42.128,02	42.128,02
8.688,90	8.688,90	8.688,90	8.688,90	8.688,90	8.688,90	8.688,90	8.688,90	8.688,90	8.688,90
94%	93%	93%	92%	92%	91%	91%	90%	90%	89%
65.649,49	65.298,43	64.947,36	64.596,29	64.245,23	63.894,16	63.543,09	63.192,03	62.840,96	62.489,89
39.389,70	39.179,06	38.968,42	38.757,78	38.547,14	38.336,50	38.125,86	37.915,22	37.704,58	37.493,94
8.124,12	8.080,68	8.037,24	7.993,79	7.950,35	7.906,90	7.863,46	7.820,01	7.776,57	7.733,12
3.387.513,92	3.369.398,87	3.351.283,83	3.333.168,78	3.315.053,73	3.296.938,68	3.278.823,64	3.260.708,59	3.242.593,54	3.224.478,49
1.218.618,74	1.212.102,07	1.205.585,39	1.199.068,71	1.192.552,03	1.186.035,35	1.179.518,68	1.173.002,00	1.166.485,32	1.159.968,64
4.606.132,67	4.581.500,94	4.556.869,22	4.532.237,49	4.507.605,76	4.482.974,04	4.458.342,31	4.433.710,59	4.409.078,86	4.384.447,14
947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40
262.597,98	261.193,71	259.789,44	258.385,18	256.980,91	255.576,64	254.172,37	252.768,11	251.363,84	249.959,57
853.443,43	848.879,56	844.315,69	839.751,82	835.187,96	830.624,09	826.060,22	821.496,35	816.932,48	812.368,61
2.063.921,81	2.057.953,68	2.051.985,54	2.046.017,40	2.040.049,27	2.034.081,13	2.028.113,00	2.022.144,86	2.016.176,73	2.010.208,59
2.542.210,85	2.523.547,26	2.504.883,67	2.486.220,09	2.467.556,50	2.448.892,91	2.430.229,32	2.411.565,73	2.392.902,14	2.374.238,55
947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40	947.880,40
284.364,12	284.364,12	284.364,12	284.364,12	284.364,12	284.364,12	284.364,12	284.364,12	284.364,12	284.364,12
1.878.694,57	1.860.030,98	1.841.367,39	1.822.703,80	1.804.040,21	1.785.376,62	1.766.713,03	1.748.049,44	1.729.385,85	1.710.722,27
154.452,91	105.410,91	53.965,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.724.241,67	1.754.620,07	1.787.401,53	1.822.703,80	1.804.040,21	1.785.376,62	1.766.713,03	1.748.049,44	1.729.385,85	1.710.722,27
431.060,42	438.655,02	446.850,38	455.675,95	451.010,05	446.344,16	441.678,26	437.012,36	432.346,46	427.680,57
1.293.181,25	1.315.965,05	1.340.551,15	1.367.027,85	1.353.030,16	1.339.032,47	1.325.034,78	1.311.037,08	1.297.039,39	1.283.041,70
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.542.210,85	2.523.547,26	2.504.883,67	2.486.220,09	2.467.556,50	2.448.892,91	2.430.229,32	2.411.565,73	2.392.902,14	2.374.238,55
-1.232.244,52	-1.232.244,52	-1.232.244,52	-1.232.244,52	-1.232.244,52	-1.232.244,52	-1.232.244,52	-1.232.244,52	-1.232.244,52	-1.232.244,52
2.214.719,27	2.200.721,58	2.186.723,89	2.172.726,20	2.158.728,50	2.144.730,81	2.130.733,12	2.116.735,43	2.102.737,73	2.088.740,04
2.214.719,27	2.200.721,58	2.186.723,89	2.172.726,20	2.158.728,50	2.144.730,81	2.130.733,12	2.116.735,43	2.102.737,73	2.088.740,04
0,29	0,26	0,24	0,22	0,20	0,18	0,16	0,15	0,14	0,12
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.542.210,85	2.523.547,26	2.504.883,67	2.486.220,09	2.467.556,50	2.448.892,91	2.430.229,32	2.411.565,73	2.392.902,14	2.374.238,55
-431.060,42	-438.655,02	-446.850,38	-455.675,95	-451.010,05	-446.344,16	-441.678,26	-437.012,36	-432.346,46	-427.680,57
-1.155.309,93	-1.155.309,93	-1.155.309,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
955.840,51	929.582,32	902.723,36	2.030.544,13	2.016.546,44	2.002.548,75	1.988.551,06	1.974.553,37	1.960.555,67	1.946.557,98
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
3.152.100,12	2.151.243,09	1.101.344,07							
1.155.309,93	1.155.309,93	1.155.309,93							
154.452,91	105.410,91	53.965,86							
1.000.857,03	1.049.899,02	1.101.344,07							
0,00	0,00	0,00							
2.151.243,09	1.101.344,07	0,00							
2.111.150,44	2.084.892,25	2.058.033,29							
1,83x	1,80x	1,78x							

23	24	25
70.213,36	70.213,36	70.213,36
42.128,02	42.128,02	42.128,02
8.688,90	8.688,90	8.688,90
89%	88%	88%
62.138,83	61.787,76	61.436,69
37.283,30	37.072,66	36.862,02
7.689,68	7.646,24	7.602,79
3.206.363,45	3.188.248,40	3.170.133,35
1.153.451,97	1.146.935,29	1.140.418,61
4.359.815,41	4.335.183,69	4.310.551,96

947.880,40	947.880,40	947.880,40
248.555,31	247.151,04	245.746,77
807.804,74	803.240,88	798.677,01
2.004.240,45	1.998.272,32	1.992.304,18
2.355.574,96	2.336.911,37	2.318.247,78

947.880,40	947.880,40	947.880,40
284.364,12	284.364,12	284.364,12
1.692.058,68	1.673.395,09	1.654.731,50
0,00	0,00	0,00
1.692.058,68	1.673.395,09	1.654.731,50

423.014,67	418.348,77	413.682,87
1.269.044,01	1.255.046,31	1.241.048,62

23	24	25
0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00

2.355.574,96	2.336.911,37	2.318.247,78
-1.232.244,52	-1.232.244,52	-1.232.244,52
2.074.742,35	2.060.744,66	2.046.746,97
2.074.742,35	2.060.744,66	2.046.746,97

0,11 0,10 0,09

23	24	25
0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00
2.355.574,96	2.336.911,37	2.318.247,78
-423.014,67	-418.348,77	-413.682,87
0,00	0,00	0,00
1.932.560,29	1.918.562,60	1.904.564,90

23	24	25
----	----	----