



# MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

## DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE BIOGÁS A PARTIR DE ESTIÉRCOL DE GANADO VACUNO

Autor: Iñaki Aguiriano Guerra

Director: María del Mar Cledera Castro

Madrid



Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
Diseño y desarrollo de una planta de producción de biogás a partir de estiércol de ganado  
vacuno en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2022/23 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.: Iñaki Aguiriano Guerra

Fecha: 09/07/2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: María del Mar Cledera Castro

Fecha: 09/07/2023





# MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

## DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE BIOGÁS A PARTIR DE ESTIÉRCOL DE GANADO VACUNO

Autor: Iñaki Aguiriano Guerra

Director: María del Mar Cledera Castro

Madrid



# Agradecimientos

Al personal docente de la universidad, que me ha permitido adquirir los conocimientos necesarios para llevar a cabo este proyecto. En especial, a Luis Manuel Mochón y Alberto David Jáñez, por su asesoramiento para los cálculos de la demanda térmica y el espesor del hormigón, respectivamente.

A mi tutora María del Mar Cledera, por su guía y apoyo a lo largo de todo el desarrollo del proyecto, y por ayudarme a investigar y profundizar en uno de mis nuevos temas favoritos.

Y en especial a mi familia y amigos, por ser un apoyo moral incondicional sin el que no habría podido llegar hasta donde estoy.





# DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE BIOGÁS A PARTIR DE ESTIÉRCOL DE GANADO VACUNO

**Autor: Aguiriano Guerra, Iñaki.**

Director: Cledera Castro, María del Mar.

Entidad Colaboradora: Ganadería San Mauro, S.L.

## RESUMEN DEL PROYECTO

En este trabajo de fin de máster se ha llevado a cabo el diseño de una planta de digestión anaerobia para la explotación ganadera *San Mauro, S.L.*, ubicada en Lalín, Galicia. Para ello, se han analizado las condiciones de producción de estiércol de la explotación, para a partir de éstas dimensionar el digestor y calcular el biogás generado. Una vez dimensionado, se ha calculado tanto el espesor como el aislamiento necesario, para establecer la demanda térmica y así el biogás necesario para abastecerla. Se han evaluado tres alternativas de empleo del biogás: generación de energía eléctrica, cogeneración y upgrading a biometano y upgrading directo a biometano, evaluando tanto la huella de carbono como la viabilidad económica de las alternativas, obteniendo un VAN en el rango de  $-2.701.864$  € hasta  $6.540.735$  €, en función de la alternativa evaluada y del precio de venta del biometano tomado.

**Palabras clave:** Digestión anaerobia, digestor, biogás, biometano, estiércol de ganado vacuno, demanda térmica.

## 1. Introducción

En España, los sustratos más empleados para la generación de biogás son los lodos de EDAR, los residuos agropecuarios y los de vertedero, al haber una gran cantidad localizada en la misma instalación y permitir así una mayor generación de biogás (Sedigas & PwC, 2023). Pero también pueden emplearse otros sustratos como residuos de ganado, diseñando más instalaciones, pero de menor tamaño y con menor producción, de índole local. Esto facilita la gestión del residuo, ya que desde su producción comienza su degradación natural, por lo que evitando almacenamientos y transportes se reducen las emisiones derivadas de éstos y se aumenta el rendimiento de producción de la instalación (IDAE, 2007). Por ello, para este proyecto se han tomado como datos de partida las condiciones de la instalación de la explotación *San Mauro, S.L.*, que cuenta con un total de 676 cabezas de ganado vacuno, y con una producción diaria de 75.000 kg de estiércol.

Además de llevar a cabo el dimensionamiento del digestor y la estimación del biogás producido, se evaluarán distintas alternativas de empleo de biogás, teniendo siempre en cuenta que es necesario parte del biogás para suplir la demanda térmica del digestor y mantenerlo en la temperatura de operación ( $35 - 37$  °C).

Al llevar a cabo el estudio económico, se han tenido en cuenta las distintas fuentes de financiación existentes, tomando la convocatoria de los fondos Next Generation EU (BOE, 2022). Así, se ha podido estimar, de una forma más precisa, la inversión necesaria y los beneficios estimados de la instalación y las distintas alternativas.

## 2. Estado del arte

El biogás se define como “*un gas renovable producido a partir de materias primas de origen renovable*” (MITECO, 2022). Este se compone principalmente de metano (65%) y dióxido de carbono (30%), así como otros gases (5%, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, etc.). Pero, dado que puede obtenerse a partir de distintas fuentes, la composición exacta depende tanto del sustrato a emplear como del sistema de digestión.

Dado que pueden emplearse distintos tipos de sustrato (lodos de EDAR, residuos agropecuarios, residuos ganaderos, cultivos intermedios, SANDACH, etc.), las características de éstos variarán (sólidos totales, sólidos volátiles, humedad, relación C/N, etc.), por lo que serán necesarios distintos tipos de digestores, cada uno adaptado a unas características de sustrato determinadas (Biosantech et al., 2013). Entre los digestores más empleados actualmente se encuentran el de mezcla completa sin y con recirculación, el de flujo pistón, el de retención de biomasa, el de laguna cubierta y el de dos etapas (EPA, 2020; IDAE, 2007). Cada uno de éstos es adecuado para unas características determinadas, por lo que será necesario evaluar las características del sustrato empleado para escoger el que mejor se adapte a éste. En determinados casos, puede ser necesario definir un sistema de pretratamiento para acondicionar el sustrato para la digestión.

El biogás generado puede someterse a un proceso de limpieza denominado “upgrading”, en el que se eliminan la mayor parte del CO<sub>2</sub> y las impurezas, logrando un biometano con una pureza  $\geq 95\%$  CH<sub>4</sub>. Debido a su composición, puede inyectarse en la red de gas natural y emplearse indistintamente con este (IDAE, 2011). Entre las tecnologías de upgrading, destacan en Europa la separación por membranas, el lavado con agua, el lavado químico y la adsorción por oscilación de presión (EBA, 2022).

Este biogás puede emplearse para generación de calor, generación de energía eléctrica o upgrading a biometano y uso de este en transporte, generación de energía u otros usos (MITECO, 2022).

## 3. Metodología

A partir del volumen total de estiércol trabajado en la explotación, y aplicando un sobredimensionamiento de 1,3, se ha dimensionado el volumen del digestor necesario, dividiéndolo en dos digestores debido al elevado volumen necesario.

Con la E. 1 se ha estimado el biogás producido, obteniendo un caudal de 1.574,7 Nm<sup>3</sup>/día. Con este, se ha podido estimar el digestato obtenido, resultando en 73.238 kg/día, y con la E. 2 el biometano que se puede obtener mediante separación por membranas, resultando en un caudal de 1.055,6 Nm<sup>3</sup>/día.

$$E. 1 Q_{biogás} = \frac{1}{0,65} * Q_{CH_4} = \frac{1}{0,65} * m_{SV} * B_0 * F_{CH_4} * F_{SV}$$

$$E. 2 Q_{biometano} = \frac{1}{pureza} * Q_{CH_4} * (1 - pérdidas)$$

Estimando un espesor de hormigón de 0,52 m, a partir del diagrama de resistencias térmicas indicado en la Ilustración 1 se estima la demanda térmica de cada digestor en 19,4 kW<sub>t</sub>, obteniendo una demanda total de 38,8 kW<sub>t</sub>.

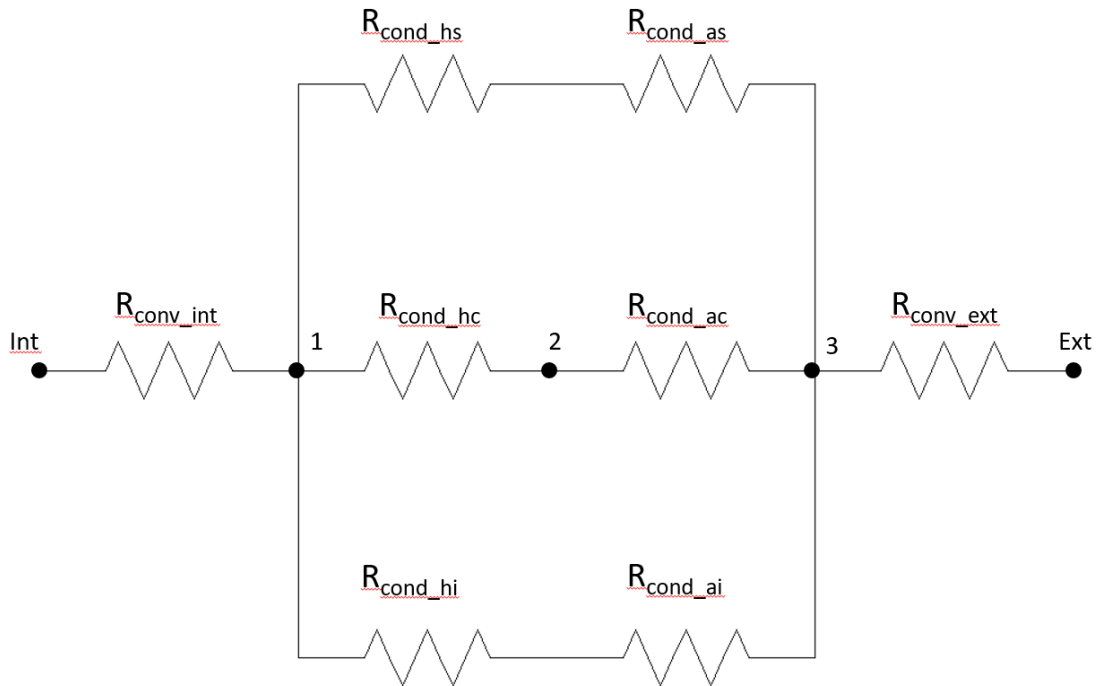


Ilustración 1. Diagrama de resistencia térmica del conjunto. Fuente: Elaboración propia

En la alternativa 1 se propone la generación de energía eléctrica en un grupo electrógeno a partir del biogás producido, descontando el necesario para suplir la demanda térmica de la instalación, que se abastecerá mediante una caldera. Esta consumirá  $145,5 \text{ Nm}^3/\text{día}$ , con lo que queda un caudal restante de  $1.429,2 \text{ Nm}^3/\text{día}$ . Con este, se producirán  $2.126,6 \text{ kWh}_e/\text{día}$  en un grupo electrógeno de  $88,6 \text{ kW}_e$ .

En la alternativa 2, se dimensiona un motor de cogeneración para así producir energía eléctrica a la vez que se abastece la demanda térmica (Goldstein et al., 2003). Este, de potencia  $63,2 \text{ kW}$ , tiene una potencia térmica de  $38,8 \text{ kW}_t$  y eléctrica de  $18,8 \text{ kW}_e$ , con los que se obtienen  $450,4 \text{ kWh}_e/\text{día}$ . El motor consumirá  $237 \text{ Nm}^3/\text{día}$ , por lo que con los  $1.337,8 \text{ Nm}^3/\text{día}$  restantes se obtiene un caudal de biometano de  $896,7 \text{ Nm}^3/\text{día}$ , mediante separación por membranas, calculados con la E. 2.

En la alternativa 3, se emplea la misma caldera que en la alternativa 1 para suplir la demanda térmica de los digestores por lo que, con los  $1.429,2 \text{ Nm}^3/\text{día}$ , se producen  $958 \text{ Nm}^3/\text{día}$  de biometano.

Además de calcular la energía producida en cada una de las alternativas, también se han estimado los costes derivados de éstas. Dado que en la mayor parte de los casos no es posible acceder a presupuestos de fabricantes de los sistemas empleados (grupos electrógenos concretos, digestores a medida, sistemas de upgrading, puntos de inyección, etc.) se han estimado los costes de las instalaciones, en algunos casos (como el grupo electrógeno) en términos absolutos, y en otros (digestor, sistema de upgrading, punto de inyección y distribución) en términos relativos. Para estas estimaciones, se han tomado los estudios de Goldstein et al, 2003, en *Gas-Fired distributed energy resource technology characterizations*, y de Feliu Jofre & Flotats Ripoll, 2019, en *Los gases renovables. Un vector energético emergente*. Dado que en este tabulaban los costes en función de distintos parámetros (potencia nominal de la instalación, biogás producido, etc.) se han llevado a cabo estimaciones mediante el ajuste de los datos con análisis de

regresión para obtener las ecuaciones que modelan los parámetros y así obtener los distintos costes de la instalación.

En el cálculo de la huella de carbono del proyecto se ha tomado la situación más desfavorable, la alternativa 1, teniendo en cuenta la reducción de emisiones derivada de la gestión del estiércol y de la energía eléctrica producida, que sustituye a la energía producida por la red. Con esto, se obtiene una huella de carbono de -154,9 tonCO<sub>2</sub>/año, calculadas mediante la E. 3. Dado que esta es la situación más desfavorable, a la hora de llevar a cabo el estudio de viabilidad económica se tendrán en cuenta las reducciones en dicha alternativa, y no la huella de carbono calculada.

$$E. 3 \text{ HC} = -m_{CO_2eq}^{electr} - m_{CO_2eq}^{estiercol}$$

Para el estudio de viabilidad económica, se han calculado los costes normalizados de la energía y los ingresos normalizados, estimando los beneficios tanto incluyendo como no incluyendo los beneficios por reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> (Linares Hurtado, 2021). Además, dado que la venta de biometano depende del precio del gas natural, se han tomado dos precios para llevar a cabo dos estimaciones: el precio convencional en periodos anteriores a la pandemia (25 €/MWh) (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, 2019), y la media de periodo 2022 – 2023 (88,6 €/MWh).

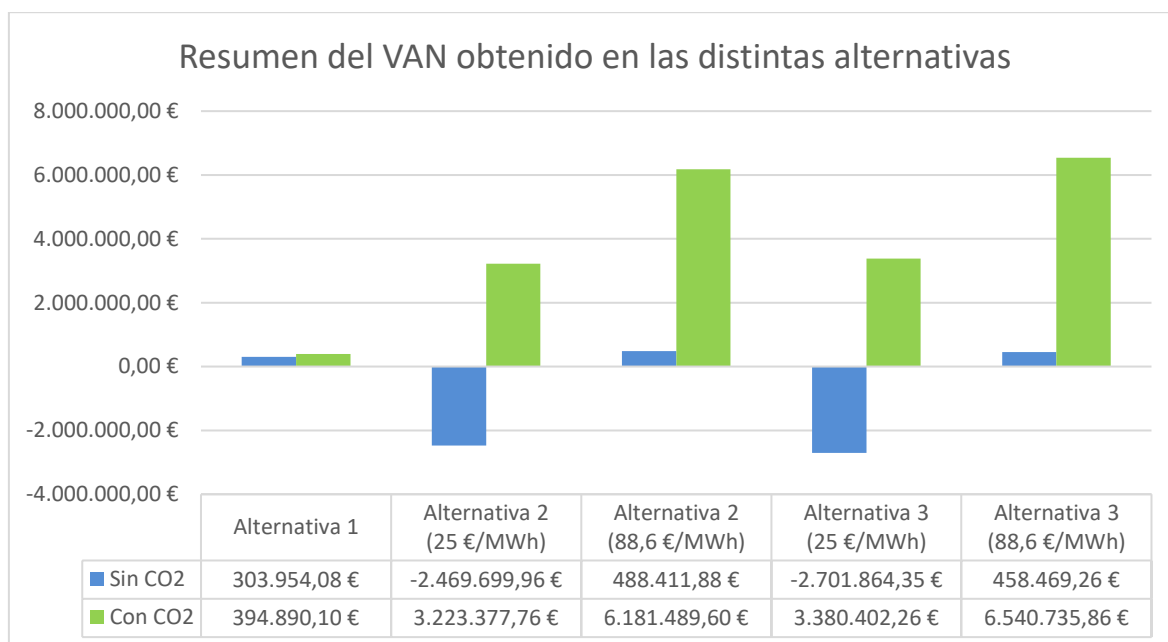
#### 4. Resultados

Justificada la viabilidad técnica de las alternativas con la producción de energía (electricidad o biometano), se ha analizado la viabilidad económica para las tres alternativas tanto teniendo en cuenta los beneficios derivados de la reducción de emisiones como sin tenerlas. Los resultados obtenidos se muestran en la Ilustración 2.

Como puede observarse, la alternativa 1, si bien rentable en ambos casos, presenta mucha menor rentabilidad que las otras 2. Las alternativas 2 y 3 presentan mucha mayor rentabilidad que la 1 (rentabilidades máximas de 6.181.489 € y 6.540.735 €, respectivamente), si bien también tienen el riesgo de mayores pérdidas debido a la volatilidad del precio del biometano, que no está regulado (al contrario que la electricidad). Además, se observa que la mayor fuente de beneficio son las emisiones de CO<sub>2</sub>, por lo que una parte fundamental antes de llevar a cabo el proyecto es analizar en profundidad los ingresos derivados de éstas. Este beneficio se obtiene a partir del precio de los derechos de emisión del CO<sub>2</sub>. En el año 2023, la media de éste es de 86,68 €/tonCO<sub>2</sub>, con una tasa de proyección elevada (8%) debido al aumento sufrido en los últimos años. Dado que en las alternativas 2 y 3 se desplaza gas natural de la red de gas por biometano, se evita la emisión de CO<sub>2</sub> derivado del uso de este gas natural. Debido al alto GWP del metano (25 kgCO<sub>2</sub>/kgCH<sub>4</sub>), la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> es muy elevada lo que, unido al elevado precio de emisión de CO<sub>2</sub> y a la tasa de proyección de éste, provoca que la mayor fuente de ingresos del proyecto sea la reducción de emisiones.

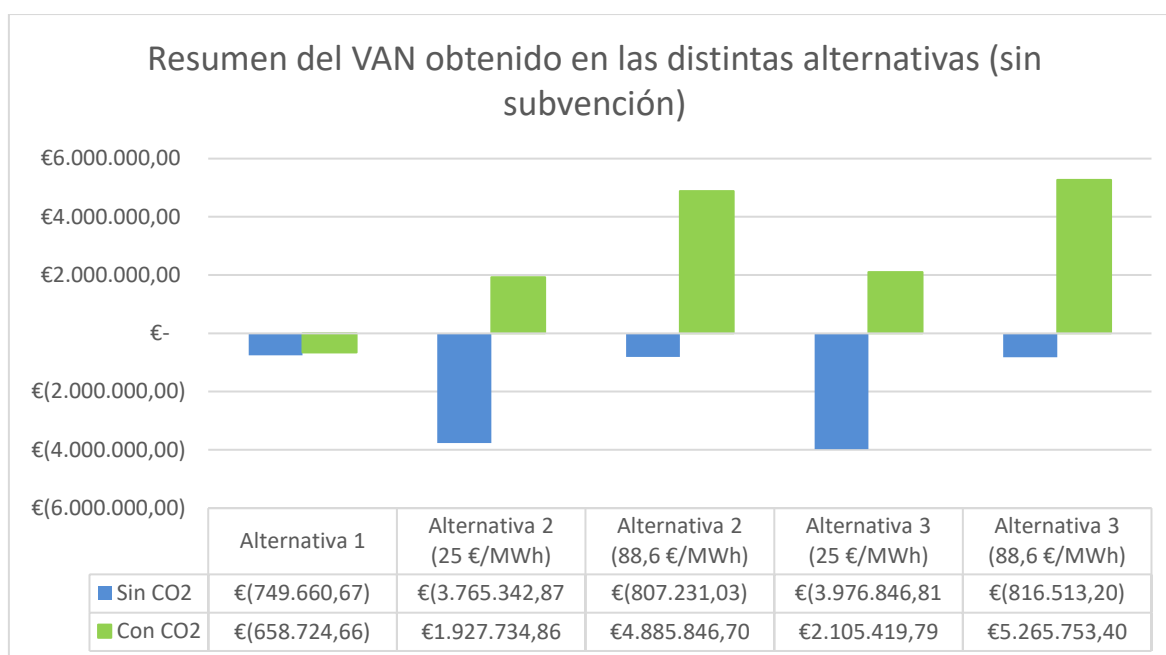
Tomando como ejemplo la alternativa 3, en caso de poder obtener el beneficio esperado por la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, y de que el precio del biometano se mantenga en valores similares al último año, se logrará un VAN de 6.540.735 €. En cambio, en caso de no obtener beneficio por la reducción de emisiones, y de que se produzca un descenso en el precio del biometano, se obtendría un VAN negativo, con unas pérdidas de – 2.701.864 €. Por tanto, es la alternativa en la que más biometano se produce, y por tanto en la que se logran mayores reducciones de CO<sub>2</sub>, en la que se pueden lograr beneficios

mayores, si bien también es la que tiene mayor riesgo derivado de la elevada inversión necesaria para el sistema de upgrading a biometano y de acondicionamiento e inyección de éste en la red.



*Ilustración 2. Resumen del VAN obtenido en las distintas alternativas. Fuente: Elaboración propia*

Es importante destacar que en este caso se han tenido en cuenta las subvenciones disponibles para financiar el proyecto, tomadas del fondo de recuperación Next Generation EU y publicados en la Orden TED/706/2022. En caso de no tenerlas en cuenta, se obtienen los resultados de la Ilustración 3. Sin estas, la alternativa 1 no es rentable en ningún caso, y las alternativas 2 y 3 solo resultan rentables en caso de obtener beneficio por la reducción de emisiones, debido a que las inversiones necesarias, en caso de no poder acceder a subvenciones nacionales o europeas, son demasiado elevadas para la cantidad de electricidad o biometano producido.



*Ilustración 3. Resumen del VAN obtenido en las distintas alternativas (sin subvención). Fuente: Elaboración propia*

## 5. Conclusiones

Con el presente proyecto se ha desarrollado una planta de biogás para la explotación *San Mauro, S.L.*, analizando el potencial de biogás de ésta y la viabilidad técnica y económica de las distintas alternativas planteadas. Destaca en éstas que, si bien tanto la producción de electricidad como de biometano se consideran técnicamente viables, al ser posible llevarlas a cabo y obtener una cantidad de energía considerable, no todas son económicamente viables. Destaca la influencia en la viabilidad económica de los distintos mecanismos de financiación, así como de los beneficios derivados de las emisiones de CO<sub>2</sub>, de los que deriva la mayor parte del beneficio. Sin tener estos en cuenta, en ningún caso el proyecto sería rentable, por lo que es necesario o bien uno o bien ambos para llevarlo a cabo. De aquí se deriva la necesidad de continuar la investigación y la inversión en el campo de la digestión anaerobia, ya que es una fuente de energía renovable y que, dado que produce biometano, permite reducir las emisiones de sectores de difícil electrificación como el transporte y algunas industrias. Pero para poder llevar a cabo proyectos locales como el que se presenta, sigue siendo necesaria una elevada inversión, aun teniendo en cuenta los mecanismos de financiación existentes.

## 6. Referencias

- 1) Biosantech, T. A. S., Rutz, D., Janssen, R., & Drogg, B. (2013). Biomass resources for biogas production. En *The Biogas Handbook* (pp. 19-51). Elsevier.  
<https://doi.org/10.1533/9780857097415.1.19>
- 2) BOE. (2022). *Orden TED/706/2022, de 21 de julio, por la que se aprueban las bases reguladoras y programas de incentivos para la concesión de ayudas a proyectos singulares de instalaciones de biogás, en el marco del Plan de Recuperación,*

*Transformación y Resiliencia.* <https://www.boe.es/boe/dias/2022/07/26/pdfs/BOE-A-2022-12470.pdf>

- 3) EBA. (2022a). *Statistical Report 2022. Tracking biogas and biomethane deployment across Europe.*
- 4) EPA. (2020). *AgSTAR Project Development Handbook.* 04/2020.  
<https://www.epa.gov/sites/default/files/2014-12/documents/agstar-handbook.pdf>
- 5) Feliu Jofre, Á., & Flotats Ripoll, X. (2019). *Los gases renovables. Un vector energético emergente* (1.a ed.). Fundación Naturgy.  
<https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/los-gases-renovables-un-vector-energetico-emergente/>
- 6) Goldstein, L., Hedman, B., Knowles, D., Freedman, S. I., Woods, R., & Schweizer, T. (2003). *Gas-Fired Distributed Energy Resource Technology Characterizations* (NREL/TP-620-34783, 15005819; p. NREL/TP-620-34783, 15005819).  
<https://doi.org/10.2172/15005819>
- 7) IDAE. (2011). *Situación y potencial de generación de biogás. Estudio técnico PER 2011-2020.*  
[https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_11227\\_e16\\_biogas\\_db43a675.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e16_biogas_db43a675.pdf)
- 8) IDAE. (2007). *Biomasa: Digestores anaerobios.*  
[https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones\\_idae/documentos\\_10737\\_biomasa\\_digestores\\_anaerobios\\_a2007\\_0d62926d.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_10737_biomasa_digestores_anaerobios_a2007_0d62926d.pdf)
- 9) Linares Hurtado, J. I. (2021b). «Valoración económica de proyectos energéticos» in *apuntes privados de Ingeniería Energética, Universidad Pontificia Comillas.*
- 10) MITECO. (2022). *Hoja de Ruta del Biogás.* [https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/00HR\\_Biogas\\_V6.pdf](https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/00HR_Biogas_V6.pdf)
- 11) Sedigas, & PwC. (2023). *Estudio de la capacidad de producción de biometano en España, 2023.* <https://estudio-biometano.sedigas.es/wp-content/uploads/2023/03/sedigas-informe-potencial-biometano-2023.pdf>

# DESIGN AND DEVELOPMENT OF A PLANT FOR THE PRODUCTION OF BIOGAS FROM CATTLE MANURE

**Author:** Aguiriano Guerra, Iñaki.

Supervisor: Cledera Castro, María del Mar.

Collaborating Entity: Ganadería San Mauro, S.L.

## ABSTRACT

In this master's thesis, the design of an anaerobic digestion plant for the livestock farm San Mauro, S.L., located in Lalín, Galicia, Spain has been carried out. For this purpose, the manure production conditions of the farm have been analysed in order to size the digester and calculate the biogas generated. Once sized, both the thickness and the necessary insulation have been calculated, to establish the thermal demand and thus the biogas necessary to supply it. Three biogas use alternatives have been evaluated: electric power generation, cogeneration and upgrading to biomethane and direct upgrading to biomethane, evaluating both the carbon footprint and the economic viability of the alternatives, obtaining an NPV in the range of - 2,701,864 € to 6,540,735 €, depending on the alternative evaluated and the sale price of the biomethane taken.

**Keywords:** Anaerobic digestion, digester, biogas, biomethane, cattle manure, thermal demand.

## 1. Introduction

In Spain, the most commonly used substrates for biogas generation are WWTP sludge, agricultural and livestock waste and landfill waste, since there is a large quantity of these wastes located in the same facility, thus allowing for greater biogas generation (Sedigas & PwC, 2023). However, other substrates such as livestock waste can also be used, designing more facilities, but of smaller size and lower production, of a local nature. This facilitates the management of the waste, since its natural degradation begins as soon as it is produced, thus avoiding storage and transport, reducing the emissions derived from them and increasing the production yield of the facility (IDAE, 2007). Therefore, for this project we have taken as starting data the conditions of the installation of the San Mauro, S.L. farm, which has a total of 676 cattle heads, and a daily production of 75,000 kg of manure.

In addition to carrying out the sizing of the digester and the estimation of the biogas produced, different alternatives for the use of biogas will be evaluated, always taking into account that part of the biogas is necessary to supply the thermal demand of the digester and to maintain it at the operating temperature (35 - 37 °C).

While carrying out the economic study, the different existing sources of financing have been taken into account, taking into account the call for Next Generation EU funds (BOE, 2022). Thus, it has been possible to estimate, in a more precise way, the necessary investment and the estimated benefits of the installation and the different alternatives.



## 2. State of the art

Biogas is defined as "a renewable gas produced from raw materials of renewable origin" (MITECO, 2022). It is mainly composed of methane (65%) and carbon dioxide (30%), as well as other gases (5%, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, etc.). However, since it can be obtained from different sources, the exact composition depends on both the substrate to be used and the digestion system.

Since different types of substrate can be used (WWTP sludge, agricultural waste, livestock waste, intermediate crops, SANDACH, etc.), their characteristics will vary (total solids, volatile solids, moisture, C/N ratio, etc.), so different types of digesters will be needed, each adapted to specific substrate characteristics (Biosantech et al., 2013). Among the most commonly used digesters are the complete mix digester without and with recirculation, the piston flow, the biomass retention, the covered lagoon and the two-stage digester (EPA, 2020; IDAE, 2007). Each of these is suitable for certain characteristics, so it will be necessary to evaluate the characteristics of the substrate used to choose the one that best suits it. In certain cases, it may be necessary to define a pretreatment system to condition the substrate for digestion.

The biogas generated can undergo a cleaning process called "upgrading", in which most of the CO<sub>2</sub> and impurities are removed, achieving a biomethane with a purity  $\geq 95\%$  CH<sub>4</sub>. Due to its composition, it can be injected into the natural gas network and used indistinctly with natural gas (IDAE, 2011). Among the upgrading technologies, membrane separation, water scrubbing, chemical scrubbing and pressure swing adsorption stand out in Europe (EBA, 2022).

This biogas can be used for heat generation, electricity generation or upgrading to biomethane and its use in transportation, power generation or other uses (MITECO, 2022).

## 3. Methodology

Based on the total volume of manure worked on the farm, and applying an oversizing of 1.3, the volume of the digester required was sized, dividing it into two digesters due to the high volume required.

With E. 4, the biogas produced was estimated, obtaining a flow rate of 1,574.7 Nm<sup>3</sup>/day. With this, it has been possible to estimate the digestate obtained, resulting in 73,238 kg/day, and with E. 5 the biomethane that can be obtained by membrane separation, resulting in a flow of 1,055.6 Nm<sup>3</sup>/day.

$$E. 4 \quad Q_{biogas} = \frac{1}{0,65} * Q_{CH4} = \frac{1}{0,65} * m_{SV} * B_0 * F_{CH4} * F_{SV}$$

$$E. 5 \quad Q_{biomethane} = \frac{1}{purity} * Q_{CH4} * (1 - losses)$$

Estimating a concrete thickness of 0.52 m, from the thermal resistance diagram shown in Figure 1, the thermal demand of each digester is estimated at 19.4 kW<sub>t</sub>, giving a total demand of 38.8 kW<sub>t</sub>.

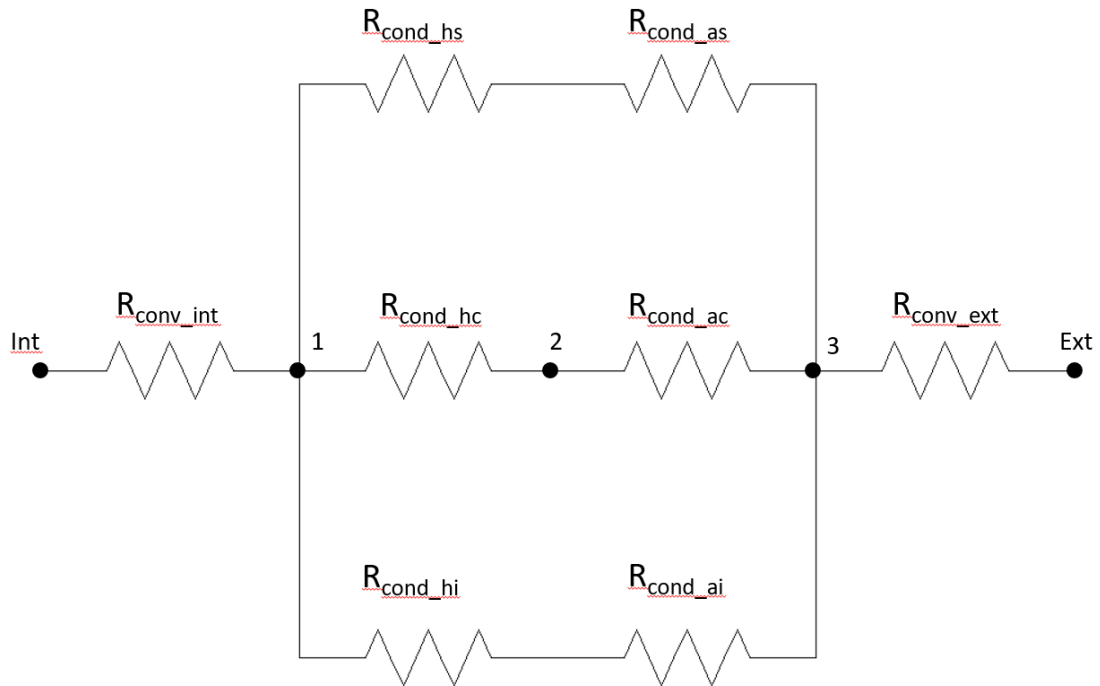


Figure 1. Thermal resistance diagram of the assembly. Source: Own elaboration

Alternative one proposes the generation of electrical energy in a generator set from the biogas produced, discounting that necessary to supply the thermal demand of the facility, which will be supplied by a boiler. This will consume  $145.5 \text{ Nm}^3/\text{day}$ , leaving a remaining flow of  $1,429.2 \text{ Nm}^3/\text{day}$ . With this,  $2,126.6 \text{ kWh}_e/\text{day}$  will be produced in a generator set of  $88.6 \text{ kW}_e$ .

In alternative two, a cogeneration engine is dimensioned to produce electricity while supplying the thermal demand (Goldstein et al., 2003). This, with a power of  $63.2 \text{ kW}$ , has a thermal power of  $38.8 \text{ kW}_t$  and an electrical power of  $18.8 \text{ kW}_e$ , resulting in  $450.4 \text{ kWh}_e/\text{day}$ . The engine will consume  $237 \text{ Nm}^3/\text{day}$ , so that with the remaining  $1,337.8 \text{ Nm}^3/\text{day}$  a biomethane flow of  $896.7 \text{ Nm}^3/\text{day}$  is obtained, by means of membrane separation, calculated with E. 5.

In alternative three, the same boiler as in alternative one is used to supply the thermal demand of the digesters, so that, with the  $1,429.2 \text{ Nm}^3/\text{day}$ ,  $958 \text{ Nm}^3/\text{day}$  of biomethane are produced.

In addition to calculating the energy produced in each of the alternatives, the costs derived from them have also been estimated. Since in most of the cases it is not possible to have access to manufacturers' quotations for the systems used (specific generators, customized digesters, upgrading systems, injection points, etc.), the costs of the installations have been estimated, in some cases (such as the generator) in absolute terms, and in others (digester, upgrading system, injection point and distribution) in relative terms. For these estimates, the studies of Goldstein et al, 2003, in *Gas-Fired distributed energy resource technology characterizations*, and Feliu Jofre & Flotats Ripoll, 2019, in *Los gases renovables. Un vector energético emergente*, have been taken. Since this tabulated the costs as a function of different parameters (nominal power of the installation, biogas produced, etc.), estimates have been carried out by fitting the data with regression analysis to obtain the equations that model the parameters and thus obtain the different costs of the installation.

In calculating the carbon footprint of the project, the most unfavorable scenario, alternative 1, has been taken into account, estimating the reduction in emissions derived from the management of manure and the electrical energy produced, which replaces the energy produced by the grid. With this, a carbon footprint of -154.9 tonCO<sub>2</sub>/year is obtained, calculated by E. 6. Since this is the most unfavorable situation, the economic feasibility study will take into account the reductions in this alternative, and not the calculated carbon footprint.

$$E. 6 \text{ HC} = -m_{CO_2eq}^{electr} - m_{CO_2eq}^{estiercol}$$

For the economic feasibility study, normalized energy costs and normalized revenues have been calculated, estimating the benefits both including and not including CO<sub>2</sub> emission reduction benefits (Linares Hurtado, 2021). In addition, since the sale of biomethane depends on the price of natural gas, two prices have been taken to carry out two estimates: the conventional price in periods prior to the pandemic (25 €/MWh) (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, 2019), and the average for the period 2022 - 2023 (88.6 €/MWh).

#### 4. Results

Having justified the technical feasibility of the alternatives with energy production (electricity or biomethane), the economic feasibility of the three alternatives has been analyzed, both taking into account the benefits derived from the reduction of emissions and not having them. The results obtained are shown in Figure 2.

As can be seen, alternative one, although profitable in both cases, presents much lower profitability than the other two. Alternatives 2 and 3 present much higher profitability than one (maximum profitability of 6,181,489 € and 6,540,735 €, respectively), although they also have the risk of higher losses due to the volatility of the biomethane price, which is not regulated (unlike electricity). In addition, it is observed that the greatest source of profit is CO<sub>2</sub> emissions, so a fundamental part before carrying out the project is to analyze in depth the income derived from these. This profit is obtained from the price of CO<sub>2</sub> emission rights. In the year 2023, the average is 86.68 €/tonCO<sub>2</sub>, with a high projection rate (8%) due to the increase in recent years. Since in alternatives 2 and 3 natural gas is displaced from the gas grid by biomethane, CO<sub>2</sub> emissions derived from the use of this natural gas are avoided. Due to the high GWP of methane (25 kgCO<sub>2</sub>/kgCH<sub>4</sub>), the reduction of CO<sub>2</sub> emissions is very high, which, together with the high CO<sub>2</sub> emission price and the CO<sub>2</sub> projection rate, means that the main source of income for the project is the reduction of emissions.

Taking alternative three as an example, in the event of being able to obtain the expected benefit from the reduction of CO<sub>2</sub> emissions, and if the price of biomethane remains at similar values to the last year, an NPV of 6,540,735 € will be achieved. On the other hand, if no profit is obtained from the reduction of emissions, and if there is a decrease in the price of biomethane, a negative NPV would be obtained, with losses of - 2,701,864 €. Therefore, it is the alternative in which more biomethane is produced, and therefore in which greater CO<sub>2</sub> reductions are achieved, in which greater benefits can be obtained, although it is also the one with the greatest risk derived from the high investment necessary for the upgrading system to biomethane and the conditioning and injection of this into the network.

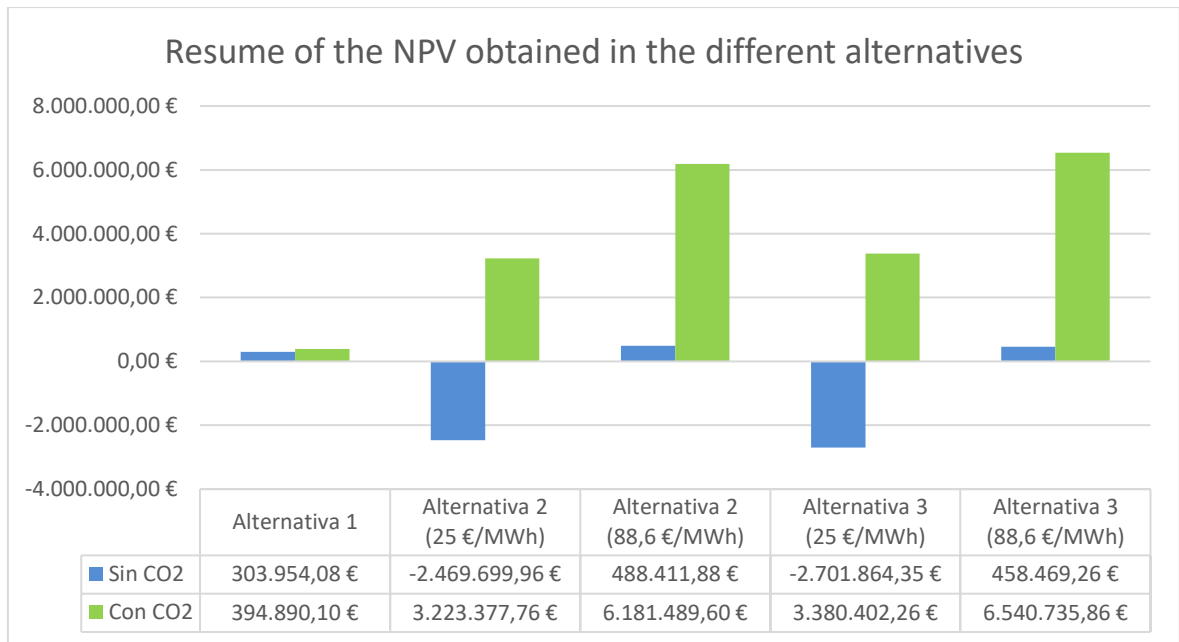


Figure 2. Resume of the NPV obtained in the different alternatives. Source: Own elaboration

It is important to note that in this case the subsidies available to finance the project, taken from the Next Generation EU recovery fund and published in Order TED/706/2022, have been taken into account. If they are not taken into account, the results shown in Figure 3 are obtained. Without these, alternative one is not profitable in any case, and alternatives 2 and 3 are only profitable in the case of obtaining benefits from the reduction of emissions, because the necessary investments, in the case of not being able to access national or European subsidies, are too high for the amount of electricity or biomethane produced.

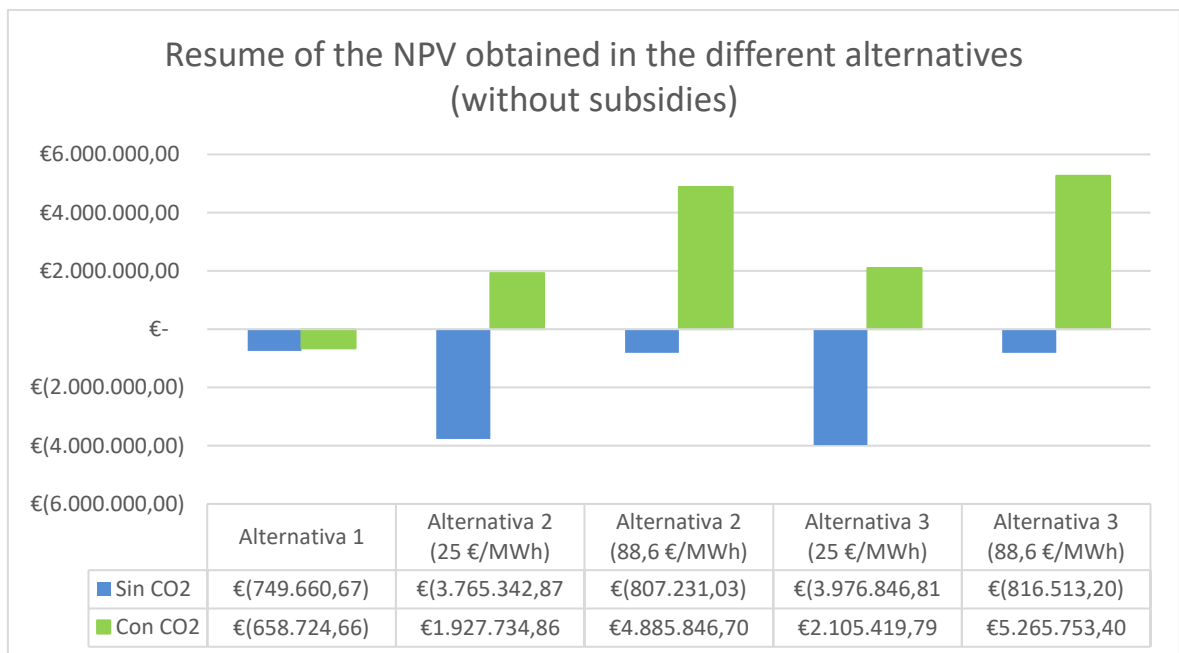


Figure 3. Resume of the NPV obtained in the different alternatives (without subsidies). Source: Own elaboration

## 5. Conclusions

This project has developed a biogas plant for the *San Mauro, S.L.* farm, analyzing its biogas potential and the technical and economic viability of the different alternatives proposed. It highlights that, although both the production of electricity and biomethane are considered technically feasible, since it is possible to carry them out and obtain a considerable amount of energy, not all of them are economically viable. The influence on the economic viability of the different financing mechanisms, as well as the benefits derived from CO<sub>2</sub> emissions, from which most of the profit is derived, stand out. Without taking these into account, in no case would the project be profitable, so either one or both are necessary to carry it out. Hence, the need to continue research and investment in the field of anaerobic digestion is noted, since it is a renewable energy source and, given that it produces biomethane, it makes it possible to reduce emissions from sectors that are difficult to electrify, such as transport and some industries. However, in order to carry out local projects such as the one presented here, a high level of investment is still necessary, even taking into account the existing financing mechanisms

## 6. References

- 1) Biosantech, T. A. S., Rutz, D., Janssen, R., & Drogg, B. (2013). Biomass resources for biogas production. En *The Biogas Handbook* (pp. 19-51). Elsevier.  
<https://doi.org/10.1533/9780857097415.1.19>
- 2) BOE. (2022). *Orden TED/706/2022, de 21 de julio, por la que se aprueban las bases reguladoras y programas de incentivos para la concesión de ayudas a proyectos singulares de instalaciones de biogás, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.* <https://www.boe.es/boe/dias/2022/07/26/pdfs/BOE-A-2022-12470.pdf>
- 3) EBA. (2022a). *Statistical Report 2022. Tracking biogas and biomethane deployment across Europe.*
- 4) EPA. (2020). *AgSTAR Project Development Handbook.* 04/2020.  
<https://www.epa.gov/sites/default/files/2014-12/documents/agstar-handbook.pdf>
- 5) Feliu Jofre, Á., & Flotats Ripoll, X. (2019). *Los gases renovables. Un vector energético emergente* (1.a ed.). Fundación Naturgy.  
<https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/los-gases-renovables-un-vector-energetico-emergente/>
- 6) Goldstein, L., Hedman, B., Knowles, D., Freedman, S. I., Woods, R., & Schweizer, T. (2003). *Gas-Fired Distributed Energy Resource Technology Characterizations* (NREL/TP-620-34783, 15005819; p. NREL/TP-620-34783, 15005819).  
<https://doi.org/10.2172/15005819>
- 7) IDAE. (2011). *Situación y potencial de generación de biogás. Estudio técnico PER 2011-2020.*  
[https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_11227\\_e16\\_biogas\\_db43a675.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e16_biogas_db43a675.pdf)

- 8) IDAE. (2007). *Biomasa: Digestores anaerobios*.  
[https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones\\_idae/documentos\\_10737\\_biomasa\\_digestores\\_anaerobios\\_a2007\\_0d62926d.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_10737_biomasa_digestores_anaerobios_a2007_0d62926d.pdf)
- 9) Linares Hurtado, J. I. (2021b). «Valoración económica de proyectos energéticos» in apuntes privados de Ingeniería Energética, Universidad Pontificia Comillas.
- 10) MITECO. (2022). Hoja de Ruta del Biogás. [https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/00HR\\_Biogas\\_V6.pdf](https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/00HR_Biogas_V6.pdf)
- 11) Sedigas, & PwC. (2023). *Estudio de la capacidad de producción de biometano en España, 2023*. <https://estudio-biometano.sedigas.es/wp-content/uploads/2023/03/sedigas-informe-potencial-biometano-2023.pdf>

## *Índice de la memoria*

<b>Capítulo 1. Introducción .....</b>	<b>10</b>
1.1 Motivación del proyecto.....	10
1.2 Objetivos .....	13
<b>Capítulo 2. Situación de aprovisionamiento y consumo de gas actual .....</b>	<b>16</b>
2.1 Introducción.....	16
2.2 La demanda del gas .....	19
2.3 El precio del gas .....	20
<b>Capítulo 3. Estado del arte .....</b>	<b>29</b>
3.1 Políticas de energía renovable.....	29
3.2 La digestión anaerobia.....	31
3.2.1 Definición .....	31
3.2.2 Proceso.....	34
3.2.3 Tecnologías de pretratamiento.....	39
3.2.4 Tecnologías de digestión .....	43
3.2.5 Codigestión.....	51
3.3 Residuos para digestión anaerobia .....	54
3.3.1 Tipos de residuo .....	54
3.3.2 Composición de los residuos de ganado vacuno.....	57
3.4 El biogás.....	58
3.4.1 Definición, composición y aplicaciones .....	58
3.4.2 Situación actual a nivel europeo .....	60
3.4.3 Situación y potencial actual a nivel nacional.....	65
3.5 Biometano y upgrading .....	67
3.6 El digestato como fertilizante.....	73
<b>Capítulo 4. Normativa aplicable .....</b>	<b>77</b>
<b>Capítulo 5. La granja San Mauro, S.L. ....</b>	<b>82</b>
<b>Capítulo 6. Metodología .....</b>	<b>85</b>
6.1 Diseño del digestor.....	85

6.2	Producción de biogás, digestato y upgrading a biometano .....	94
6.3	Espesor del digestor.....	99
6.4	Demanda térmica del digestor .....	101
6.5	Evaluación técnica de alternativas.....	109
6.5.1	Alternativa 1. Generación de energía eléctrica .....	111
6.5.2	Alternativa 2. Cogeneración y upgrading .....	117
6.5.3	Alternativa 3. Upgrading a biometano.....	128
<b>Capítulo 7. Análisis de la huella de carbono .....</b>		<b>131</b>
<b>Capítulo 8. Estudio de viabilidad económica .....</b>		<b>138</b>
8.1	Introducción.....	138
8.2	Alternativa 1. Generación de energía eléctrica.....	144
8.3	Alternativa 2. Cogeneración y upgrading.....	148
8.4	Alternativa 3. Upgrading a biometano .....	151
<b>Capítulo 9. Análisis de resultados .....</b>		<b>154</b>
<b>Capítulo 10. Conclusiones.....</b>		<b>162</b>
<b>Capítulo 11. Bibliografía.....</b>		<b>164</b>
<b>ANEXO I. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....</b>		<b>173</b>
<b>ANEXO II. Detalle del estudio de viabilidad económica .....</b>		<b>177</b>



## *Índice de figuras*

Figura 1. Esquema detallado de la digestión anaerobia. Fuente: (Parra Huertas, 2015).....	39
Figura 2. Configuración de las tecnologías de pretratamiento. Fuente: (IDAE, 2007).....	42
Figura 3. Reactor de mezcla completa sin (izquierda) y con (derecha) recirculación. Fuente: (IDAE, 2007).....	45
Figura 4. Reactor de flujo pistón. Fuente: (IDAE, 2007).....	47
Figura 5. Reactores con retención de biomasa. Fuente: (IDAE, 2007).....	48
Figura 6. Digestor de laguna cubierta. Fuente: (Chen & Neibling, 2014).....	49
Figura 7. Sistema de dos etapas. Fuente: (IDAE, 2011).....	50
Figura 8. Diagrama de economía circular del biogás. Fuente: (MITECO, 2022).....	59
Figura 9. Sistema de separación por membranas. Fuente: (Adnan et al., 2019).....	69
Figura 10. Sistema de lavado con agua. Fuente: (Adnan et al., 2019).....	70
Figura 11. Sistema de lavado químico. Fuente: (Adnan et al., 2019).....	71
Figura 12. Sistema de adsorción por oscilación de presión. Fuente: (Adnan et al., 2019).....	72
Figura 13. Diseño detallado de un reactor de mezcla completa. Fuente: (Tchobanoglous & Burton, 1995).....	90
Figura 14. Digestor de mezcla completa de cubierta cónica. Fuente: (Genia Bioenergy, 2021).....	90
Figura 15. Esquema de las posibles configuraciones del digestor. Fuente: Elaboración propia.....	92
Figura 16. Diagrama de resistencia térmica inicial. Fuente: Elaboración propia.....	104
Figura 17. Diagrama de resistencia térmica simplificado. Fuente: Elaboración propia....	106
Figura 18. Esquema básico de cogeneración con MCIA. Fuente: (Linares Hurtado, 2021a).....	118
Figura 19. Esquema simplificado de la red gasista española. Fuente: (Enagás, 2022a) ...	125

## *Índice de tablas*

Tabla 1. Evaluación de idoneidad de digestión y codigestión (1). Fuente: (MITECO, 2022)	
.....	53
Tabla 2. Evaluación de idoneidad de digestión y codigestión (2). Fuente: (MITECO, 2022)	
.....	54
Tabla 3. Características del estiércol de ganado vacuno. Fuente: (Biosantech et al., 2013; MITECO, 2022; Sommer et al., 2015)	58
Tabla 4. Evolución de la producción de biogás y biometano. Fuente: Elaboración propia	62
Tabla 5. Evolución de las plantas de biometano y producción en 2022. Fuente: (Bioenergy Europe & EBA, 2022; EBA, 2022a)	64
Tabla 6. Ventajas, desventajas y características de los métodos de upgrading. Fuente: (Adnan et al., 2019; Khan et al., 2021; Ryckebosch et al., 2011)	73
Tabla 7. Requisitos mínimos de residuos de fermentación. Fuente: (IDAE, 2011)	74
Tabla 8. Resumen de características del digestato y estiércol de ganado vacuno. Fuente: (Horta & Carneiro, 2020)	76
Tabla 9. Energía facturada y coste de la energía. Fuente: Elaboración propia	84
Tabla 10. Características de partida del estiércol de ganado vacuno. Fuente: (Biosantech et al., 2013; MITECO, 2022; Sommer et al., 2015)	86
Tabla 11. Composición del estiércol generado en la explotación. Fuente: Elaboración propia	87
.....	87
Tabla 12. Dimensiones del digestor (sin sobredimensionamiento). Fuente: Elaboración propia	92
.....	92
Tabla 13. Dimensiones del sobredimensionamiento del digestor. Fuente: Elaboración propia	93
.....	93
Tabla 14. Dimensiones totales del digestor. Fuente: Elaboración propia	93
Tabla 15. Condiciones de operación de la digestión. Fuente: Elaboración propia	95
Tabla 16. Composición del biogás obtenido. Fuente: Elaboración propia	96
Tabla 17. Características del biogás y masa del digestato obtenido. Fuente: Elaboración propia	98
.....	98

Tabla 18. Condiciones del sistema de upgrading. Fuente: Elaboración propia.....	99
Tabla 19. Hormigones y sus características. Fuente: (CSIC, 2010) .....	100
Tabla 20. Aislantes térmicos y sus características. Fuente: (MITMA, 2019) .....	103
Tabla 21. Resistencias térmicas de los distintos elementos. Fuente: Elaboración propia. ....	109
Tabla 22. Valores, unidades y significado de los parámetros empleados. Fuente: Elaboración propia.....	109
Tabla 23. Características técnicas de la caldera Bosch Condens 8700i W Mixta 50 kW. Fuente: (Bosch, 2021) .....	112
Tabla 24. Características de los grupos electrógenos con combustible biogás. Fuente: Elaboración propia.....	113
Tabla 25. Características del motor de cogeneración TEDOM CHP Micro 30. Fuente: (TEDOM, 2023) .....	119
Tabla 26. Características de la cogeneración. Fuente: Elaboración propia.....	120
Tabla 27. Características de los motores de cogeneración con combustible biogás. Fuente: (Goldstein et al., 2003) .....	120
Tabla 28. Características del upgrading en la alternativa 2. Fuente: Elaboración propia .	124
Tabla 29. Costes estimados del sistema de upgrading. Fuente: (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, 2019).....	126
Tabla 30. Energía obtenida del biometano en la alternativa 2. Fuente: Elaboración propia .....	128
Tabla 31. Características del upgrading en la alternativa 3. Fuente: Elaboración propia .	129
Tabla 32. Energía obtenida del biometano en la alternativa 3. Fuente: Elaboración propia .....	129
Tabla 33. Resumen de cálculos de emisiones. Fuente: Elaboración propia .....	136
Tabla 34. Coeficientes para el estudio de viabilidad económica. Fuente: Elaboración propia .....	142
Tabla 35. Subvenciones disponibles para sistemas de digestión anaerobia. Fuente: (BOE, 2022a).....	144
Tabla 36. Resumen de la viabilidad económica de la alternativa 1. Fuente: Elaboración propia.....	147

Tabla 37. Resumen de la viabilidad económica de la alternativa 2 con precio de venta 25 €/MWh. Fuente: Elaboración propia .....	149
Tabla 38. Resumen de la viabilidad económica de la alternativa 2 con precio de venta 88,6 €/MWh. Fuente: Elaboración propia .....	150
Tabla 39. Resumen de la viabilidad económica de la alternativa 3 con precio de venta 25 €/MWh. Fuente: Elaboración propia .....	152
Tabla 40. Resumen de la viabilidad económica de la alternativa 3 con precio de venta 88,6 €/MWh. Fuente: Elaboración propia .....	152
Tabla 41. Resumen de la energía obtenida en la instalación. Fuente: Elaboración propia	154
Tabla 42. Capacidad de las plantas de biogás y biometano instaladas en España. Fuente: Elaboración propia.....	155
Tabla 43. Energía obtenida del GE. Fuente: Elaboración propia .....	156
Tabla 44. Reducción de emisiones de CO2 de las distintas alternativas. Fuente: Elaboración propia .....	157
Tabla 45. Resultados obtenidos en la alternativa 2. Fuente: Elaboración propia .....	158
Tabla 46. Resultados obtenidos en la alternativa 3. Fuente: Elaboración propia .....	158
Tabla 47. Parámetros de viabilidad económica del digestor anaerobio. Fuente: Elaboración propia.....	177
Tabla 48. Parámetros de viabilidad económica del grupo electrógeno. Fuente: Elaboración propia.....	177
Tabla 49. Parámetros de viabilidad económica de la caldera. Fuente: Elaboración propia .....	177
Tabla 50. Parámetros del CAPEX de la alternativa 1. Fuente: Elaboración propia .....	178
Tabla 51. Parámetros del OPEX (0 - 25 años) de la alternativa 1. Fuente: Elaboración propia .....	178
Tabla 52. Parámetros del OPEX (0 - 15 años) de la alternativa 1. Fuente: Elaboración propia .....	178
Tabla 53. Parámetros del OPEX (16 - 25 años) de la alternativa 1. Fuente: Elaboración propia .....	178

Tabla 54. Parámetros de los ingresos normalizados (0 - 15 años) de la alternativa 1. Fuente: Elaboración propia.....	179
Tabla 55. Parámetros de los ingresos normalizados (16 - 25 años) de la alternativa 1. Fuente: Elaboración propia.....	179
Tabla 56. Parámetros de viabilidad económica del sistema de upgrading de la alternativa 2. Fuente: Elaboración propia.....	179
Tabla 57. Parámetros de viabilidad económica del motor de cogeneración. Fuente: Elaboración propia.....	180
Tabla 58. Parámetros de viabilidad económica de las emisiones de CO2 de la alternativa 2. Fuente: Elaboración propia.....	180
Tabla 59. Parámetros del CAPEX de la alternativa 2. Fuente: Elaboración propia.....	180
Tabla 60. Parámetros del OPEX de la alternativa 2. Fuente: Elaboración propia.....	181
Tabla 61. Parámetros de los ingresos normalizados (25 €/MWh) de la alternativa 2. Fuente: Elaboración propia.....	181
Tabla 62. Parámetros de los ingresos normalizados (88,6 €/MWh) de la alternativa 2. Fuente: Elaboración propia.....	182
Tabla 63. Parámetros de viabilidad económica del sistema de upgrading de la alternativa 3. Fuente: Elaboración propia.....	182
Tabla 64. Parámetros de viabilidad económica de las emisiones de CO2 de la alternativa 3. Fuente: Elaboración propia.....	182
Tabla 65. Parámetros del CAPEX de la alternativa 3. Fuente: Elaboración propia.....	183
Tabla 66. Parámetros del OPEX de la alternativa 3. Fuente: Elaboración propia.....	183
Tabla 67. Parámetros de los ingresos normalizados (25 €/MWh) de la alternativa 3. Fuente: Elaboración propia.....	183
Tabla 68. Parámetros de los ingresos normalizados (88,6 €/MWh) de la alternativa 3. Fuente: Elaboración propia.....	184

## *Índice de gráficas*

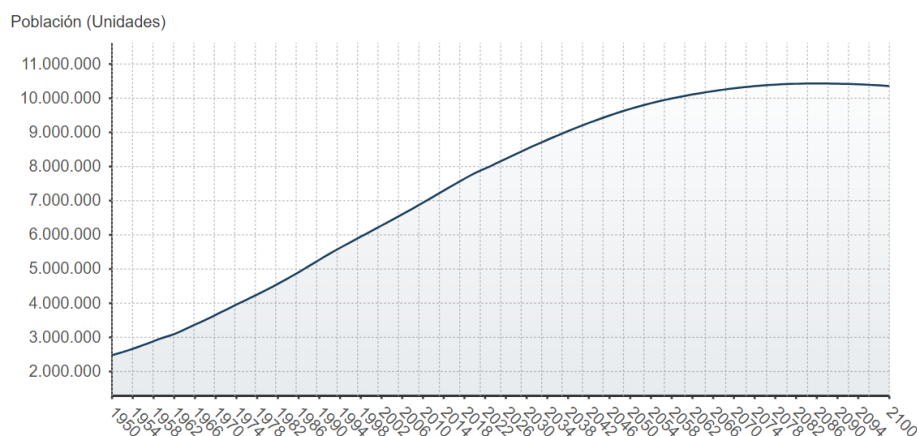
Gráfica 1. Estimación de la evolución de la población mundial. Fuente: (epdata, 2022) ...	10
Gráfica 2. Evolución del consumo de energía primaria a nivel mundial. Fuente: (bp, 2022) .....	17
Gráfica 3. Fuentes de energía primaria en la UE, 2021. Fuente: (bp, 2022).....	18
Gráfica 4. Fuentes de energía primaria en España, 2021. Fuente: (bp, 2022).....	18
Gráfica 5. Evolución de la demanda de gas en España, 2009 - 2022. Fuente: Elaboración propia.....	19
Gráfica 6. Evolución del índice MIBGAS-ES, 2016-2023. Fuente: (MIBGAS, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023b, 2023c).....	21
Gráfica 7. Evolución de la demanda mensual de gas, 2019-2020. Fuente: (CNMC, 2021)	22
Gráfica 8. Evolución del índice MIBGAS-ES, 2022-2023. Fuente: Elaboración propia....	23
Gráfica 9. Cuota de demanda de gas de la UE cubierta por Rusia, 2001 - 2022. Fuente: (MIBGAS, 2023a).....	24
Gráfica 10. Flujo de gas ruso a través de los tres gaseoductos principales, 2020-2022. Fuente: (MIBGAS, 2023a).....	25
Gráfica 11. Abastecimiento de gas natural a España por países, 2021. Fuente: (CNMC, 2022) .....	26
Gráfica 12. Abastecimiento de gas natural a España por países, 2022. Fuente: (CNMC, 2023b).....	27
Gráfica 13. Evolución de las plantas de biogás y biometano en EU. Fuente: (EBA, 2022a) .....	61
Gráfica 14. Producción de biogás y biometano por país, 2021. Fuente: (EBA, 2022a).....	64
Gráfica 15. Distribución del potencial de biometano por tipo de recurso. Fuente: (Sedigas & PwC, 2023).....	66
Gráfica 16. Demanda térmica de los digestores frente al espesor de aislamiento y precio. Fuente: Elaboración propia.....	108
Gráfica 17. Consumo de biogás frente a potencia nominal. Fuente: Elaboración propia .	114

Gráfica 18. Cote de la instalación frente a potencia nominal. Fuente: Elaboración propia .....	115
Gráfica 19. Coste de operación y mantenimiento frente a potencia nominal. Fuente: Elaboración propia.....	116
Gráfica 20. Coste de la instalación de cogeneración frente a potencia nominal. Fuente: Elaboración propia.....	121
Gráfica 21. Coste de operación y mantenimiento de la instalación de cogeneración frente a potencia nominal. Fuente: Elaboración propia .....	122
Gráfica 22. Coste de acondicionamiento y enriquecimiento frente a caudal de biogás. Fuente: Elaboración propia.....	126
Gráfica 23. Coste de inyección frente a caudal de biogás. Fuente: Elaboración propia ...	127
Gráfica 24. Evolución del precio de emisión de CO <sub>2</sub> , en €/tonCO <sub>2</sub> . Fuente: (SENDECO <sub>2</sub> , 2023).....	141
Gráfica 25. Resumen del estudio de viabilidad económica. Fuente: Elaboración propia .	159
Gráfica 26. Resumen del estudio de viabilidad económica sin subvención. Fuente: Elaboración propia.....	161

## Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Las sociedades están en continuo desarrollo y crecimiento. El aumento de la población ha alcanzado niveles preocupantes para los principales organismos a nivel mundial, como la ONU<sup>1</sup> y la OMS<sup>2</sup>. El 15 de noviembre de 2022 se alcanzaron los 8.000 millones de personas en el mundo que, frente a los 2.500 millones estimados en 1950 (United Nations, 2022), representa una cifra extremadamente alta y con una tasa de crecimiento que desembocará, en 2050, en una cifra cercana a los 9.700 millones de habitantes (epdata, 2022). Este aumento exponencial de la población conlleva, a su vez, a un aumento de las necesidades de la población y, por tanto, a un aumento tanto de recursos generados como consumidos. Esto pone de manifiesto la necesidad de cambiar, entre otros, los métodos convencionales de generación de energía, basada en recursos fósiles y, por tanto, limitados, a un sistema de generación basado en fuentes de energía renovables y, en mayor o menor medida, ilimitadas.



Gráfica 1. Estimación de la evolución de la población mundial. Fuente: (epdata, 2022)

<sup>1</sup> Organización de las Naciones Unidas

<sup>2</sup> Organización Mundial de la Salud



Durante los últimos años, se ha hecho gran hincapié y se han desarrollado fuentes renovables como la solar fotovoltaica, la eólica y la hidráulica. En España, REE<sup>3</sup> estima que, en 2023, la contribución de la generación renovable alcance el 50% de la generación eléctrica total anual, del cual la contribución de la eólica y la solar se espera que alcance el 42% de la generación renovable (REE, 2023). Si bien esto indica el avance que se está llevando a cabo en la generación renovable, pone de manifiesto tanto el gran avance que se ha hecho con la solar fotovoltaica y la eólica como la falta de desarrollo de otras fuentes de energía renovables. Por ello, se plantea el presente proyecto de *Diseño y desarrollo de una planta de producción de biogás a partir de estiércol de ganado vacuno*.

El ganado vacuno es un gran generador (y, por tanto, emisor) de gases contaminantes como el metano (CH<sub>4</sub>). Este lo generan, principalmente, en sus procesos digestivos y en la descomposición de sus deyecciones. Si bien los gases emitidos por los procesos digestivos no son susceptibles de retención y aprovechamiento, los presentes en las deyecciones ganaderas sí. Desde los últimos años, se están llevando a cabo en numerosos países plantas de digestión anaerobia a partir de estiércol de ganado, entre otros residuos, para obtener biogás y, a partir de este, biometano. Destacan en Europa países como Alemania, Francia y Reino Unido por producción de biometano. Y, si bien en España hay un alto potencial de producción, la comparación entre el potencial y la producción real presenta una diferencia muy elevada.

En el ámbito nacional, Galicia es la comunidad con mayor número de explotaciones ganaderas de ganado vacuno (con 32.740 explotaciones en todo el territorio) seguida de Castilla y León (con 22.639) y de Extremadura (con 15.876) (MAPA, 2023). Este dato es bastante llamativo si tenemos en cuenta la superficie de dichas comunidades, ya que Galicia es, de estas, la comunidad con menor superficie (29.575 km<sup>2</sup> frente a los 41.635 km<sup>2</sup> de Extremadura y a los 94.225 km<sup>2</sup> de Castilla y León). En cambio, en cabezas de ganado, es la segunda comunidad con mayor número de cabezas (948.524 cabezas), estando por detrás

---

<sup>3</sup> Red Eléctrica de España

de Castilla y León (1.456.164 cabezas) (MAPA, 2023). Esto se debe a que, al contrario de lo que ocurre en la mayor parte del territorio español, en Galicia existen un gran número de pequeñas explotaciones ganaderas, mientras que en el resto del territorio hay un menor número de explotaciones pero con más cabezas por explotación. Con un cálculo rápido, se observa que en Galicia hay una media de 28,97 cabezas por explotación, mientras que en Castilla y León hay una media de 64,32 cabezas, más del doble. Por ello, en este proyecto se estudiará la viabilidad de desarrollar una planta de digestión anaerobia para la ganadería *San Mauro, S.L.*, ubicada en Lalín, Galicia. Con ello, se pretende no sólo calcular la capacidad de producción de biogás y biometano de esta explotación, sino también analizar la viabilidad técnica y económica de la ejecución. Para ello, tras el diseño del digestor anaerobio, se estudiarán diferentes alternativas sobre cómo emplear el biogás:

- Empleo del biogás en una turbina o motor de combustión para generación de energía eléctrica. Esta se empleará para abastecer a la explotación y, si hubiera excedente, se vendería a la red.
- Cogeneración de energía eléctrica y térmica y upgrading a biometano el caudal de biogás restante, para su posterior inyección y venta a la red gasista.
- Upgrading del biogás a biometano e inyección y venta a la red gasista.

El presente proyecto se ha planteado de forma que sea consecuente en las tres dimensiones principales de los proyectos sostenibles definidas por la ONU: las dimensiones económica, social y ambiental. El impacto en la dimensión económica radica en el biogás o biometano generado. Toda explotación ganadera consume electricidad y calor. Mediante el digestor anaerobio, se producirá biogás que podrá ser empleado para producir electricidad y/o calor, con lo que se producirá un ahorro en los recursos consumidos por la explotación. En caso de que se lleve a cabo el upgrading a biometano, este se venderá a la red, por lo que el impacto económico radica en la venta de este biometano. En la dimensión social se espera que el desarrollo del digestor anaerobio en la ganadería *San Mauro S.L.* sienta precedente, inicialmente, para todas las demás ganaderías de la zona, logrando transmitirles las ventajas de estos sistemas para promover el desarrollo de éstos en sus propias ganaderías. A mayor escala, si esto se logra, puede ser posible ampliar la influencia a todo el territorio gallego e

incluso nacional, promoviendo el desarrollo económico, social y ambiental de los distintos territorios. Por último, en la dimensión ambiental, al producir biogás o biometano a partir del estiércol de ganado, se reducen las emisiones de éstos, a la vez que se reduce el consumo de combustibles fósiles (concretamente, gas natural) ya que se estaría empleando el biogás o biometano generados en vez del gas natural. Asimismo, el proceso de digestión produce un digestato que puede emplearse como fertilizante para el terreno y, al haberse eliminado el metano, presenta mejores propiedades para éste. De esta forma, además de estar presente en las tres dimensiones de los proyectos sostenibles, también se alinea, principalmente, con el ODS<sup>4</sup> 7 definido por la ONU y, en menor medida, con los ODS 1, 9, 12, 13 y 15 (United Nations, 2015b).

## ***1.2 OBJETIVOS***

El objetivo principal de este proyecto es el diseño y desarrollo de una planta de producción de biogás, mediante un digestor anaerobio, acondicionada para las condiciones de producción de estiércol de la explotación ganadera *San Mauro, S.L.*, ubicada en Lalín, Galicia. Para ello, se analizarán las instalaciones de la explotación, y a partir de las cabezas de ganado se estimará la producción diaria de estiércol. Una vez obtenida la producción diaria, y en función de ésta y del sistema de recolección, se decidirá el tipo de digestor a emplear y se dimensionará, obteniendo la producción estimada de biogás. Una vez obtenida, se plantearán diversas opciones de valorización de este:

- Generación de electricidad para abastecer la explotación: se destinará parte del biogás generado a una caldera para abastecer la demanda térmica del digestor, y el resto a un grupo electrógeno para generar energía eléctrica. Se analizará que opción presenta mayor rentabilidad: si sustituir la energía eléctrica tomada de la red por la propia generada, si seguir tomando energía de la red y vender la generada, o una combinación de ambas.

---

<sup>4</sup> Objetivos de Desarrollo Sostenible

- Cogeneración y upgrading: se dimensionará un motor de cogeneración para abastecer la demanda térmica del digestor y aprovechar el mismo para generar energía eléctrica, que se destinará a la propia explotación. El caudal restante de biogás se destinará a un sistema de upgrading para generar biometano e inyectarlo en la red de gas natural.
- Upgrading a biometano: se dimensionará el sistema de upgrading para obtener biometano y, con este, el caudal de biometano obtenido. Este se inyectará en la red gasista, teniendo en cuenta asimismo los costes de inyección. Al igual que en el primer caso, parte del biogás se destinará a una caldera para abastecer la demanda térmica del digestor. Esta solución es una mezcla de las dos anteriores.

De esta forma, se llevará a cabo no sólo un proyecto técnico sobre una planta de biogás, sino también un estudio económico sobre la viabilidad de éste y las diferentes opciones de valorización y obtención de beneficio.

Por último, también se tendrá en cuenta el impacto ambiental del sistema, analizando primero la contaminación producida por la explotación actualmente, y comparándola con la solución obtenida tras analizar las diferentes alternativas.

Para llevar a cabo el proyecto se seguirán los siguientes pasos:

- Recopilación de información sobre las posibles materias primas a emplear y los distintos sistemas de digestión anaerobia.
- Análisis de la situación del biogás y del biometano a nivel europeo y español, así como del potencial actual del biometano en España.
- Análisis de la normativa aplicable y de las distintas fuentes de financiación existentes.
- Elección y dimensionamiento del digestor a emplear.
- Cálculo de la producción de biogás estimada y del digestato obtenido.
- Diseño del sistema de upgrading y cálculo del volumen de biometano obtenido.
- Análisis del sistema de generación de energía eléctrica y cálculo de la producción eléctrica.

- Estudio de viabilidad económica comparando las tres alternativas expuestas anteriormente.
- Estudio de impacto ambiental de la instalación.

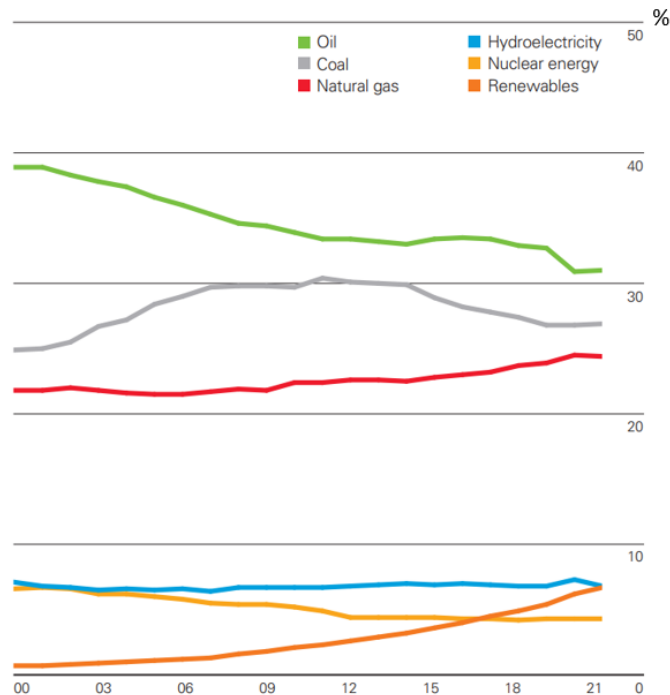
## **Capítulo 2. SITUACIÓN DE APROVISIONAMIENTO Y**

### **CONSUMO DE GAS ACTUAL**

#### ***2.1 INTRODUCCIÓN***

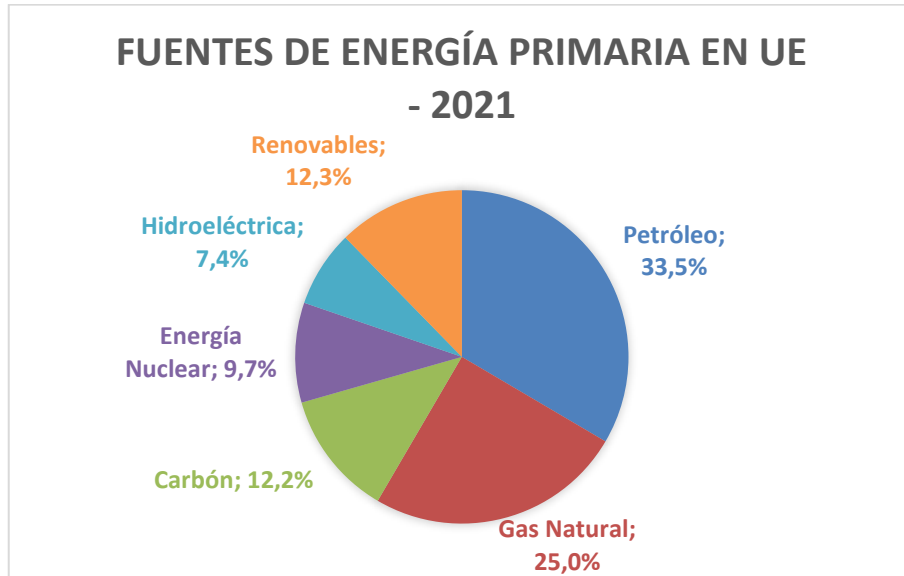
La energía primaria se define como toda aquella fuente de energía disponible en la naturaleza, en su forma original y sin haber sufrido ninguna alteración o transformación. Al hablar de energía primaria, si bien son todas aquellas presentes en la naturaleza y en su estado original, es importante diferenciar entre fuente de energía primaria renovable y no renovable. Las fuentes renovables se definen como aquellas fuentes de energía ilimitadas, o que se reponen más rápido de lo que pueden consumirse. Entre éstas, destacan fuentes como el sol, el viento, el agua o la biomasa. Por otra parte, las fuentes no renovables se definen como aquellas fuentes de energía limitadas, pues tardan cientos de millones de años en formarse. Entre éstas, las más empleadas son el petróleo, el carbón y el gas natural (United Nations, 2017).

Actualmente, la generación de energía a nivel mundial se basa en fuentes de energía primaria no renovables. La principal fuente de energía primaria a nivel mundial es el petróleo. Y, si bien la contribución de éste a la generación de energía mundial ha ido decreciendo en los últimos 20 años, sigue siendo la principal fuente de energía primaria. Por otra parte, si bien en Europa y América se ha reducido en gran medida la generación de energía a partir del carbón (en Europa, en 2021, la contribución del carbón a la generación de energía total fue de un 12%, y en América de un 8,9%), en países asiáticos como China sigue siendo la principal fuente de energía, lo que sitúa el carbón como la segunda fuente de energía primaria más consumida a nivel mundial (bp, 2022). Tras esta, en tercer lugar, se encuentra el gas natural. Los datos expuestos anteriormente, así como su evolución temporal, pueden observarse en la Gráfica 2.

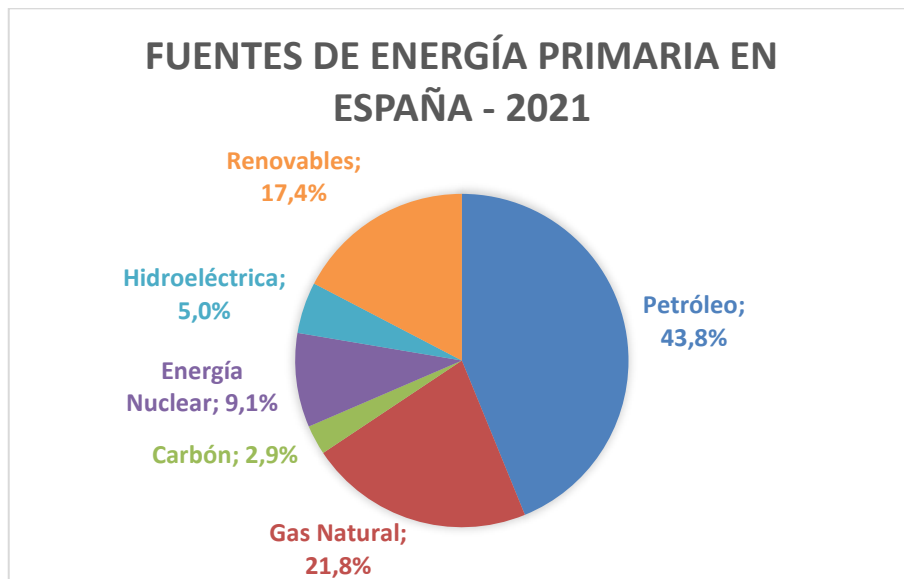


Gráfica 2. Evolución del consumo de energía primaria a nivel mundial. Fuente: (bp, 2022)

Centrando la atención en Europa, al igual que a nivel mundial, la principal fuente de energía primaria es el petróleo. Pero, debido a las decisiones de reducción del uso de carbón como fuente de energía, la segunda fuente de energía primaria a nivel europeo (y español) es el gas natural. A este le siguen las energías renovables como tercera fuente, si bien a nivel europeo la contribución a la generación energética de las energías renovables y del carbón es prácticamente igual (12,3% renovables y 12,2% carbón). En España, en cambio, la contribución de las renovables es mucho mayor que la del carbón, siendo un 17,4% frente al 2,9%. En las siguientes gráficas, se puede ver la contribución de las diferentes fuentes de energía primaria a la generación energética a nivel europeo y español, en 2021:



Gráfica 3. Fuentes de energía primaria en la UE<sup>5</sup>, 2021. Fuente: (bp, 2022)



Gráfica 4. Fuentes de energía primaria en España, 2021. Fuente: (bp, 2022)

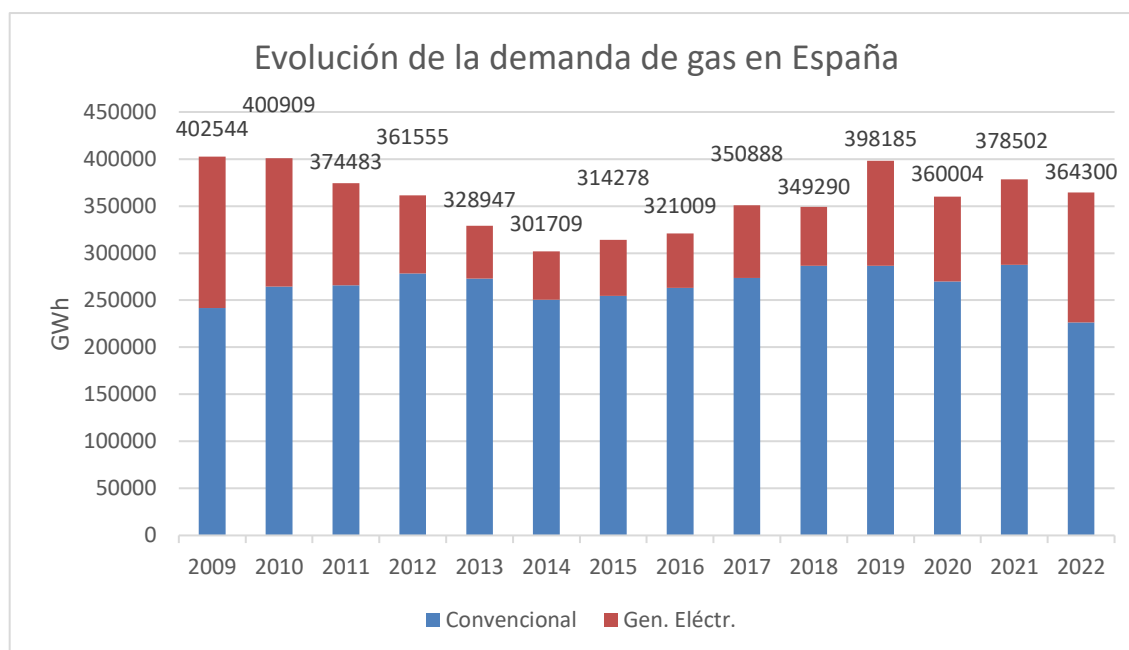
---

<sup>5</sup> Unión Europea



## 2.2 LA DEMANDA DEL GAS

A nivel nacional, la demanda de gas natural se distribuye entre demanda para uso convencional y para generación de energía eléctrica. Dentro de la demanda para uso convencional, se engloban el consumo industrial, el transporte, el uso residencial y el comercial y servicios (Energía y Sociedad, s. f.). Al emplearlo para generación de energía eléctrica, este se utiliza como fuente en ciclos combinados, cogeneración, etc. para generación de electricidad y conexión a la red. En la Gráfica 5, puede observarse la evolución de la demanda de gas natural en España, tanto para generación eléctrica como para uso convencional.



Gráfica 5. Evolución de la demanda de gas en España, 2009 - 2022. Fuente: Elaboración propia

En la gráfica anterior se puede observar cómo, entre 2010 y 2014, la demanda de gas natural a nivel nacional ha ido descendiendo de forma más o menos constante. El principal desencadenante de este descenso en la demanda fue la crisis económica del 2008 y sus consecuencias, que afectaron tanto a nivel particular como industrial. En este periodo, la demanda para generación eléctrica, al igual que la demanda total, ha ido descendiendo de forma gradual, pasando de suponer un 40% en 2009 a suponer un 17% en 2014. A partir de

este punto, tanto la demanda total de gas como la demanda para generación eléctrica han vuelto a aumentar gradualmente hasta el pico de 2019.

En 2020 se produjo un descenso de casi un 10% en la demanda total de gas debido al Covid-19 y las consecuencias de éste. Debido a la pandemia, y su consecuente pausa de la actividad, se frenó el aumento de la demanda de gas natural en el país, tanto para generación eléctrica como para uso convencional. Siguiendo la tendencia de los años anteriores, y tras recobrar la actividad, la demanda en 2021 aumentó respecto al año anterior, manteniendo la demanda en un nivel similar el año siguiente.

Destaca de la gráfica anterior la poca variación tanto de la demanda de gas total como de la demanda para uso convencional. Mientras que la demanda de gas para generación eléctrica ha sufrido grandes variaciones (de un 40% en 2009 a un 17% en 2014 para volver al 38% en 2022) la demanda para uso convencional se ha mantenido en niveles más o menos constantes. Esto se debe a que, si bien la demanda de energía eléctrica también ha sufrido grandes variaciones, la demanda de gas para uso industrial no, lo que motiva estos niveles de demanda de gas. Debido a que el sector industrial en el que se emplea el gas natural es un sector de difícil electrificación, el paso del empleo de gas a electricidad supone un gran reto, lo que explica la leve variación de la demanda para uso convencional frente a la demanda para generación eléctrica.

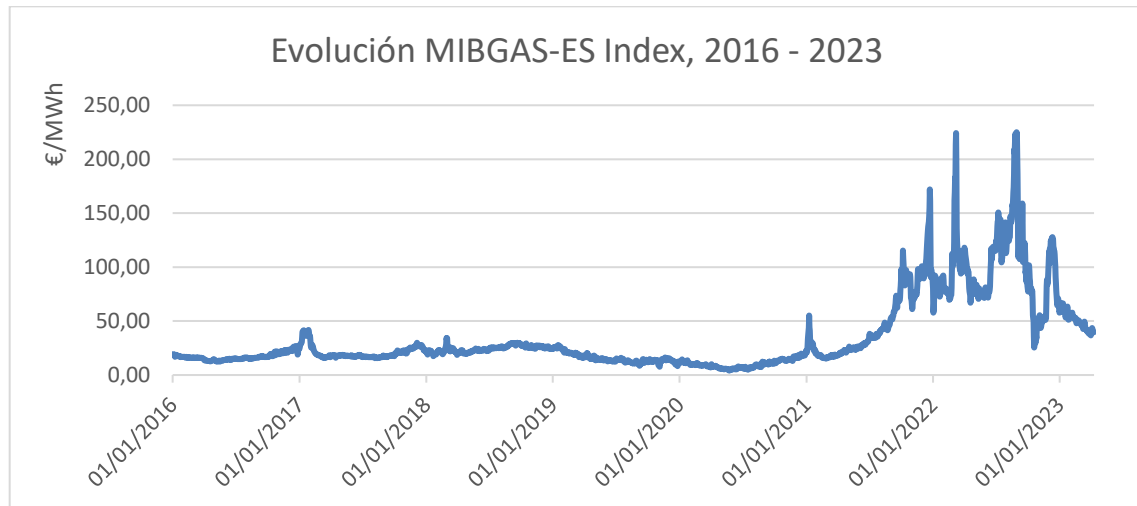
### ***2.3 EL PRECIO DEL GAS***

Junto con la demanda y su evolución, otro punto de análisis importante para entender la situación actual del gas natural en España es el precio. Para ello, se ha tomado el índice de MIBGAS<sup>6</sup> para el mercado español (MIBGAS-ES Index). Este es un índice de referencia para el mercado español del gas natural, pues se emplea para calcular el precio del gas natural en España. Este es un índice diario ponderado por volumen, y refleja el precio promedio de las transacciones realizadas en el mercado spot del gas natural en España. Este se compone

---

<sup>6</sup> Mercado Ibérico del Gas

de dos subíndices: el de mercados futuros, que refleja los precios de los mercados a futuro de gas natural; y el de mercados spot, que refleja los precios del gas natural al contado. De esta forma, este índice permite evaluar los precios y las tendencias del mercado.

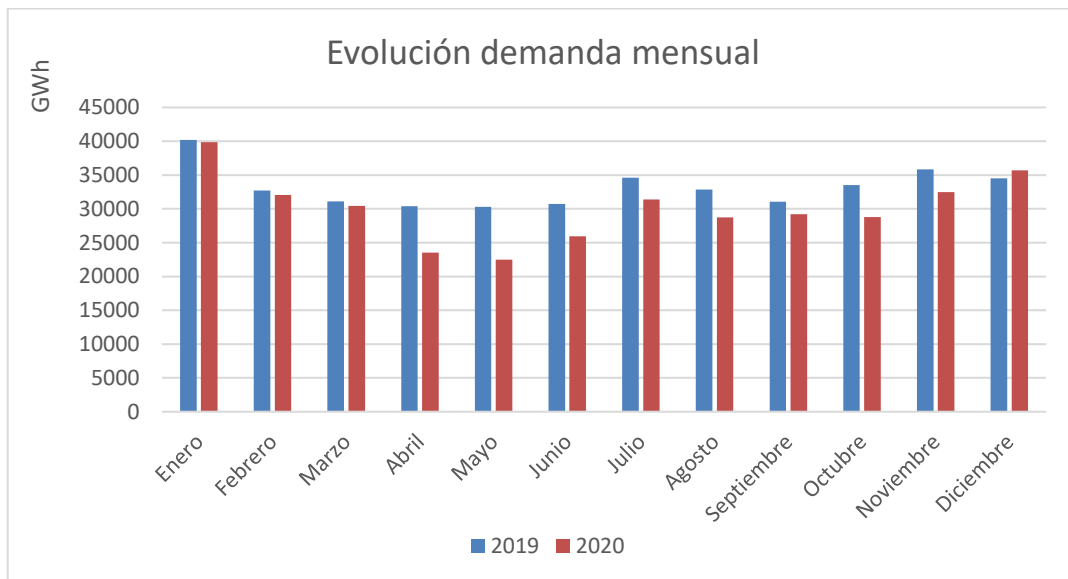


*Gráfica 6. Evolución del índice MIBGAS-ES, 2016-2023. Fuente: (MIBGAS, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023b, 2023c)*

La Gráfica 6 muestra la evolución del precio del índice anteriormente comentado desde el 2016 hasta la actualidad (datos actualizados a 09/04/2023). Comparando todos los valores presentados, se observa una tendencia más o menos constante en los primeros años (2016 – 2020), existiendo picos y valles, pero con valores entre rangos similares. Pero si se comparan estos años independientemente, sin tener en cuenta los precios posteriores, se observa que los precios han sufrido bastante inestabilidad, existiendo picos de 41,7 €/MWh (26/01/2017) y valles de 7,8 €/MWh (04/11/2019). Es decir, variaciones de precios hasta 5 veces más bajos. Por tanto, es de especial importancia analizar los factores que han provocado la inestabilidad existente entre el periodo de mediados de 2020 y la actualidad, y que han hecho despreciable la variación sufrida durante los años anteriores.

El primer desencadenante de la inestabilidad fue la pandemia Covid-19. Empezando en diciembre en Asia oriental y extendiéndose rápidamente a Europa y todo el mundo, esta pandemia provocó confinamientos y parones en la industria que provocaron una bajada de precio llegando al mínimo histórico en España el 24/05/2020, 4,17 €/MWh. Debido a los

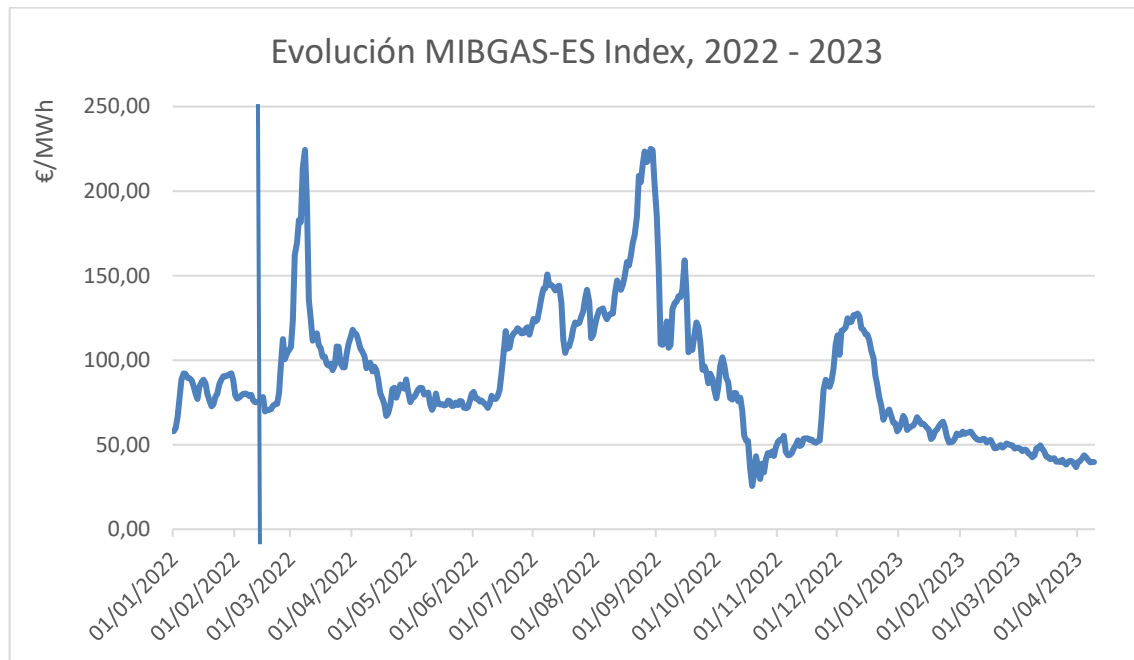
confinamientos, numerosas empresas se vieron obligadas a reducir o parar la actividad, lo que propició un descenso en el consumo de gas y, por tanto, una bajada de precio debido al exceso de aprovisionamiento existente. En la Gráfica 7 se observa la evolución mensual de la demanda de gas en los años 2019 y 2020.



*Gráfica 7. Evolución de la demanda mensual de gas, 2019-2020. Fuente: (CNMC, 2021)*

Como puede observarse, el descenso de la demanda de gas coincide con el inicio del confinamiento en España (15/03/2020). Si bien la demanda los tres primeros meses del año 2020 presenta unos valores similares a los del año 2019, se produce un descenso de un 23% en abril y de un 26% en mayo, siendo estos los meses de mayor confinamiento y parón. A partir de los meses siguientes, la diferencia en la demanda de gas respecto al año anterior ha ido reduciendo, volviendo a aumentar en octubre y noviembre, y superando en diciembre a la demanda del año anterior.

Si bien esta situación no se repitió el año siguiente, ya que se retomó la actividad habitual, es en este año en el que los precios comienzan a subir, si bien parece que entre finales de 2021 y principios de 2022 se mantienen en niveles constantes, aunque superiores a la media de los años anteriores. Pero a partir del 24/02/2022 se corta esta tendencia y se produce la inestabilidad que puede observarse en la Gráfica 8.



*Gráfica 8. Evolución del índice MIBGAS-ES, 2022-2023. Fuente: Elaboración propia*

La inestabilidad en el precio del gas de la gráfica anterior, si bien está motivada por la invasión de Rusia a Ucrania, se explica a partir de varios factores.

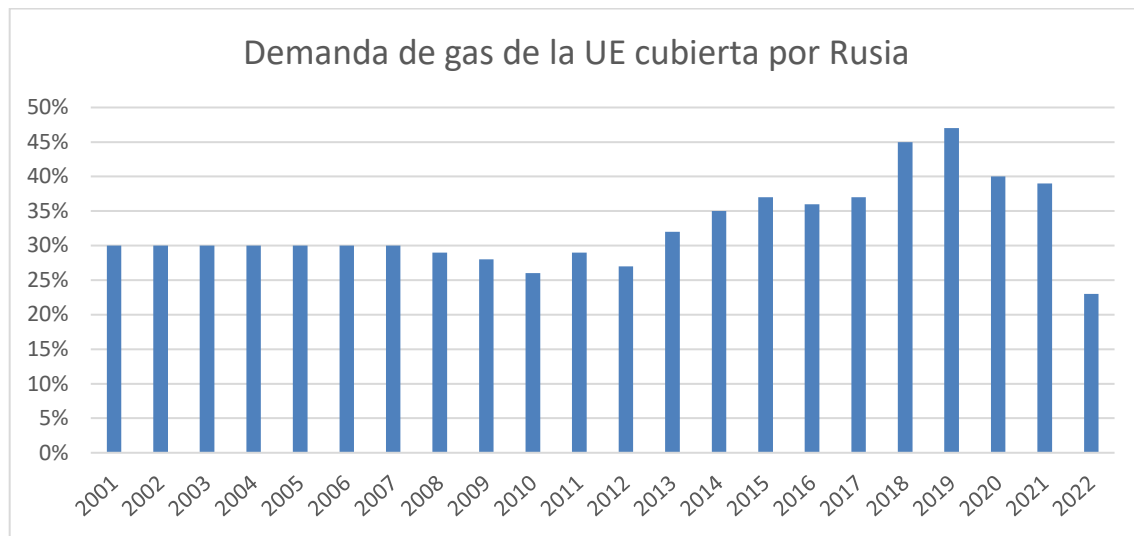
El aprovisionamiento del gas natural tiene dos fuentes: GNL<sup>7</sup> y gaseoducto. La ventaja principal del GNL frente al transporte por gaseoducto es la facilidad de transporte, ya que puede almacenarse en tanques de GNL y transportarse en buques metaneros. Pero presenta el inconveniente de que, para su empleo, es necesaria una compleja infraestructura de regasificación e inyección en la red en los distintos puertos de entrada, además de un sistema de refrigeración para mantenerlo por debajo de -160 °C. Por ello, el gas importado a través de gaseoducto es generalmente más barato que el GNL.

Previo al conflicto, Rusia era el principal suministrador de gas a través de gaseoducto a Europa. La cuota de demanda de gas en Europa cubierta por gas ruso (como puede observarse en la Gráfica 9) seguía una tendencia ascendente hasta 2019, a partir del cual

---

<sup>7</sup> Gas Natural Licuado

desciende de más de un 45% a menos de un 40% en 2021. Esto puede deberse a planes de invasión y corte de aprovisionamiento por parte de Rusia, si bien también a la creciente exportación de GNL por parte de E.E. U.U.<sup>8</sup>, unida a que la demanda de gas cubierta con GNL presenta una tendencia ascendente durante los últimos años.

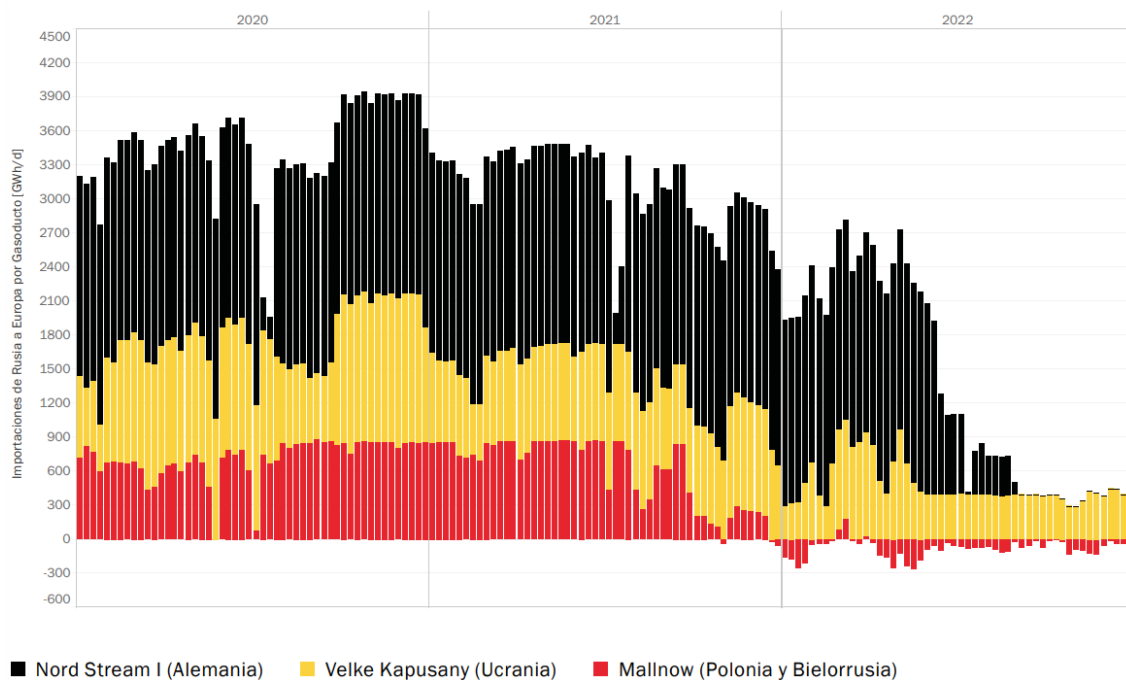


Gráfica 9. Cuota de demanda de gas de la UE cubierta por Rusia, 2001 - 2022. Fuente: (MIBGAS, 2023a)

Finalmente, tras la invasión a Ucrania, el flujo de gas ruso a Europa descendió hasta cubrir tan sólo un 23% de la demanda de gas de ese año. A nivel global, las exportaciones de gas ruso a los distintos países han descendido un 88% con respecto a la media de las exportaciones de 2020 y 2021. Además del descenso en las exportaciones, otro de los factores que motivó este descenso en el aprovisionamiento fue la indisponibilidad del Nord Stream I, gaseoducto que conectaba Rusia con Europa. Las explosiones y fugas de gas ocurridas en este inutilizaron el gaseoducto, cortando casi completamente el flujo de gas ruso a Europa. En la Gráfica 10, se observa el flujo de gas a través de los tres gaseoductos que conectan Rusia y Europa: Nord Stream I, Velke Kapusany y Mallnow. Si bien el flujo a través de estos tres gaseoductos seguía una tendencia descendente desde el 2020, es a final de 2021 donde se empieza a apreciar un descenso considerable en el aprovisionamiento.

<sup>8</sup> Estados Unidos

Destaca aquí que, si bien el pico de aprovisionamiento el 2020 se dio en los meses finales (coincidiendo con el invierno), en los meses finales de 2021 el flujo por los tres gaseoductos descendió respecto a la media de los meses anteriores. Tras la invasión a Ucrania, el flujo a través del Nord Stream I (principal ruta de exportación a Europa) comenzó a descender rápidamente, hasta cortar el flujo completamente el 26/09/2022 por las explosiones y fugas producidas. Esto, sumado al corte del flujo a través del gaseoducto Mallnow (llegando a existir un flujo inverso, de Alemania a Rusia), provocó el descenso en el aprovisionamiento comentado anteriormente. Esto obligó a que, en 2022, el conjunto de la UE aumentara en un 60% las importaciones de GNL respecto a las importaciones de 2021, pasando de 80 bcm a 130 bcm (MIBGAS, 2023a).



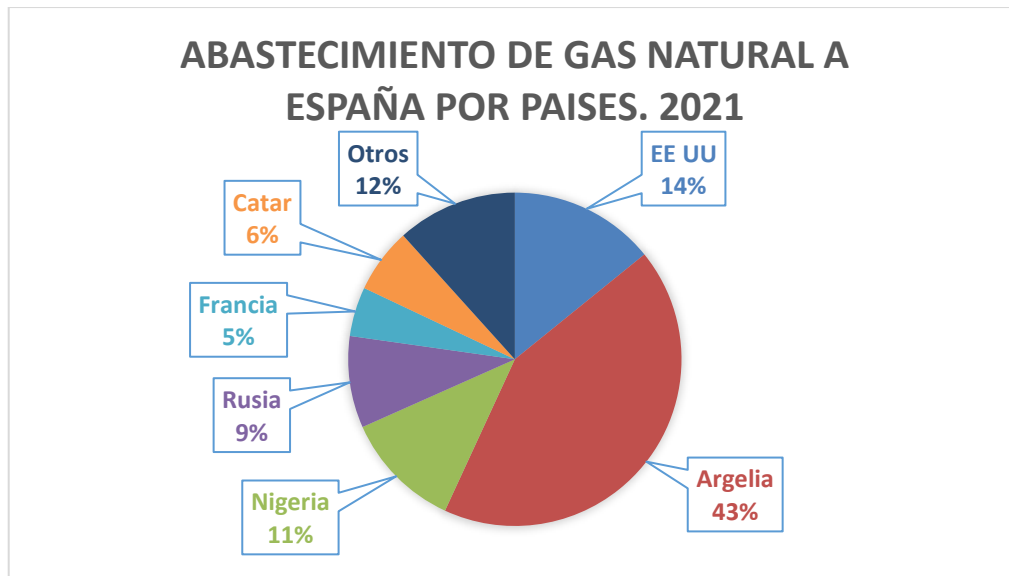
*Gráfica 10. Flujo de gas ruso a través de los tres gaseoductos principales, 2020-2022. Fuente: (MIBGAS, 2023a)*

Estos eventos y este descenso brusco del aprovisionamiento llevaron a los países europeos a una preocupación por el aprovisionamiento del gas en invierno, lo que motivó un aumento del almacenamiento, sobre todo en los países del norte, ya que países como Alemania tenían una gran dependencia del gas ruso (llegando a suponer este un 60% del aprovisionamiento

total del país). Estas medidas, si bien dieron resultados, fueron una de las causas que provocaron el aumento de precios vivido en 2022.

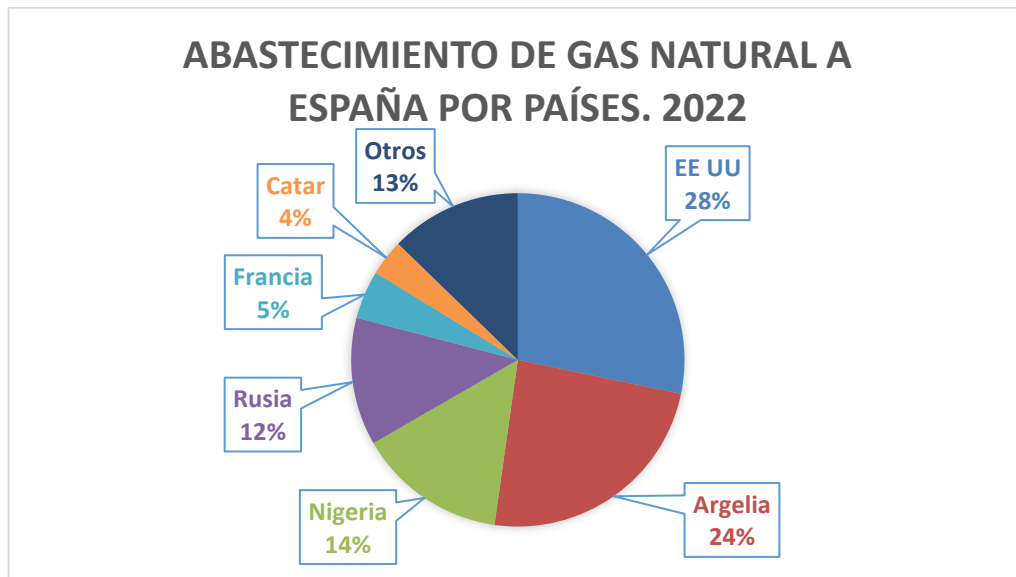
Si bien España no es dependiente del gas ruso, esta volatilidad de los precios también afectó en el país, lo que provocó que la demanda convencional descendiese un 21,4%, mientras que la demanda para generación eléctrica aumentaba en un 52% (como se puede observar en la Gráfica 5).

El principal suministrador de gas a España es Argelia. Pero, debido al corte del mayor de los gaseoductos de Argelia a España a final de 2021, la capacidad de importación de gas procedente de Argelia bajó de 733 GWh/día a 338 GWh/día (MIBGAS, 2023a). Esto provocó la variación en las fuentes de suministro de gas en España que se observa en la Gráfica 11 y Gráfica 12.



Gráfica 11. Abastecimiento de gas natural a España por países, 2021. Fuente: (CNMC, 2022)





Gráfica 12. Abastecimiento de gas natural a España por países, 2022. Fuente: (CNMC, 2023b)

Como puede observarse, de 2021 a 2022 el aprovisionamiento de gas de Argelia bajó de un 43% a un 24%, lo que obligó a buscar nuevas fuentes de gas. Si bien muchos países presentan leves variaciones (Nigeria del 11% al 14%, Rusia del 9% al 12%, etc.) el principal cambio en el aprovisionamiento es el aumento del gas estadounidense, doblando el abastecimiento del 14% al 28%. Este cierre repentino del gasoducto argelino provocó la necesidad de buscar nuevas fuentes de aprovisionamiento que, sumado a las consecuencias de la invasión rusa, provocaron la inestabilidad de los precios que se observa en la Gráfica 8.

Todo esto provocó el aumento y la variabilidad sin precedentes observada anteriormente, llegando al pico histórico de 225,03 €/MWh en agosto (29/08/2022) y al mínimo anual pocos meses después, de 25,59 €/MWh en octubre (19/10/2022), es decir, un precio más de 8 veces más bajo.

Si bien, observando la Gráfica 8, parece que el precio durante los primeros meses de 2023 comienza a descender y estabilizarse, presentando poca variación durante los cuatro primeros meses, toda la inestabilidad observada durante los últimos años, junto a los eventos comentados, deja ver la necesidad de nuevos proyectos de generación de gases renovables. Siendo, como se ha comentado, la industria española un sector de difícil electrificación, no

sólo es necesario promover los proyectos de electrificación de ésta, sino también proyectos de generación de gas renovable para reducir la dependencia de las importaciones y poder proveer a la industria y las viviendas de gas renovable local.

Del total de gas natural consumido en España, apenas el 0,1% procede del país, necesitando importar el 99,9% del gas (Sedigas, 2022). A través de proyectos como el que se presenta, se logra aumentar la generación de gas y reducir la dependencia del gas importado, con lo que se logra reducir el precio gracias a dos factores principales: logro de continuidad de suministro, reduciendo la inestabilidad; y precios estables con leves variaciones, ya que se obtienen de fuentes renovables.

## **Capítulo 3. ESTADO DEL ARTE**

### ***3.1 POLÍTICAS DE ENERGÍA RENOVABLE***

Los ODS establecidos por la ONU en 2015 son un llamamiento universal establecido por la organización a todos sus miembros para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y garantizar que, en 2030, todas las personas disfruten de paz y prosperidad (United Nations, 2015a). Cada uno de los ODS está integrado con los demás, de forma que llevar a cabo acciones en cada uno de ellos afectará en los otros, equilibrando la sostenibilidad social, económica y ambiental. Si bien estos son los objetivos y acciones más conocidos y comentados actualmente, llevan publicándose y adaptándose distintas políticas medioambientales en la UE desde mucho tiempo atrás.

La base para una política medioambiental se desarrolló en la UE en 1997 con la publicación, por parte del parlamento europeo, del “White Paper for a Community Strategy and Action Plan” (COM (97) 599 final). En este, se establecían las primeras líneas de acción climática, sin establecer objetivos específicos.

Tras éste, en 2007 la comisión europea propuso y aprobó un paquete de energía y cambio climático, destacando de ésta la comunicación del consejo y al parlamento “Una política energética para Europa” (COM (2007) 1 final). En esta, se establecían ya los primeros objetivos medioambientales de cara al año 2020, como lograr al menos una reducción de un 20% de los gases de efecto invernadero comparado con las emisiones en 1990 o aumentar la generación renovable hasta, al menos, un 20% del total generado en Europa (CE, 2007).

En 2009 siguieron los avances en el ámbito legal en materia medioambiental, con las directivas europeas 2009/28/EC (relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables) y 2009/30/EC (relativa a la calidad de los combustibles). En estas, se establecen nuevos objetivos como aumentar a un mínimo del 20% la generación de energía renovable en cada uno de los estados miembros, tener una contribución de energía renovable

de un 10% en el transporte o lograr una reducción de, al menos, un 6% de las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por combustibles empleados para transporte. Asimismo, para asegurar el cumplimiento de estos últimos objetivos, también establecen criterios de clasificación de los biocombustibles, así como procedimientos de obtención (CE, 2009a, 2009b).

Ya en vistas a objetivos a largo plazo, la UE ha establecido una hoja de ruta para lograr una economía baja en carbono de cara a 2050, “*A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*” (COM (2011) 112 final). En esta se establecen tanto los objetivos de reducción en 2050 (reducción de un 80% – 95% de emisiones de gases de efecto invernadero, contribución de un 55% – 75% de energía renovable a la generación de energía) como distintos caminos para lograr estos objetivos mediante una transición realista.

2015 fue un año clave en la transición energética no sólo a nivel europeo, sino a nivel mundial. Se llevó a cabo el Acuerdo de París, acuerdo ubicado dentro de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC<sup>9</sup>). Este tratado marcó un antes y un después en la transición ecológica y energética, al ser un tratado internacional jurídicamente vinculante entre 196 países acordado en la COP21<sup>10</sup>. El principal objetivo establecido es el limitar el aumento de la temperatura global a valores por debajo de 2 °C, idealmente 1,5 °C, en comparación con los niveles preindustriales. Para lograrlo, los distintos países miembros establecieron las contribuciones INDC<sup>11</sup>, en las que establecen acciones climáticas para lograr el objetivo establecido (United Nations, s. f.). A diferencia de las demás políticas y compromisos nombrados anteriormente, el Acuerdo de París funciona en ciclos de cinco años. De esta forma, cada ciclo se actualizan las medidas de acuerdo a la situación en la que se encuentren los países en ese momento, llevando un desarrollo progresivo y permitiendo ajustar las acciones a la situación actual. Al ser un acuerdo a nivel global, no sólo se han establecido objetivos individuales de cada país, sino también medidas

---

<sup>9</sup> United Nations Framework Convention on Climate Change

<sup>10</sup> XXI Conferencia de las Partes

<sup>11</sup> Intended Nationally Determined Contributions

de colaboración que permitan que los países con menos recursos sean capaces de lograr sus propios objetivos. Esta colaboración no se plantea solo en materia económica, sino también tecnológica, fomentando la transferencia de conocimiento y tecnología para mejorar la resiliencia al cambio climático y así lograr la reducción global de las emisiones de efecto invernadero, estableciendo un marco tecnológico para proporcionar orientación a todos los países.

Por tanto, hoy más que nunca hay un mayor compromiso medioambiental y objetivos más ambiciosos, que promueven e incentivan el desarrollo de tecnologías de producción sostenible. De acuerdo con Scarlat Nicolae, las acciones establecidas en las INDC no son suficientes actualmente para lograr los objetivos establecidos en el Acuerdo de París, lo que demuestra aún más la necesidad de continuar desarrollando proyectos de generación renovable y mejorando la tecnología disponible actualmente (Scarlat et al., 2018). Este panorama, unido a las características del biogás como fuente de energía, dan lugar a una perspectiva favorable de cara a los siguientes proyectos de digestión anaerobia y a su empleo en diferentes sectores.

## ***3.2 LA DIGESTIÓN ANAEROBIA***

### **3.2.1 DEFINICIÓN**

La digestión anaerobia es el proceso de degradación biológica de materia orgánica (comúnmente conocida como sustrato) en ausencia de oxígeno (Zhang et al., 2016). Esta se produce mediante la acción de un grupo de bacterias específicas, y se produce en fases sucesivas. Las bacterias que intervienen en el proceso de digestión anaerobia se pueden clasificar en cinco grandes poblaciones de microorganismos (IDAE, 2007):

- Bacterias hidrolíticas-acidogénicas.
- Bacterias acetogénicas.
- Bacterias homoacetogénicas.
- Bacterias metanogénicas hidrogenófilas.

- Bacterias metanogénicas acetoclásticas.

En el proceso de digestión anaerobia se obtiene, como resultado, una mezcla de gases (comúnmente conocida como biogás) y el digestato o digerido, fracción resto obtenida tras la digestión. La composición, así como los usos, tanto del biogás como del digestato se detallarán más adelante, en los apartados 3.4 y 3.6.

De acuerdo a la Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de noviembre de 2008 sobre los residuos, se establece la siguiente jerarquía dentro de la gestión de residuos, ordenada según la prioridad que estas representan (CE, 2008; thecircularcampus, 2022):

1. Prevención/minimización: todas aquellas medidas adoptadas previo a que una sustancia, material o producto se haya convertido en residuo, para así reducir la cantidad de residuos generados, los impactos en el medio ambiente y la salud de la generación de residuos y la cantidad de sustancias peligrosas en materiales y productos. Se incluyen aquí todas las medidas implementadas en el proceso de diseño, producción, distribución y consumo de un producto con la finalidad de reducir en todo lo posible los residuos generados, evitando así no solo la producción de residuos, sino también un excesivo uso de recursos energéticos y de materias primas.
2. Reutilización: cualquier operación en la que productos o componentes que no sean residuos se vuelven a emplear con la misma finalidad para la que fueron concebidos inicialmente. En este punto, se incluyen residuos que se hayan sometido a acciones de comprobación, limpieza y reparación para su reutilización, siempre que no sea necesario llevar a cabo grandes transformaciones al margen de éstas.
3. Reciclado: incluye todas las operaciones de valorización mediante las cuales los materiales de residuos son transformados de nuevo en productos, materiales o sustancias, para emplear tanto en la finalidad original como para otra finalidad. En este punto se incluye la transformación de material orgánico, pero no la valorización

energética ni la transformación del residuo para emplearlo como combustible. A estos residuos se les da una “segunda vida”, y pueden ser empleado como materia prima y reintroducirse en el mercado.

4. Otro tipo de valorización, por ejemplo, valorización energética: frente al punto anterior, se incluyen otros tipos de valorizaciones del residuo, como la energética o la transformación del residuo para emplearse como combustible, operaciones de relleno, etc.
5. Eliminación: supone cualquier operación no incluida en los apartados anteriores, incluso cuando la operación tenga como consecuencia secundaria el aprovechamiento de sustancias o energía. En esta, se incluyen distintas actividades como depósito sobre el suelo, inyección en profundidad, vertido en lugares especialmente diseñados, vertido en el medio acuático, incineración, etc.

De esta forma, la digestión anaerobia, de acuerdo a las definiciones anteriores, constituye una operación de reciclado y se ubica en el tercer nivel de la jerarquía de residuos ya que, si bien se lleva a cabo una valorización energética del residuo al obtener biogás, también se aprovecha el digestato como producto fertilizante. Es decir, el residuo orgánico se transforma, mediante la digestión anaerobia, en un nuevo producto. Esto se establece en la Decisión 2011/753/UE de la Comisión, en la que se define que *“los residuos que entran en el tratamiento aeróbico o anaeróbico pueden contabilizarse como reciclados si el tratamiento genera compost o digestato que, llegado el caso tras una transformación, se utilice como material, sustancia o producto reciclado en un tratamiento de los suelos que produzca un beneficio a la agricultura o una mejora ecológica de los mismos”* (CE, 2011).

Al existir distintos tipos de residuo orgánico que someter a digestión anaerobia, en caso de que los productos empleados no se utilizaran como producto fertilizante, sino que se desecharan tras la digestión, la digestión anaerobia sería un proceso de valorización energética, y se ubicaría en el cuarto nivel en la jerarquía de gestión de residuos.

### 3.2.2 PROCESO

El proceso de digestión anaerobia consta de varias fases, diferenciadas en el proceso de degradación del sustrato<sup>12</sup>. En estas fases, intervienen las distintas poblaciones de microorganismos nombradas en el punto 3.2.1. Debido a que cada población está compuesta por microorganismos de diferentes velocidades de crecimiento, así como diferente sensibilidad a los compuestos intermedios que actúan como inhibidores, cada etapa presentará distintas velocidades de reacción en función de la composición inicial del sustrato. Debido a esto, es importante controlar las condiciones de la digestión anaerobia y las concentraciones de los distintos componentes que intervienen. Así, es importante definir y controlar tanto los parámetros ambientales como los parámetros operacionales. Si bien los valores de estos dependerán tanto del tipo de digester como del sustrato empleado, son parámetros de control comunes a la digestión anaerobia.

Entre los parámetros ambientales del sustrato, hay que controlar (IDAE, 2007, 2011):

- **Sólidos totales:** fracción de sólidos dentro de la mezcla. Se mide debido a que los sustratos suelen ser una mezcla de sólidos y agua. Sustratos como estiércol de ganado suelen tener valores relativamente bajos, mientras que otros como la biomasa forestar suelen tener valores relativamente altos.
- **Sólidos volátiles:** materia a partir de la cual se obtiene el biogás. Se mide en relación a los sólidos totales (% ST<sup>13</sup>). Por tanto, cuanto mayor sea, mejor será el sustrato.
- **Biodegradabilidad:** propiedad de los compuestos orgánicos que indica la facilidad con la que los microorganismos pueden degradar a éstos en compuestos más simples. Cuanto mayor sea, mejor será el rendimiento de la digestión.
- **Relación C/N<sup>14</sup>:** proporción existente de partículas de carbono y nitrógeno. Son las principales fuentes de alimentación de las bacterias metanogénicas. Dado que las bacterias consumen 30 veces más carbono, se establece el rango óptimo para la

---

<sup>12</sup> Materia prima, influente o material orgánico que se introduce en la planta de biogás (IDAE, 2011)

<sup>13</sup> Sólidos Totales

<sup>14</sup> Relación Carbono / Nitrógeno



digestión entre 20 – 30. Ratios mayores resultan en una digestión más lenta por la deficiencia de nitrógeno, y ratios menores inhiben la actividad bacteriana debido a la formación excesiva de  $\text{NH}_3$  (Bennardi, 2018).

- pH: es importante mantener un pH cercano a la neutralidad, en el rango 6 – 8, ya que afecta a la actividad microbiana y a su tasa de crecimiento. pH más ácidos o básicos aumentan el tiempo de digestión.
- Alcalinidad: se recomienda una alcalinidad superior a 1,5 g/l  $\text{CaCO}_3$ , para asegurar la capacidad tampón (capacidad de un volumen para resistir cambios de pH, es decir, la cantidad de ácido o base necesaria para modificar el pH de un volumen en una unidad) y evitar la acidificación.
- Nutrientes: para asegurar el crecimiento y proliferación de los microorganismos que producen la digestión.
- Tóxicos e inhibidores: necesario reducir su concentración al máximo posible. Entre estos se encuentran los metales pesados, antibióticos, detergentes, ácidos carboxílicos en altas concentraciones y amoníaco, entre otros.

Entre los parámetros operacionales, hay que controlar (IDAE, 2007, 2011):

- Temperatura: en función de la temperatura, se definen distintos rangos de operación. De esta forma, la digestión anaerobia puede producirse operando en los rangos psicrófilo (a temperatura ambiente), mesófilo (a temperaturas en torno a 35 °C) o termófilo (a temperaturas en torno a 55 °C). Esta tiene un efecto directo tanto sobre la actividad de los microorganismos como sobre las reacciones químicas, de forma que la actividad (tasa de crecimiento y reacción) aumentan con la temperatura, pero también la sensibilidad a determinados inhibidores por lo que, a partir de ciertas temperaturas, la actividad puede decrecer.
- Agitación: este depende del tipo de reactor que se emplee. Se refiere al nivel de energía aportado al sustrato para favorecer la mezcla, así como para mantener concentraciones y condiciones (temperatura, pH, etc.) homogéneas en todo el digestor. Esta, además, disminuye la formación de sedimentos y facilita la circulación del gas hacia la parte superior del digestor.

- Tiempo de retención hidráulica (HRT<sup>15</sup>): se define como el cociente entre el volumen del digestor y el caudal de sustrato, es decir, el tiempo medio de permanencia del sustrato dentro del reactor. Este es el tiempo que pasa sometido a la acción de los microorganismos y, por tanto, produciéndose la digestión. Existe un tiempo de retención mínimo para la producción de biogás, por debajo del cual no presenta actividad.
- Velocidad de carga orgánica (OLR<sup>16</sup>): se define como la cantidad de materia orgánica introducida en el digestor por unidad de tiempo y unidad de volumen. Comúnmente se expresa en  $\text{kg}_{\text{SV}}/\text{Nm}^3\text{día}$  o  $\text{DQO}^{17}/\text{Nm}^3\text{día}$ . Está inversamente relacionado con el tiempo de retención. De esta forma, valores bajos implican o bien baja concentración en la entrada o bien elevado tiempo de retención hidráulica. Pero valores elevados favorecen la formación de ácidos grasos volátiles, que en altas concentraciones pueden influenciar negativamente la digestión (Ramanathan et al., 2022).

A la hora de describir las fases de la digestión anaerobia, el modelo más reconocido y empleado es el modelo AMD1<sup>18</sup> definido por la IWA<sup>19</sup>, en el que se consideran cuatro fases: hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis.

### **Hidrólisis.**

La hidrólisis es la primera etapa del proceso de digestión anaerobia, y se basa en la separación y descomposición de polímeros orgánicos en moléculas más pequeñas (monómeros y dímeros) para que puedan ser absorbidas por los microorganismos (Corrales et al., 2015).

En este proceso intervienen distintas enzimas, denominadas hidrolasas que, con ayuda de agua, son capaces de solubilizar la materia orgánica y romper sus enlaces. Estas se ocupan

---

<sup>15</sup> Hydraulic Retention Time

<sup>16</sup> Organic Loading Rate

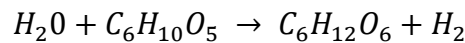
<sup>17</sup> Demanda Química de Oxígeno

<sup>18</sup> Anaerobic Digestion Model 1

<sup>19</sup> International Water Association

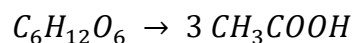
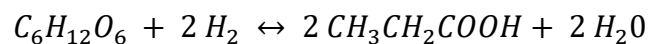
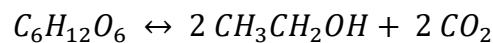
de “cortar” la materia orgánica soluble y los componentes de gran masa molecular (proteínas, lípidos, polisacáridos, etc.) en partículas más pequeñas. Esta etapa es clave en el proceso de digestión, ya que permite a los microorganismos absorber y utilizar las moléculas orgánicas que, en caso de seguir con el tamaño original, no podrían ser absorbidas.

Cuando el sustrato está compuesto de materia orgánica sólida, la hidrólisis constituye la fase limitante de la digestión anaerobia. En función de la naturaleza del sustrato, la velocidad de descomposición variará, siendo, por ejemplo, la transformación de la celulosa más lenta que la de proteínas (Parra Huertas, 2015). La reacción principal que ocurre durante la hidrólisis se detalla a continuación (Anukam et al., 2019):



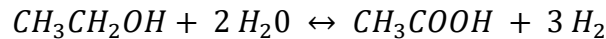
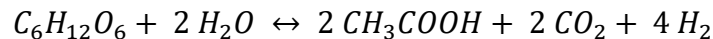
### **Acidogénesis.**

Durante la acidogénesis, los monómeros producidos en la fase anterior son absorbidos por distintas bacterias, de forma que se descomponen en acetato, ácidos grasos de cadena corta (ácido acético, butírico, etc.), hidrógeno, alcoholes y dióxido de carbono. A lo largo de esta fase, por tanto, se descomponen los azúcares simples, ácidos grasos y aminoácidos y dan lugar a ácidos orgánicos y alcoholes. En esta etapa intervienen distintas bacterias anaerobias fermentativas. De los distintos productos resultantes, los ácidos grasos volátiles son de especial importancia para la producción de metano, y su concentración influye en la eficiencia de la metanogénesis (Parra Huertas, 2015). Durante la acidogénesis, tienen lugar las siguientes reacciones (Anukam et al., 2019):



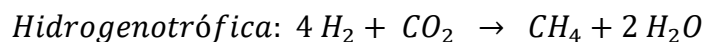
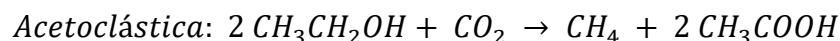
### Acetogénesis.

Durante la acetogénesis, los ácidos grasos volátiles terminan de convertirse en ácido acético ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ ), dióxido de carbono e hidrógeno. Este ácido acético se produce por dos mecanismos diferentes: por hidrogenación, que consiste en la producción de acetato mediante la reducción de dióxido de carbono e hidrógeno; y por deshidrogenación, donde, como las bacterias son inhibidas por pocas cantidades de oxígeno, solo sobreviven en asociaciones con microorganismos consumidores de hidrógeno, como las bacterias homoacetogénicas. Estas bacterias catalizan la formación de acetato a partir de hidrógeno y dióxido de carbono (Parra Huertas, 2015). Durante la acetogénesis, tienen lugar las siguientes reacciones (Anukam et al., 2019):



### Metanogénesis.

Durante la metanogénesis (etapa final del proceso de digestión) las bacterias metanogénicas llevan a cabo la formación de metano y dióxido de carbono. Esta formación se produce por dos vías principales: acetoclástica, en la que los microorganismos crecen en un sustrato (acetato) e hidrogenotrófica, donde los microorganismos crecen en sustratos como el hidrógeno y el dióxido de carbono. Del total de metano producido, alrededor del 70% se produce por la vía acetoclástica, mientras que el 30% restante se produce por la vía hidrogenotrófica (Parra Huertas, 2015). Las reacciones que tienen lugar son (Anukam et al., 2019):



A continuación, se adjunta un esquema a modo de resumen de las distintas fases de la digestión anaerobia, indicando las bacterias que intervienen en cada una de las fases, así como los distintos compuestos intermedios formados:

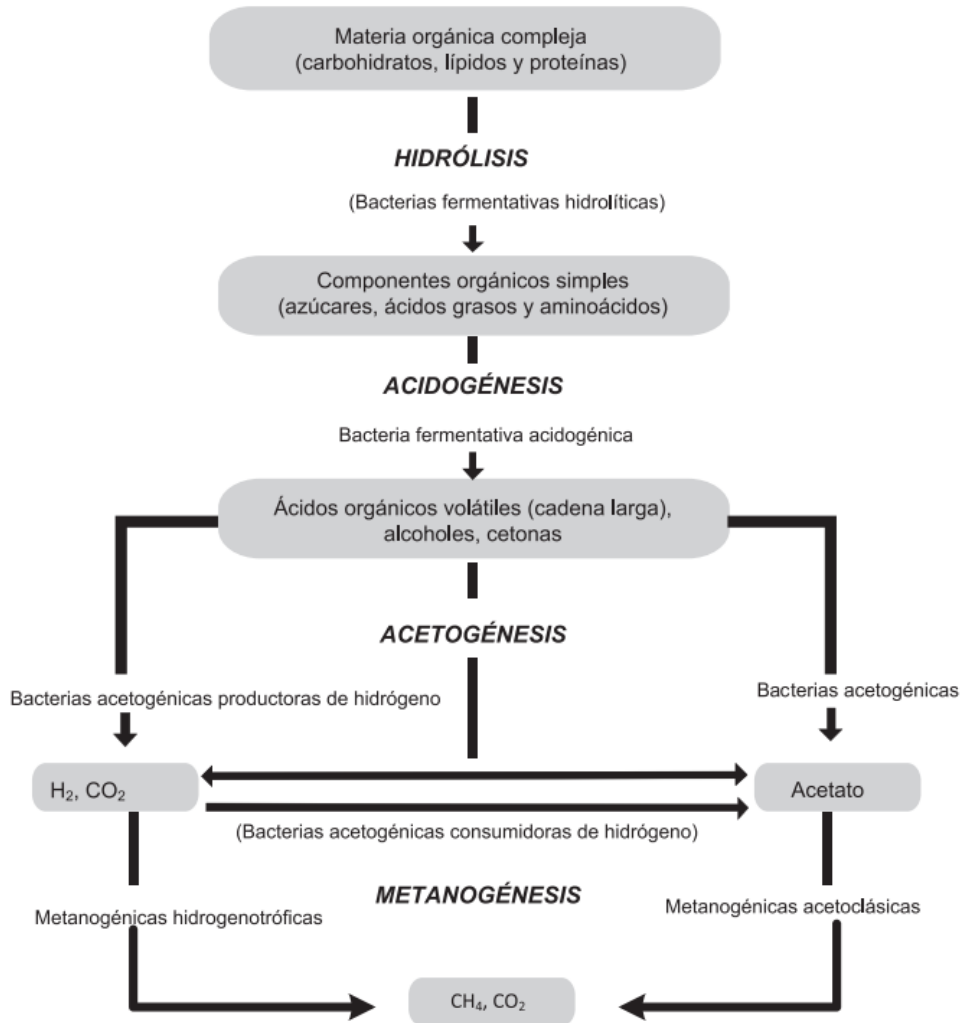


Figura 1. Esquema detallado de la digestión anaerobia. Fuente: (Parra Huertas, 2015)

### 3.2.3 TECNOLOGÍAS DE PRETRATAMIENTO

Dependiendo del tipo de residuo empleado para la digestión anaerobia, así como de la composición del residuo, puede ser necesario llevar a cabo un proceso de pretratamiento de éste. El objetivo principal del pretratamiento es lograr un sustrato lo más homogéneo posible,

de forma que cuente con las condiciones tanto físicas como químicas adecuadas al proceso, para así aumentar su biodegradabilidad y, con esta, la producción de biogás, a la vez que se disminuye el tiempo de retención. Las distintas tecnologías para llevar a cabo el pretratamiento del sustrato se clasifican en mecánicas, térmicas, químicas y biológicas (IDAE, 2011), si bien las más empleadas son mecánicas, térmicas y biológicas.

### **Tecnologías de pretratamiento mecánicas.**

El objetivo es reducir el tamaño de las partículas del sustrato, aumentando así la superficie específica de este y consiguiendo una mayor solubilización de la materia orgánica. Existen distintas tecnologías de pretratamiento mecánico, como la maceración, la trituración, la homogeneización a alta presión, ... pero la más empleada a nivel agroindustrial es la trituración (IDAE, 2011).

Este sistema consiste en un mecanismo de trituración (comúnmente cuchillas rotatorias) a través del cual se hace pasar el sustrato desde el tanque de pre-mezcla, para introducirlo después en el digestor. Con este, además de lograr una mayor superficie específica, también se rompen las estructuras de las fibras de los sustratos. Por ello, este tratamiento suele emplearse en residuos con alto contenido en fibra, como la paja, plantas enteras, residuos agrarios, etc. Si bien es recomendable para cualquier residuo con tamaño de partícula superior a 5 cm. Con este, se puede obtener un aumento de la producción de biogás entre un 5% y un 30%, dependiendo del tipo de sustrato y de la intensidad de trituración (IDAE, 2007).

### **Tecnologías de pretratamiento térmico.**

Al aplicar pretratamientos térmicos, se tiene un doble objetivo: facilitar la biodegradación de ciertas macromoléculas y solubilizar la materia orgánica, y reducir o eliminar microorganismos indeseables mediante la higienización de la materia orgánica (en función de la temperatura empleada y el tiempo de pretratamiento). Las diferencias en el tipo de tecnología se basan en la forma en la que se aplica el calor (conducción, corriente de vapor, altas presiones, ...), si bien los más empleados son la pasteurización y la esterilización.

Mediante pasteurización, se introduce el sustrato (que normalmente se ha sometido a un pretratamiento previo de trituración) dentro de un recipiente (unidad de higienización) que se encuentra a una temperatura mínima de 70 °C y durante un tiempo mínimo de una hora ininterrumpida. Estas unidades de higienización suelen calentarse por convección mediante sistemas de agua caliente. Suele emplearse en subproductos de origen animal no destinados a consumo humano, es decir, subproductos generados durante el sacrificio de animales para consumo, durante la elaboración de productos de origen animal (como lácteos) y durante la eliminación de animales muertos (AESAN, s. f.). Empleándolo en este tipo de subproductos, se pueden lograr hasta producciones cuatro veces superiores de biogás (IDAE, 2011), si bien en otro tipo de sustratos, como residuos vegetales, la aplicación de pretratamientos térmicos puede degradar la materia orgánica y disminuir el potencial de biogás.

Mediante esterilización, se somete al sustrato a un tratamiento a alta presión y temperatura durante un tiempo determinado. Generalmente, las condiciones de esterilización son 20 minutos a 130 °C y 3 bar. Si bien hay distintas configuraciones para el sistema de esterilización, el más empleado es un sistema con un precalentador para calentar el sustrato hasta 130 °C, posteriormente introducirlo en el sistema de tratamiento a presión, y enfriarlo para introducirlo en el digestor a una temperatura levemente superior a la de operación. En estos, en caso de haber recirculación en el digestor, se calienta y se introduce con los sustratos salidos del tratamiento térmico. Este tratamiento es adecuado para subproductos de origen animal no destinados a consumo humano y, si bien aumenta el potencial de generación de biogás, el objetivo principal es esterilizar los sustratos de acuerdo a la normativa SANDACH<sup>20</sup> (IDAE, 2011).

### **Tecnologías de pretratamiento biológico.**

Al aplicar pretratamientos biológicos, se busca acelerar la degradación de determinados compuestos del sustrato a través de la inoculación con bacterias específicas o bien añadiendo

---

<sup>20</sup> Subproductos Animales No Destinados A Consumo Humano

enzimas. Otra de las aplicaciones de los pretratamientos biológicos es la conservación de la materia orgánica para evitar su degradación, como ocurre en el caso del ensilado.

Mediante ensilado, se logra aumentar el tiempo de retención de la materia orgánica previo a su digestión, al almacenarlo comprimido en condiciones de anaerobiosis, es decir, en ausencia de oxígeno. En este método, se introduce el sustrato en un silo con bacterias ácido-lácticas que rompen los enlaces entre los azúcares y reducen el pH hasta inhibir las bacterias que llevan a cabo la digestión de éste. De esta forma, se puede conservar la materia orgánica para su posterior digestión. Este sistema se emplea en sustratos vegetales (maíz, centeno, etc.) que se cosechan una o dos veces al año, para así tener sustrato a lo largo de todo el año y poder alimentar el digestor. Estos sustratos deben tener un contenido en sólidos totales inferior al 45% y un alto contenido en azúcares, como mínimo del 8% (IDAE, 2011).

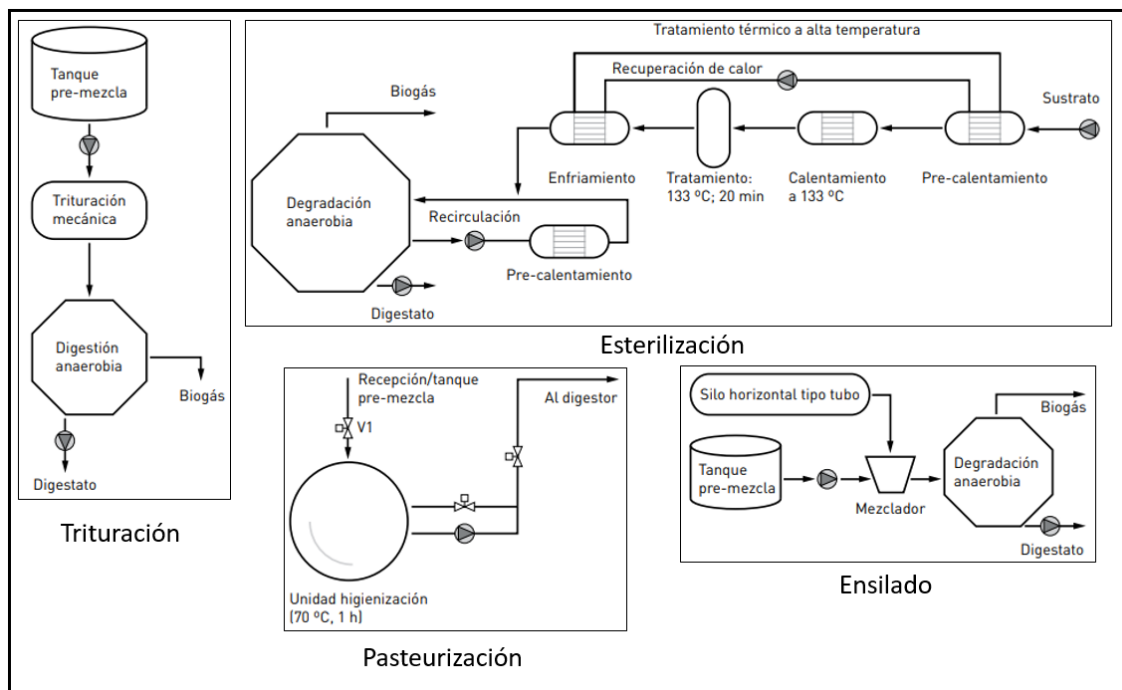


Figura 2. Configuración de las tecnologías de pretratamiento. Fuente: (IDAE, 2007)



### **3.2.4 TECNOLOGÍAS DE DIGESTIÓN**

Las tecnologías de producción de biogás actuales tienen un nivel de madurez tecnológica elevado, lo que permite adecuar tanto el tamaño del digestor como la tecnología empleada al tipo de sustrato de entrada. De esta forma, el mayor problema a la hora de desarrollar sistemas de digestión anaerobia no está relacionado con el digestor empleado, sino con la heterogeneidad de los sustratos y el suministro de estos. Cada tipo de sustrato tiene unas características determinadas, por lo que la selección de la tecnología a emplear dependerá de éstas. Así, cuando los sustratos a emplear provienen de la fracción orgánica de los residuos locales, o en casos de codigestión, se acentúa el problema de la heterogeneidad de los sustratos, por lo que dificulta la selección y dimensionamiento del tipo de digestor.

También es importante lograr un suministro estable y asequible de los sustratos, para evitar continuas paradas del sistema de digestión. Los digestores anaerobios están pensados y diseñados para trabajar de forma continua, por lo que paradas en la operación resultarán en un aumento de los costes, además de una mayor complejidad de operación del sistema (MITECO, 2022).

A continuación, se describen los tipos de digestores anaerobios más empleados actualmente:

#### **Reactor de mezcla completa (CSTR<sup>21</sup>).**

El reactor de mezcla completa, también llamado reactor de tanque con agitación continua, es un reactor que suele emplearse con una alimentación de sustrato continua (manteniendo un flujo constante e ininterrumpido de sustrato hacia dentro y hacia afuera) (Noguera, s. f.) o semicontinua (alimentando el digestor una o varias veces diarias) (IDAE, 2011), si bien también puede trabajar con alimentación discontinua (se introduce el sustrato y, hasta que este se retira como digestato, no se vuelve a introducir sustrato).

---

<sup>21</sup> Continuous Stirred Tank Reactor

La principal característica de los reactores de mezcla completa es la homogeneidad de concentraciones de cualquier sustancia en todo el volumen del digestor. Estos reactores presentan un sistema de agitación, que puede ser mecánico (por ejemplo, por palas o hélices, tanto verticales como horizontales) o neumático (mediante un sistema de recirculación de biogás a presión), y que debe ser suave, nunca violenta (IDAE, 2007). Mediante este sistema, se distribuye el sustrato a lo largo de todo el digestor, logrando la uniformidad de concentraciones comentada, tanto de sustratos como de microorganismos. Además, con el sistema de agitación también se logra uniformidad de temperatura en todos los puntos del digestor.

Comparando éste con otro tipo de reactores, presenta un tiempo de retención elevado, ya que, debido a la acción del sistema de agitación, la concentración de cualquier especie dentro del digestor es la misma que la concentración de ésta en el efluente, es decir, a la salida del digestor. Por ello, debido a que la velocidad de la reacción depende, entre otros parámetros, de la concentración de diversas sustancias, este tipo de reactores presentarán velocidades de digestión bajas, que se compensarán con elevados tiempos de retención. Este tipo de digestores son los más empleados, y son adecuados para sustratos con una concentración de sólidos totales igual o inferior al 20% (IDAE, 2007).

Las principales ventajas de este tipo de reactores son el bajo coste de construcción y operación, la sencillez de construcción, la versatilidad (al poder trabajar tanto con alimentación continua como discontinua) y el buen funcionamiento (IDAE, 2011; Noguera, s. f.).

Por otra parte, las principales desventajas son el elevado tiempo de retención en comparación a otro tipo de digestores, el riesgo de formación de costra debido a un mal funcionamiento del sistema de agitación y la baja conversión por unidad de volumen (IDAE, 2011; Noguera, s. f.).

Este tipo de reactores pueden emplearse con o sin recirculación del efluente extraído. Mediante la recirculación se aumenta el tiempo de retención de los microorganismos, ya que se extraen del digestato empleando un sistema de decantación. Tras esto, se introducen

mediante una recirculación junto con el sustrato de entrada. Previa a la decantación, el efluente también pasa por un proceso de desgasificación. Mediante esta recirculación de microorganismos se logran tiempos de retención menores, al aumentar la concentración de estos. Al ser necesaria la decantación del efluente, la recirculación solo es aplicable a aguas residuales de alta carga orgánica (IDAE, 2007).

En la Figura 3, se observan dos esquemas de diseño de reactor de mezcla completa, con y sin recirculación:

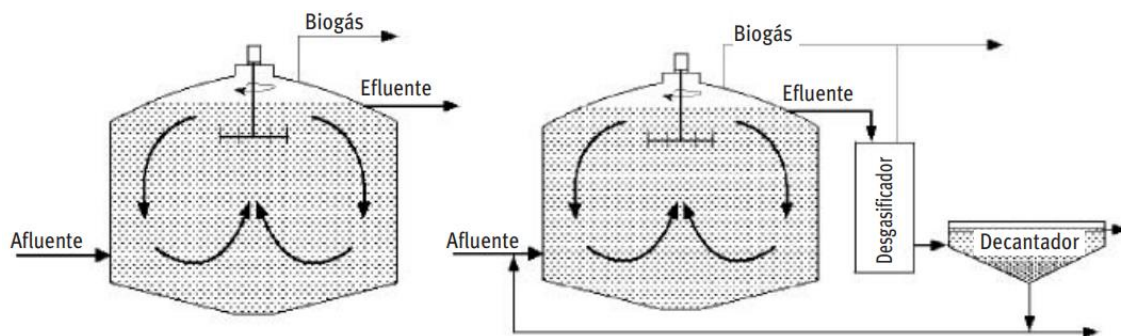


Figura 3. Reactor de mezcla completa sin (izquierda) y con (derecha) recirculación. Fuente: (IDAE, 2007)

### **Reactor de flujo pistón (PFR)<sup>22</sup>.**

En el caso de los reactores de flujo pistón, estos pueden trabajar con una alimentación de sustrato continua o semicontinua, no pudiendo trabajar con alimentación discontinua (Noguera 1, s. f.).

En este tipo de reactores la concentración de cualquier sustancia o microorganismo varía en cada punto de la sección transversal del digestor. Consiste en un reactor de forma cilíndrica con un sistema de agitación lenta (mediante palas o hélices), que favorece el desplazamiento del sustrato desde el extremo por el que se introduce éste hasta el otro extremo, por el que se extrae el efluente. De esta forma, el sustrato se desplaza a lo largo del digestor mientras ocurre la digestión, lo que produce la diferencia de concentraciones en cada uno de los puntos

<sup>22</sup> Plug Flow Reactor

del digestor. Debido a esta configuración, la tasa de crecimiento de los microorganismos es más elevada en la entrada del reactor, al igual que la concentración de sustrato. De esta forma, logrando concentraciones medias dentro del reactor más elevadas que en el caso de los reactores de mezcla completa, se consigue reducir el tiempo de retención (IDAE, 2007). Si bien lo más común son reactores de flujo pistón horizontales, también existen verticales. En este caso, la agitación del sustrato puede realizarse con elementos mecánicos (como palas o hélices) o hidráulicos (inyección de biogás a presión en la base del digestor) (IDAE, 2011). En estos, las concentraciones de sólidos totales permitidas en el interior son más elevadas que las permitidas en un reactor de mezcla completa (del orden de 40% ST frente al 20% de sólidos totales), por lo que es aplicable a cualquier tipo de residuo, si bien se recomienda para residuos con altas concentraciones de ST (IDAE, 2011).

Las principales ventajas de este tipo de reactores son, respecto a las características de un reactor de mezcla completa, un menor tiempo de retención del sustrato, menor riesgo de formación de costra y también un sistema de calefacción más simple y eficaz, al disminuir las pérdidas de calor.

Por otra parte, las principales desventajas, respecto al reactor de mezcla completa, son que es necesaria una mayor inversión por unidad de volumen y la falta de homogenización de componentes en la sección transversal a la dirección del flujo en reactores horizontales (IDAE, 2011). Esto puede solventarse con un sistema de agitación transversal, por ejemplo, de inyección de biogás a presión (IDAE, 2007).

En la Figura 4, se observa un esquema de diseño de un digestor de flujo pistón:

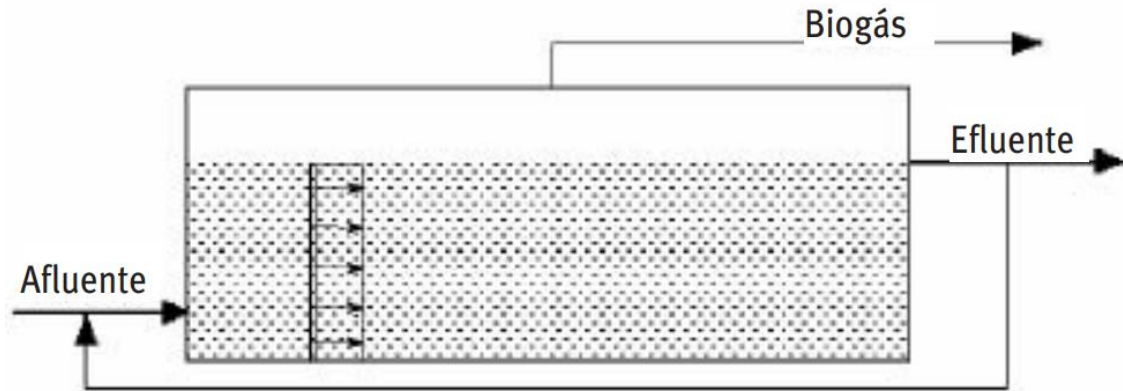


Figura 4. Reactor de flujo pistón. Fuente: (IDAE, 2007)

### **Reactor con retención de biomasa.**

La característica principal de este tipo de reactores frente a los descritos anteriormente se basa en la retención de las bacterias y microorganismos que favorecen la digestión anaerobia dentro del reactor. De esta forma, se aumenta su concentración dentro del reactor, reduciendo el tiempo de retención necesario para el sustrato. Existen varios métodos fundamentales de retención de biomasa: inmovilización de ésta sobre un soporte, mediante filtros y lechos fluidizados; o agregación de biomasa y retención por gravedad, en lechos de lodos (IDAE, 2007).

Mediante un filtro anaerobio las bacterias se fijan a la superficie de un soporte inerte, de una columna de relleno, o quedando atrapadas en los intersticios de este, formando una película. Estos pueden ser de distribución regular, formando un lecho fijo con flujo descendente (en el que el sustrato se introduce por la parte superior y el digestato se extrae por la parte inferior) o de distribución irregular con flujo ascendente (IDAE, 2007).

Mediante un lecho fluidizado las bacterias se fijan sobre pequeñas partículas de material inerte, que se mantienen suspendidas gracias al flujo ascendente del fluido. En estos, es muy importante mantener el caudal adecuado, por lo que se regula mediante recirculación del digestato extraído.

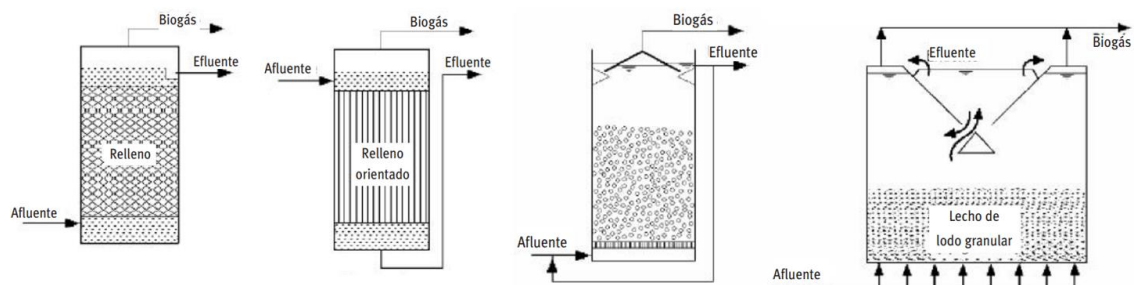
Mediante un lecho de lodos se favorece la agregación de las bacterias entre ellas, formando gránulos que se mantienen en el interior del reactor por sedimentación por gravedad. Esto se consigue con un flujo ascendente del sustrato a la velocidad adecuada. Por tanto, el sustrato se introduce por la parte inferior, extrayendo el digestato por la parte superior. En estos, es necesario incluir un separador sólido/líquido/gas, para retener las partículas sólidas dentro del reactor y permitir igualmente la extracción del digestato (líquido) y del biogás (IDAE, 2007).

La principal ventaja de estos sistemas son el menor tiempo de retención frente a los sistemas descritos anteriormente.

Por otra parte, las principales desventajas frente a los anteriores son que existe poco registro de aplicaciones, por lo que son tecnologías menos maduras, un mayor coste de implantación y una mayor complejidad de diseño.

Los reactores con retención de biomasa son adecuados para el tratamiento de aguas residuales de la industria agroalimentaria. De los descritos, el sistema más empleado es el lecho de lodos, al ser el de diseño más simple.

En la Figura 5 se observan, de izquierda a derecha, esquemas de los reactores con retención de biomasa con filtro anaerobio de distribución regular, irregular, con lecho fluidizado y con lecho de lodos:



*Figura 5. Reactores con retención de biomasa. Fuente: (IDAE, 2007)*

### Digestor de laguna cubierta.

Este tipo de digestores no son un reactor, sino que consiste en grandes huecos en el terreno (generalmente de profundidades mayores a 4 metros) donde se depositan los residuos. Estos cuentan con una cubierta flexible o flotante, que retiene el biogás en el hueco entre el sustrato y la cubierta. Del primer hueco salen dos ramas, una por la que se extrae el biogás y otra por la que se extrae el digestato, que se almacena en un segundo hueco de menor tamaño (Chen & Neibling, 2014).

Este tipo de digestores no tienen control de temperatura, sino que se mantienen a la temperatura ambiente. Por ello, son empleados en ambientes cálidos en los que la cobertura y el calor ambiente ayudan a mantener la temperatura del digestor. Debido a esto, presenta tiempos de retención mayores, de aproximadamente 60 días (EPA, 2020).

Entre las principales ventajas destacan el bajo coste de instalación y la facilidad de operación y mantenimiento. Por otra parte, las principales desventajas son el elevado tiempo de retención, la dependencia de la temperatura ambiente (lo que dificulta su operación en invierno), la baja tasa de producción de biogás y los escapes de éste al filtrarse por la cubierta (EPA, 2020).

Al ser huecos en el terreno, es adecuado para sustratos líquidos, con un contenido máximo en sólidos totales de 5% (EPA, 2020).

En la Figura 6, se adjunta un esquema del digestor de laguna cubierta:

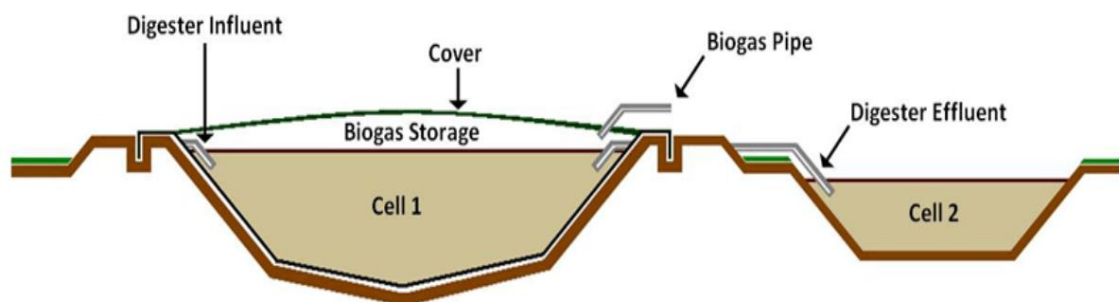


Figura 6. Digestor de laguna cubierta. Fuente: (Chen & Neibling, 2014)

### Sistema de dos etapas.

Este sistema no consiste en un tipo de digester específico, sino en llevar a cabo la digestión anaerobia de los sustratos en dos digestores diferentes, colocados en serie. Mediante este sistema, se mantienen condiciones diferentes en cada uno de los reactores, lo que resulta en una separación de las fases de la digestión, llevando a cabo (mayoritariamente) la hidrólisis en el primer digester, y la metanogénesis en el segundo. Con esto, al poder mantener condiciones distintas de pH, temperatura, alcalinidad, etc., se favorecen cada una de las etapas, logrando tiempos de retención globales menores que en caso de emplear un único digester (ya que se mantienen las condiciones óptimas para cada una de las fases).

Esta separación de fases, unida a un sistema de recirculación, permite reducir al máximo los tiempos de retención globales y lograr la máxima optimización de la digestión, a costa de una operación más complicada.

Por tanto, las principales ventajas son la reducción del tiempo de retención y la optimización de la digestión de los sustratos. Por otra parte, entre las desventajas destacan el elevado coste de instalación y la complejidad de operación.

Este tipo de sistemas son adecuados para residuos de tiempos de retención medio-altos, del orden de 50 días.

A continuación, se adjunta un esquema de la digestión en dos etapas:

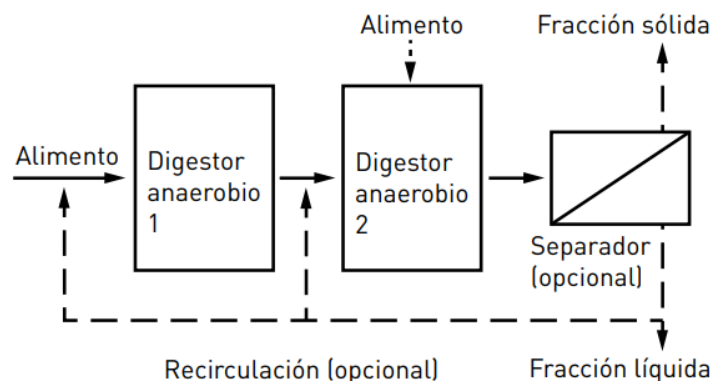


Figura 7. Sistema de dos etapas. Fuente: (IDAE, 2011)



### **3.2.5 CODIGESTIÓN**

Uno de los mayores problemas de la digestión anaerobia es la falta de balance nutricional de los distintos sustratos empleados, así como la falta de determinados microorganismos que lleva a una menor diversidad de éstos. Estos problemas se solventan, en parte, mediante la codigestión. Este sistema consiste en la digestión simultánea de dos o más sustratos, mejorando las propiedades que tendrían éstos individualmente y mejorando, por tanto, tanto la tasa de producción de biogás como la viabilidad económica del digestor (Hagos et al., 2017).

Durante los últimos años, la codigestión ha sido uno de los temas más tratados en relación a la digestión anaerobia. Las publicaciones e investigaciones sobre posibles sinergias entre distintos sustratos han aumentado exponencialmente entre el 2000 y el 2015, si bien la compatibilidad entre sustratos sigue siendo uno de los principales problemas en los sistemas de codigestión (Hagos et al., 2017).

Frente a la digestión anaerobia, además del aumento de la tasa de producción de biogás, la codigestión presenta las siguientes ventajas (Hagos et al., 2017):

- Aumento de la estabilidad del proceso.
- Disolución de sustancias inhibidoras.
- Balance nutricional.
- Sinergias entre los distintos microorganismos.
- Reducción de costes al emplear el mismo digestor para diferentes sustratos.
- Aumento de la viabilidad económica al aumentar la tasa de producción de biogás.

En comparación a una digestión anaerobia individual de distintos sustratos, la codigestión permite aumentar la tasa de producción de biogás de un 25% hasta un 400% (Hagos et al., 2017). Aun así, dado que los factores operacionales, propiedades metabólicas y tasas de crecimiento de cada sustrato son significativamente diferentes, es complicado llevar a cabo la codigestión óptima en un digestor de una etapa. Por ello, una de las opciones más

investigadas actualmente es la codigestión en dos etapas, logrando las condiciones óptimas para cada etapa en vez del óptimo global.

Por tanto, los factores principales que influyen en la digestión que han de tenerse en cuenta para analizar la codigestión son los comentados en el punto 3.2.2.

En relación a la composición química, se diferencian los sustratos en función de si son ricos en carbohidratos, proteínas o grasas.

En caso de sustratos ricos en carbohidratos, dado que estos suelen ser azúcares simples y disacáridos, se descomponen fácilmente formando ácidos grasos volátiles, los cuales, en grandes concentraciones, bajan el pH e inhiben la metanogénesis. Por tanto, se recomienda mezclar sustratos con alto contenido en azúcares con sustratos con menor proporción de material materia orgánica biodegradable. Por ejemplo, emplear conjuntamente residuos agroindustriales o de industria alimentaria (con alto contenido en azúcares) con residuos ganaderos, que tienen una baja concentración de estos (Hagos et al., 2017).

En caso de sustratos ricos en proteínas, si bien estas producen una cantidad relativamente alta de biogás en la digestión, también emiten aminas ( $-NH_2$ ). Estas, en altas concentraciones, pueden llevar a variaciones de pH y a inhibir las bacterias metanogénicas. Por tanto, se recomienda emplear conjuntamente sustratos con alto contenido en proteínas con otros con menor contenido. Esto también se puede solventar ajustando el ratio C/N a valores que optimizan la digestión, definidos en un ratio entre 20-30 (Mao et al., 2015).

En caso de sustratos ricos en grasas, estos son fácilmente degradables, si bien en altas concentraciones los lípidos tienen inconvenientes en la digestión anaerobia. Al degradarse, una gran concentración de grasas producirá altas concentraciones de ácidos grasos de cadena larga (LCFA<sup>23</sup>) y glicerol. De estos, el glicerol es fácilmente degradable en biogás, pero los LCFA pueden inhibir la producción de biogás al producir distintos elementos tóxicos para

---

<sup>23</sup> Long Chain Fatty Acids

las bacterias metanogénicas. Por tanto, se recomienda mezclar sustratos ricos en grasas con sustratos ricos en carbohidratos (Hagos et al., 2017).

En relación a la biodegradabilidad, esta se refiere al proceso de descomposición química llevado a cabo por los microorganismos, siendo ésta una propiedad de los compuestos orgánicos que indica la facilidad con la que se pueden degradar en compuestos más simples. La tasa de degradación de los componentes influye en el tiempo de digestión, principalmente en la hidrólisis (Hagos et al., 2017), pues es en esta etapa en la que la mayor parte de las macromoléculas se descomponen en compuestos más simples. Por tanto, deben emplearse sustratos con tiempos de degradación similares y/o que requieran condiciones similares, para así lograr la digestión completa de todos los sustratos empleados.

Así, todos los sustratos son idóneos en algunos aspectos y no recomendables en otros, por lo que la digestión conjunta de estos permite suplir las carencias de unos con los beneficios de otros. En las siguientes tablas, se recoge la idoneidad para la digestión anaerobia de determinados sustratos (en función de los parámetros a tener en cuenta) por separado (residuos de grasa animal, de fruta y verdura, paja de arroz, purín porcino y estiércol vacuno) y empleándolos en codigestión. En estos, se clasifican según tengan una idoneidad para la digestión baja, media o alta:

	<i>Residuos de grasa animal</i>	<i>Residuos de fruta y verdura</i>	<i>Purín porcino</i>	<i>Codigestión</i>
Sólidos totales	Baja	Alta	Baja	Alta
Sólidos volátiles	Alta	Alta	Media	Alta
Biodegradabilidad	Alta	Alta	Media	Alta
Relación C/N	Baja	Baja	Baja	Alta
Nutrientes	Baja	Alta	Alta	Alta
pH	Alta	Baja	Alta	Alta
Alcalinidad	Baja	Baja	Alta	Media
Sustancias inhibidoras	Baja	Alta	Baja	Media

*Tabla 1. Evaluación de idoneidad de digestión y codigestión (1). Fuente: (MITECO, 2022)*

	<i>Paja de arroz</i>	<i>Estiércol vacuno</i>	<i>Codigestión</i>
Sólidos totales	Alta	Media	Alta
Sólidos volátiles	Alta	Alta	Media
Biodegradabilidad	Baja	Media	Alta
Relación C/N	Baja	Media	Media
Nutrientes	Baja	Alta	Alta
pH	Media	Alta	Alta
Alcalinidad	Baja	Alta	Alta
Sustancias inhibidoras	Media	Media	Alta

*Tabla 2. Evaluación de idoneidad de digestión y codigestión (2). Fuente: (MITECO, 2022)*

Así, la codigestión es una solución que, pese a las dificultades evidenciadas anteriormente, permite aumentar tanto el rendimiento de la digestión como la rentabilidad económica de la planta. Por lo que, en caso de ser posible, es recomendable llevarla a cabo. El principal problema para este sistema es la disponibilidad de sustratos compatibles. Debido a que la materia orgánica sufre un proceso de degradación, el tiempo entre su producción y la digestión debe ser el menor posible para así evitar que se degrade y emita metano a la atmósfera, reduciendo el rendimiento de la digestión. Por tanto, si no existe disponibilidad de sustratos compatibles cerca de la instalación, si es necesario incurrir en largos transportes la materia orgánica comenzará a degradarse naturalmente en éstos, lo que reducirá el rendimiento global de la digestión.

### **3.3 RESIDUOS PARA DIGESTIÓN ANAEROBIA**

#### **3.3.1 TIPOS DE RESIDUO**

Debido a que el biogás se obtiene a partir de materia prima de origen biológico, existen un gran número de fuentes a partir de las cuales obtener sustratos para digestión anaerobia. Aun así, no todos los sustratos que pueden emplearse para producir biogás tienen el mismo potencial de producción; hay algunos sustratos que, aun siendo posible la digestión, ésta no es viable económicamente (Drosg et al., 2013).

Los distintos residuos que pueden someterse a digestión anaerobia se pueden clasificar en tres grupos (Biosantech et al., 2013):

**Residuo agrario:**

Estos son la fuente primaria de producción de biogás a nivel mundial. Dentro de estos se engloban varios tipos de residuos:

- **Estiércol de ganado:** deyecciones ganaderas de distintos animales. Los más empleados son residuos de ganado bovino y porcino, si bien también se emplean residuos de aves de corral, caballos, etc. A nivel mundial, el sector ganadero emite casi el 20% de gases de efecto invernadero (Biosantech et al., 2013), por lo que la digestión anaerobia de los residuos de ganado son una buena solución para la reducción de parte de estas emisiones.
- **Residuos de cultivos (agropecuario):** referido a los sustratos de origen agrícola. Dentro de estos se engloban todo tipo de residuos obtenidos a partir de cultivos de la industria agraria, como paja, ensilado de cereales, restos de cultivos vegetales, etc.
- **Residuos de cultivos intermedios:** estos se refieren, concretamente, a aquellos que se cultivan entre la recolección de una verdura y la siembra de la siguiente, al ser cosechas de maduración rápida. Suelen emplearse cuando entre cosechas sucesivas existen tiempos de espera de en torno a 3 o 4 meses. Ejemplos de cultivos intermedios son el rastrojo, el centeno de invierno o el forraje verde.
- **Cultivos energéticos:** este tipo de cultivos comenzaron a desarrollarse en la década de 1990, y consisten en cultivos cuya producción principal se destina a la generación de biomasa para generar energía (tanto térmica como eléctrica) y producir biocombustibles. Dentro de los cultivos energéticos se engloban numerosos tipos de cultivos, pero, destinados a la producción de biogás, destacan el maíz, el mijo, el trébol blanco y la caña de azúcar (REPSOL, s. f.).
- **Residuos de biomasa forestal:** suelen obtenerse a partir de residuos biológicos como astillas y la tala, y son susceptibles de aprovechamiento a partir de gasificación térmica, obteniendo un gas de síntesis.

### **Residuo industrial:**

En el ámbito industrial se generan un gran número de residuos diferentes, de los cuales hay varios tipos que son susceptibles de aprovechamiento para la producción de biogás:

- **SANDACH:** estos consisten en subproductos generados durante el sacrificio de animales destinados a consumo humano, durante la elaboración de distintos productos de origen animal y/o durante la eliminación de animales muertos. Pueden ser cuerpos enteros o partes de estos. Este tipo de residuos, debido al potencial dañino, deben tratarse de acuerdo a normativas específicas (AESAN, s. f.).
- **Subproductos de refinerías y de la industria de los biocombustibles:** las instalaciones de producción de biocombustibles acumulan distintos subproductos que son susceptibles de aprovechamiento mediante digestión anaerobia. Estos biocombustibles se generan a partir de cultivos intermedios, y los residuos de estos (como colza, girasol, soja, etc.) pueden volver a aprovecharse mediante digestión anaerobia (Biosantech et al., 2013; REPSOL, s. f.).

### **Residuo municipal:**

Dentro de los residuos municipales, tenemos tanto residuos orgánicos como inorgánicos procedentes de distintas fuentes y, por tanto, procesados de distintas maneras. Dentro de estos, los distintos residuos orgánicos pueden aprovecharse para la producción de biogás:

- **Lodos de EDAR<sup>24</sup>:** son residuos consistentes en una mezcla de agua y sólidos separada del agua residual. Estos se generan a partir de las distintas etapas de depuración de las aguas residuales procedentes de entornos urbanos (mayoritariamente) y de la industria agroalimentaria (MITECO, s. f.). Los residuos aquí presentes son susceptibles de aprovechamiento para producción de biogás.

---

<sup>24</sup> Estación Depuradora de Aguas Residuales

- FORSU<sup>25</sup>: al igual que con el residuo líquido presente en las EDAR, los residuos sólidos urbanos orgánicos también son susceptibles de aprovechamiento para producción de biogás. En este caso es necesario un proceso de separación de la fracción orgánica de la inorgánica.

### **3.3.2 COMPOSICIÓN DE LOS RESIDUOS DE GANADO VACUNO**

Dentro de los distintos tipos de residuos, los residuos de ganado vacuno destacan por tener un elevado grado de humedad y una relación C/N baja en comparación a otros tipos de residuos, como los cultivos intermedios o los residuos agrícolas en general. Dentro de los residuos de ganado, éstos se dividen en dos grupos, en función de la cantidad de sólidos totales del estiércol. Si la cantidad de sólidos totales es inferior a un 15%, se considera residuo líquido; por otra parte, si es superior al 15% (comúnmente entre 15% – 30%) se considera residuo sólido. Debido a que los residuos de ganado suelen incluir aguas de limpieza, orina, aguas de bebedero, etc., en general la cantidad de sólidos totales será menor del 15%, por lo que se considerará como residuo líquido (Biosantech et al., 2013).

Las principales características del estiércol de ganado que lo hacen susceptible de aprovechamiento por digestión anaerobia son el contenido natural de microorganismos anaerobios (lo que elimina la necesidad de añadir bacterias al digestor), la capacidad tampón y el elevado contenido de sólidos volátiles, pues éstos constituyen la materia a partir de la cual se obtendrá el biogás. Por otra parte, el principal inconveniente que presenta son el elevado grado de humedad (lo que reduce la cantidad de sólidos totales) (IDAE, 2007) y la presencia de paja y partículas de fibra, pues estas tienen un alto contenido en lignocelulosas. Estas no se digieren, por lo que pasan a través del digestor sin contribuir a la digestión, reduciendo la tasa relativa de producción de biogás (Biosantech et al., 2013).

Atendiendo a los parámetros ambientales definidos en el punto 3.2.2, en la Tabla 3 se indican las características del estiércol de ganado vacuno.

---

<sup>25</sup> Fracción Orgánica de Residuo Sólido Urbano

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
Sólidos totales	10% – 25%
Sólidos volátiles	70% – 80%
Humedad	60% – 80%
Biodegradabilidad	Media
Relación C/N	15 – 30
pH	6 – 8
Alcalinidad	2 – 15 g/l CaCO <sub>3</sub>
Nutrientes	P, K, S, Cu, Zn (alta)
Tóxicos e inhibidores	Ácidos grasos volátiles (media)

Tabla 3. Características del estiércol de ganado vacuno. Fuente: (Biosantech et al., 2013; MITECO, 2022; Sommer et al., 2015)

### 3.4 EL BIOGÁS

#### 3.4.1 DEFINICIÓN, COMPOSICIÓN Y APLICACIONES

El biogás se define como “*un gas renovable producido a partir de materias primas de origen biológico*” (MITECO, 2022). Se compone principalmente de metano y dióxido de carbono, si bien su composición exacta depende del recurso empleado para su producción. Generalmente, el biogás está formado por (IDAE, 2011):

- 65% CH<sub>4</sub>.
- 30% CO<sub>2</sub>.
- 5% otros gases (H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, etc.).

Se puede describir la cadena de valor del biogás mediante las siguientes etapas:

1. Obtención de los recursos a emplear.
2. Digestión anaerobia de los recursos para producción de biogás. En esta etapa, además del biogás, también se produce el digestato.
3. Upgrading del biogás a biometano, en caso de ser técnica y económicamente viable.
4. En caso de no consumirse en el lugar de producción, transporte hasta el punto de consumo.



5. Empleo de los productos obtenidos, es decir, biogás/biometano y digestato.

De esta forma, la producción y uso del biogás es un ejemplo de economía circular. En esta, en un proceso o actividad se genera un residuo que se somete a un nuevo proceso para volver a convertirlo en recurso, evitando su desperdicio. Este nuevo recurso se puede consumir de distintas formas, como puede observarse en la Figura 8:

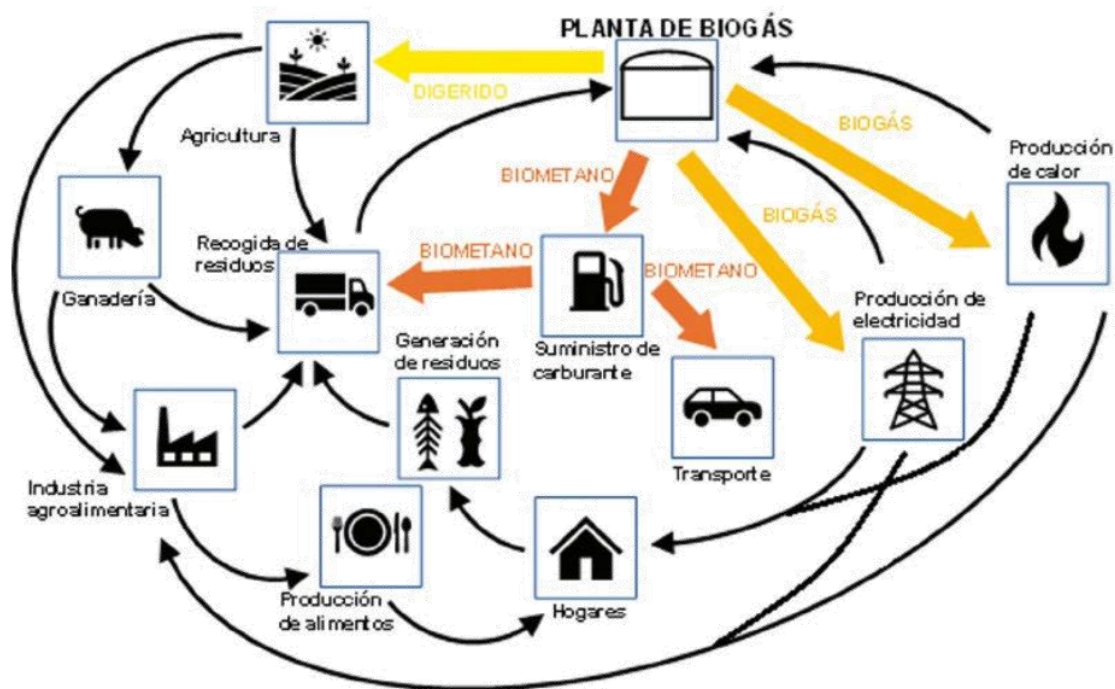


Figura 8. Diagrama de economía circular del biogás. Fuente: (MITECO, 2022)

De esta forma, el biogás puede emplearse para diversos usos (MITECO, 2022):

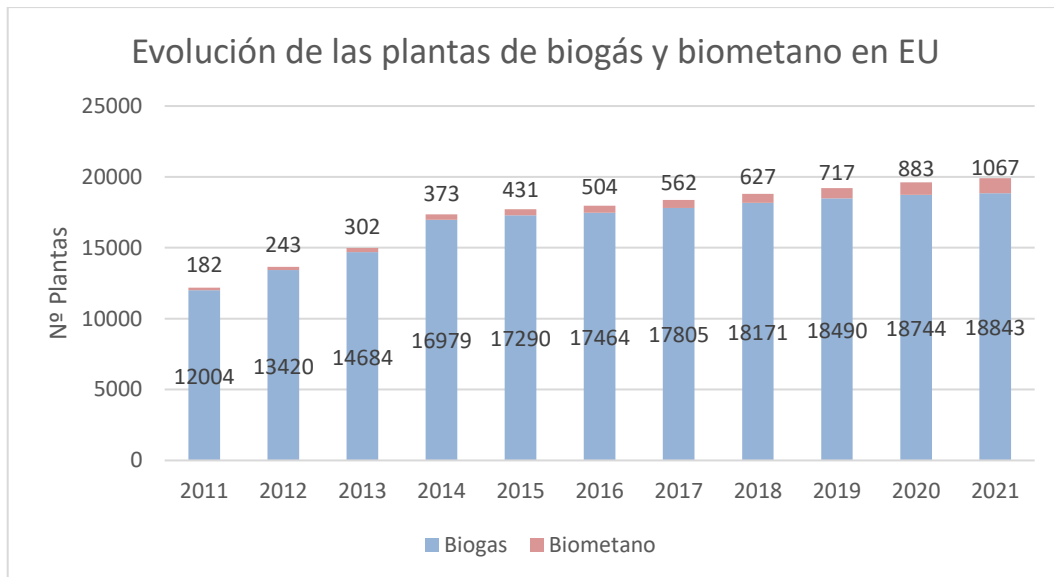
- **Uso térmico:** la quema de biogás en caldera para producción térmica consiste en la opción más sencilla, económica y eficiente. Suele llevarse a cabo en industrias del sector agroalimentario, como conserveras, mataderos, etc., así como explotaciones ganaderas y estaciones depuradoras de aguas residuales, empleando el biogás producido a partir de los residuos para abastecer la demanda térmica de la instalación. Lo más común es destinar parte del biogás generado para cubrir estas necesidades, y no todo el biogás, ya que la demanda térmica de la instalación suele ser menor al biogás producido.

- **Uso eléctrico:** es la opción más empleada. Se produce electricidad a partir del biogás bien en motores de combustión interna o bien en turbinas. También suelen emplearse sistemas de cogeneración. En este caso, las instalaciones de producción eléctrica suelen situarse próximas al punto de generación para reducir el transporte necesario y, con ello, el impacto ambiental. La energía eléctrica producida suele emplearse para abastecer la instalación y, en caso de haber excedente, la solución más empleada es la venta a la red eléctrica mediante conexión a esta.
- **Uso en transporte:** en este caso puede ser necesario llevar a cabo un upgrading a biometano. El biogás puede ser empleado como combustible para determinados vehículos, por ejemplo, vehículos agrícolas. Pero para emplearlo en transporte en general es necesario llevar a cabo el upgrading a biometano. Este se empleará licuado o comprimido a 200 bares. Debido a que el transporte es un sector que, en determinados casos, es de difícil electrificación (como el transporte marítimo o el transporte pesado por carretera), el uso de biometano (combustible renovable) es una buena solución para avanzar en la sostenibilidad de este sector. El principal reto actual es el desarrollo de estaciones que suministren biometano, así como la disponibilidad de vehículos capaces de emplear este combustible.
- **Biometano en otros usos:** además del empleo en transporte, el biometano también puede inyectarse en la red gasista y emplearse junto con el gas natural ya que, debido a su composición, puede emplearse en cualquier aplicación que requiera gas natural. Esta es una solución que permite desplazar el gas natural fósil de los consumos energéticos actuales.

### **3.4.2 SITUACIÓN ACTUAL A NIVEL EUROPEO**

Durante los últimos diez años, el biogás y el biometano han sufrido un crecimiento exponencial frente a la situación existente en los años anteriores. Se han llevado a cabo políticas de promoción de este tipo de fuentes de energía en pos de la descarbonización y de la consecución de los objetivos 2030 y 2050. Gracias a éstas, se han llevado a cabo numerosos proyectos tanto de plantas de biogás como de biometano. Pero, debido a que las plantas de biometano dependen de la existencia de las plantas de biogás, el aumento de estas

se ha acrecentado en años más recientes, mientras que el aumento de las plantas de biogás destacó en los primeros años de la década del 2010.



Gráfica 13. Evolución de las plantas de biogás y biometano en EU. Fuente: (EBA, 2022a)

Como se observa en la Gráfica 13, las plantas de biogás sufrieron un gran aumento durante los primeros años de 2010, entre 2011 y 2014. A partir de este punto, el incremento es mucho menor, pasando de más de 1.000 plantas anuales a menos de 400. Por otra parte, durante estos primeros años el incremento de las plantas de biometano fue mucho menor, dándose el mayor crecimiento a partir del año 2018 y en adelante, llegando a pasar de 883 plantas en 2020 a 1067 en 2021, un incremento de 184 plantas. Este crecimiento se mantuvo en los años siguientes, ya que en 2022 se registraron 1222 plantas (155 más que el año anterior) y en 2023 1322 (100 más que el año anterior) (EBA, 2022a).

Esta diferencia deja ver la apuesta actual de los países europeos por el biometano, y no tanto por el biogás. Para la obtención de biometano es necesario llevar a cabo un proceso de limpieza (*upgrading*) en el biogás. Por ello, en los desarrollos iniciales de esta fuente de energía tiene sentido ver más dependencia del biogás, ya que las tecnologías de *upgrading* no estaban tan desarrolladas. Pero, a medida que se desarrollan y estandarizan, aumenta su

empleo y, con ello, el biometano producido, debido a las ventajas que representa éste frente al biogás.

En términos de producción, a la par que lo comentado en los párrafos anteriores, la producción de biogás y biometano ha sufrido un aumento similar. En la Tabla 4 se observa la evolución de la producción entre 2011 y 2021.

	<i>Biogás</i>		<i>Biometano</i>		<i>Combinado</i>
	bcm	TWh/año	bcm	TWh/año	TWh/año
2011	6	64,1	0,5	5,3	69,4
2012	10	106,8	0,7	7,5	114,3
2013	11,7	125,0	0,9	9,6	134,6
2014	13,4	143,1	1	10,7	153,8
2015	14	149,5	1,3	13,9	163,4
2016	14,9	159,1	1,7	18,2	177,3
2017	14,9	159,1	1,9	20,3	179,4
2018	14,6	155,9	2,1	22,4	178,4
2019	15,1	161,3	2,4	25,6	186,9
2020	15	160,2	2,9	31,0	191,2
2021	14,9	159,1	3,5	37,4	196,5

*Tabla 4. Evolución de la producción de biogás y biometano. Fuente: Elaboración propia*

Como puede observarse, durante los primeros años ha habido un fuerte aumento de la producción de biogás para, a partir de 2016, mantenerse constante e incluso llegar a descender en algunos años. Esto contrasta con los datos expuestos en la Tabla 3 ya que, si bien el aumento de las plantas desciende, estas siguen aumentando durante los años siguientes. Una posible explicación de esto es que el biogás producido en dichas plantas, debido al aumento de plantas de biometano, se destina a éstas para someterlo al upgrading. De esta forma, si el aumento de la capacidad de las plantas de biometano en un año supera al aumento de la capacidad de las plantas de biogás, en ese año la producción de biogás descenderá, ya que parte del biogás de las plantas existentes anteriores se destinará a estas nuevas plantas de biometano. Pero, debido a que la producción de biogás está condicionada por la existencia de materia prima, este descenso respecto al año anterior puede deberse también a un descenso de las materias primas disponibles empleadas.

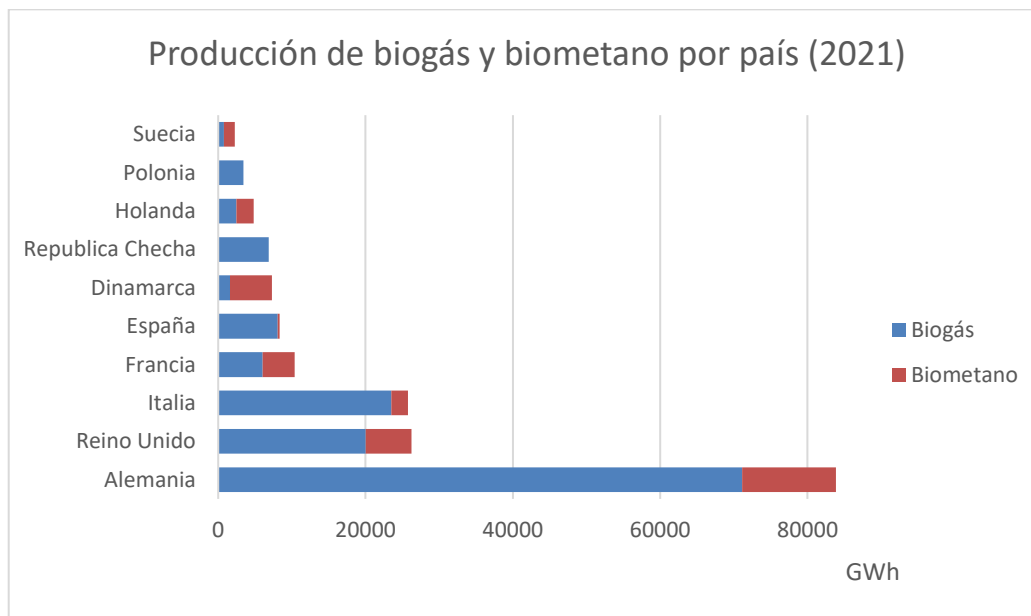
Por otra parte, durante los primeros años la producción de biometano aumenta levemente mientras que, en los últimos años (a partir de 2018) el crecimiento se acentúa, llegando a producir, en 2021, 37,4 GWh. Estos, sumados a los 159,1 GWh producidos por biogás, corresponden a un 4,5% de la demanda de gas total de la Unión Europea (EBA, 2022a). Este crecimiento va en línea con los objetivos establecidos en el plan REPowerEU, que establece una producción de 35 bcm (374 TWh/año) en 2030, diez veces más la producción de 2021. Además, se espera que la producción alcance, en 2050, los 165 bcm (1.762 TWh/año), que representaría un 40% del consumo de gas natural total actual. Esto, sumado a los objetivos de reducción del consumo de gas para 2050 (que apuntan a una reducción del consumo del 35%, es decir, lograr un consumo de 271 bcm) implicaría que la producción de biometano correspondería a un 61% de la demanda de gas anual (Bioenergy Europe & EBA, 2022).

En Europa, los países líderes en desarrollo de plantas son Francia, Alemania y el Reino Unido. Pero esto no implica que lideren la producción. En la Tabla 5 se puede observar tanto la evolución de las plantas de biometano por país como la producción de éstos en 2022. Como se puede observar, Francia lidera el desarrollo de plantas de biometano en Europa, con casi el doble de plantas en 2023 que Alemania, y casi cinco veces más que el Reino Unido. En cambio, atendiendo a la producción de éstos, la producción la lideran Alemania (12.753 GWh), Reino Unido (6.183 GWh) y Dinamarca (5.683 GWh), que destaca por tener casi diez veces menos plantas que Francia, y aun así una mayor producción de biometano (EBA, 2022a). Es decir, Francia, aun teniendo el 46% de las plantas de biometano de Europa (y siendo el país líder en plantas de biogás y biometano), sólo produce el 12% del total de biometano producido mientras que Dinamarca, con un 4% de las plantas totales, produce un 15%.

País	Plantas		Producción (2022)
	2021	2023	GWh
Francia	337	477	4337
Alemania	242	254	12753
Reino Unido	98	106	6183
Suecia	71	72	1508
Holanda	61	70	2374
Dinamarca	50	51	5683
España	3	5	250

Tabla 5. Evolución de las plantas de biometano y producción en 2022. Fuente: (Bioenergy Europe & EBA, 2022; EBA, 2022a)

Pero la diferencia anterior de Dinamarca frente a los demás países se entiende observando la Gráfica 14. En el caso de Dinamarca, se observa que la mayor parte de la producción del país procede de plantas de biometano (78% del total del país), mientras que la media de la contribución del biometano al total generado en los países europeos es del 29%. Así, teniendo en cuenta la producción total (biogás + biometano) Francia ocupa la cuarta posición a nivel europeo, por detrás de Alemania, Reino Unido e Italia.



Gráfica 14. Producción de biogás y biometano por país, 2021. Fuente: (EBA, 2022a)

### **3.4.3 SITUACIÓN Y POTENCIAL ACTUAL A NIVEL NACIONAL**

La situación actual en España difiere mucho de los países que se encuentran a la cabeza en Europa. En 2020, de acuerdo a los datos del Idae<sup>26</sup>, existían 146 plantas de biogás, con una producción total de 2,74 TWh (IDAE, 2021). Datos más recientes (finales de 2022), los proporciona Sedigás<sup>27</sup> en un informe elaborado en colaboración con PwC<sup>28</sup>, en el que recoge que actualmente existen 210 plantas de biogás, con una producción total de 8,33 TWh (Sedigas & PwC, 2023). De estas, 80 emplean lodos de EDAR, 53 residuos agropecuarios, 40 residuos de vertedero y el resto distintos tipos de residuos. Por otra parte, analizando las plantas de biometano, en los últimos 3 años se ha pasado de contar con 2 plantas activas (2020) a 5 plantas (2023) (Sedigas & PwC, 2023). Con estas cinco, se ha alcanzado una producción total de 250 GWh/año.

Comparando la producción frente a los principales países de Europa, España ocupa el cuarto lugar en producción de biogás, por detrás de Alemania, Reino Unido e Italia, como puede observarse en la Gráfica 14. Pero en términos de biometano, se sitúa entre los países con menor producción dentro de aquellos que cuentan con plantas de biometano. Esto sitúa a España como el quinto país en producción conjunta de biogás y biometano.

Numerosos estudios sobre el potencial de producción de biometano en Europa sitúan a España como uno de los países con mayor potencial de producción. En 2020, la Comisión Europea estimó un potencial de producción de 122 TWh/año, situándola solo por detrás de Francia y Alemania. A resultados similares llegaron tanto la EBA<sup>29</sup> como Gas For Climate, que estimaban un potencial superior a 100 TWh/año y la situaban también en tercer lugar, por detrás de Francia y Alemania (Sedigas & PwC, 2023).

El último estudio publicado, elaborado por Sedigás en colaboración con PwC, define un potencial de producción de biometano de 163 TWh/año (Sedigas & PwC, 2023), el mayor

---

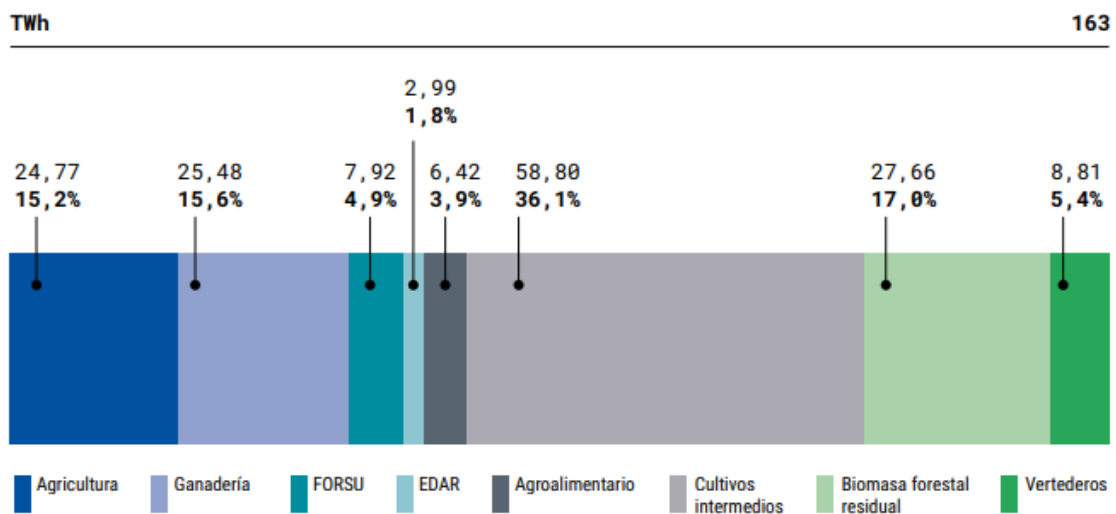
<sup>26</sup> Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

<sup>27</sup> Asociación Española del Gas

<sup>28</sup> Price Waterhouse Coopers

<sup>29</sup> European Biogas Association

de los estudios nombrados. Este análisis se llevó a cabo teniendo en cuenta tanto los residuos disponibles como su distribución por comunidad autónoma, de forma que se obtuvo tanto el potencial a nivel nacional (con la contribución de cada tipo de recurso) como el número de plantas estimadas por comunidad autónoma. En la Gráfica 15 se observa la distribución del potencial de biometano dividido por tipo de recurso.



Gráfica 15. Distribución del potencial de biometano por tipo de recurso. Fuente: (Sedigas & PwC, 2023)

Destaca en la gráfica anterior que la principal fuente para dicho potencial son los cultivos intermedios, seguidos de la biomasa forestal. Esta es la principal diferencia respecto al estudio del Idae, que situaba el potencial de biometano en 34 TWh, ya que no tenía en cuenta el aprovechamiento de cultivos intermedios, residuos forestales ni otros residuos biológicos, al contrario de los demás estudios nombrados anteriormente.

Los últimos datos aportados por Enagás indican que la demanda anual de gas natural en 2022 alcanzó los 364,3 TWh (Enagás, 2022b). Por tanto, con el potencial de producción estimado de 163 TWh sería posible cubrir hasta el 45% de la demanda total anual de gas en España. Comparando esto con la producción actual de 250 GWh/año, sólo se produce un 0,15% del potencial estimado, lo que implica que con la producción actual sólo se cubre el 0,07% de la demanda anual de gas en España.



### **3.5 BIOMETANO Y UPGRADING**

El biometano se define como un biocombustible obtenido a partir de la depuración del biogás, o bien mediante procesos de metanización del hidrógeno de origen renovable (MITECO, 2022). Este, a diferencia del biogás, puede emplearse indistintamente como el gas natural. Es decir, puede emplearse para los mismos usos e inyectarse en la red de gas y mezclarse con éste. Por ello, debe tener una composición mínima de 96% de metano para cumplir con los estándares de calidad del gas natural (AEBIG, 2018), si bien la composición habitual es de un 97% – 99% de CH<sub>4</sub> y de un 1% – 3% CO<sub>2</sub>, eliminando los demás componentes (Ryckebosch et al., 2011). Gracias a esta característica, el biometano puede desplazar al gas natural de sus usos habituales, lo que lo hace una fuente de energía especialmente atractiva en industrias de difícil electrificación. Además, al ser posible la inyección en la red gasista, se resuelve el problema de la distancia entre el punto de generación y de consumo, pues muchas plantas de biometano están alejadas del punto de consumo del biometano producido.

Dentro de las tecnologías de upgrading existentes, las más empleadas a nivel europeo, de acuerdo a la EBA, son la separación por membranas (empleada en el 47% de las plantas), el lavado con agua (empleado en el 17%) el lavado químico (empleado en el 12%) y la adsorción por oscilación de presión (empleada en el 10%). Inicialmente (entre los años 2008 – 2012) la tecnología más empleada fue el lavado químico, pero, a partir del año 2013, aumentó exponencialmente el uso de la separación por membranas, llegando a emplearse en más del 80% de las nuevas plantas en el 2021 (EBA, 2022a).

#### **Separación por membranas.**

Este método se basa en la permeabilidad selectiva de las membranas y la diferencia en el tamaño de las partículas. Existen dos sistemas diferentes: separación gas-gas, en la que hay una fase gaseosa a ambos lados de la membrana, y absorción gas-líquido, en el que un líquido absorbe las moléculas difundidas. Generalmente, es necesario llevar a cabo varias etapas

para lograr el enriquecimiento requerido, lo que deriva en un aumento de las pérdidas de metano (Ryckebosch et al., 2011).

En la separación gas-gas, inicialmente es necesario llevar a cabo una limpieza del biogás para eliminar el  $H_2S$ , pues es un compuesto tóxico para las membranas. Asimismo, también es necesario llevar a cabo un secado del biogás para eliminar el  $H_2O$ . Una vez eliminados, se comprime el biogás (en un rango de 2 – 3,6 bar) y se introduce en el separador. En general, las membranas suelen ser de acetato de celulosa, si bien también se está estudiando el empleo de membranas de materiales inorgánicos como films metálicos y cerámicos. Estas membranas absorben el  $CO_2$  y el  $H_2O$  y el  $H_2S$  restante. Generalmente, en una etapa se obtienen purzas de 92% de metano, por lo que son necesarias dos o tres etapas para lograr una pureza del 96%. Actualmente, se han desarrollado métodos con numerosas membranas de fibra hueca (hollow fiber membranes) dentro de un sistema tubular horizontal, en el que se introduce el biogás por un extremo y se retira el biometano por el contrario, en el que es posible la eliminación del  $H_2S$  (eliminando la necesidad de la limpieza anterior) y logrando altas purzas en una pasada (Ryckebosch et al., 2011). Además, también se han desarrollado sistemas capaces de eliminar todo el  $H_2O$  presente en el biogás, de forma que no es necesario un pretratamiento de secado.

Por otra parte, los sistemas de absorción gas-líquido una membrana hidrofóbica separa la fase gas de la fase líquida. Las moléculas del biogás que pueden atravesar la membrana son absorbidas por el líquido. Para evitar que el líquido pase a la zona de fase gas, se introduce el gas a una presión superior. Estos sistemas logran rendimientos mayores (96% pureza) en una sola pasada.

Ambos sistemas son fácilmente escalables, por lo que se pueden adaptar a nuevos caudales de biogás sin necesidad de reingeniería del sistema ni grandes inversiones (Khan et al., 2021).

En la Figura 9 se adjunta un esquema del diseño de un sistema de separación por membranas:

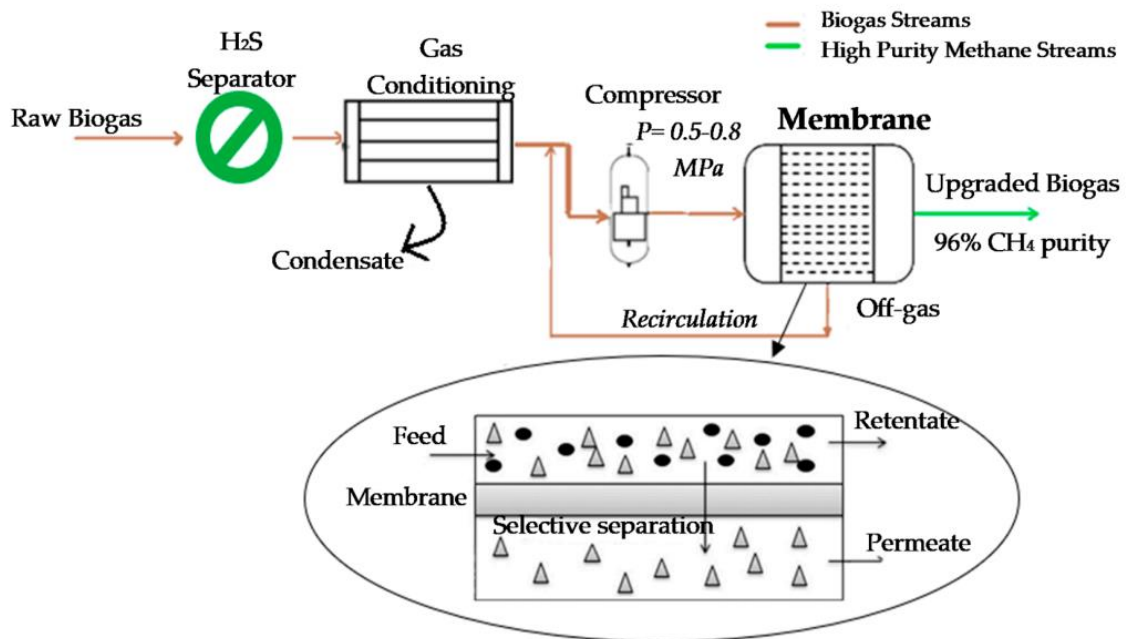


Figura 9. Sistema de separación por membranas. Fuente: (Adnan et al., 2019)

### Lavado con agua.

Consiste en un método de separación físico empleando agua como absorbente. Se separa el CO<sub>2</sub> del biogás lavándolo con agua a alta presión debido a que el CO<sub>2</sub> tiene una mayor solubilidad en agua que el metano (26 veces mayor a 25 °C) (Khan et al., 2021). Se lleva a cabo en una columna vertical (generalmente a presiones de 10 – 20 bar), en la que se introduce el biogás por la parte inferior y el agua por la parte superior para lograr el máximo contacto agua-biogás (Ryckebosch et al., 2011). Con este método, también se elimina el H<sub>2</sub>S, que es absorbido por el agua, pues también tiene mayor solubilidad en agua. Debido a que el metano es parcialmente soluble en agua, el agua de limpieza extraída de la columna se despresuriza parcialmente (2,5 – 3,5 bar), de forma que se obtiene un gas rico en metano que se recircula a la entrada del compresor, para volver a someterlo al proceso. De esta forma, se reducen las pérdidas de metano (Khan et al., 2021).

Una vez lavado el metano, el agua puede regenerarse o bien devolverse a las instalaciones de tratamiento. La regeneración se lleva a cabo en una columna de desorción, donde el agua entra en contacto con aire u otro gas inerte que volatilice el CO<sub>2</sub>. Este gas puede o bien

liberarse o bien tratarse. En caso de haber grandes cantidades de  $H_2S$ , no es recomendable emplear aire, ya que se puede formar azufre elemental y causar problemas en la columna (Ryckebosch et al., 2011). Por otra parte, puede no llevarse a cabo ningún proceso de regeneración y devolverse el agua a la instalación de tratamiento. Esto puede ser recomendable, por ejemplo, cuando el sistema se instale en plantas de tratamiento de aguas que ya cuentan con sistemas de limpieza (Khan et al., 2021).

Al llevar a cabo el lavado con agua es necesario un posterior secado del biometano previo al almacenamiento. Cambios en el flujo de biogás pueden llevar a dificultades de operación, al ser necesario adaptar el flujo de agua al biogás entrante.

En la Figura 10 se adjunta un esquema del diseño de un sistema de lavado con agua:

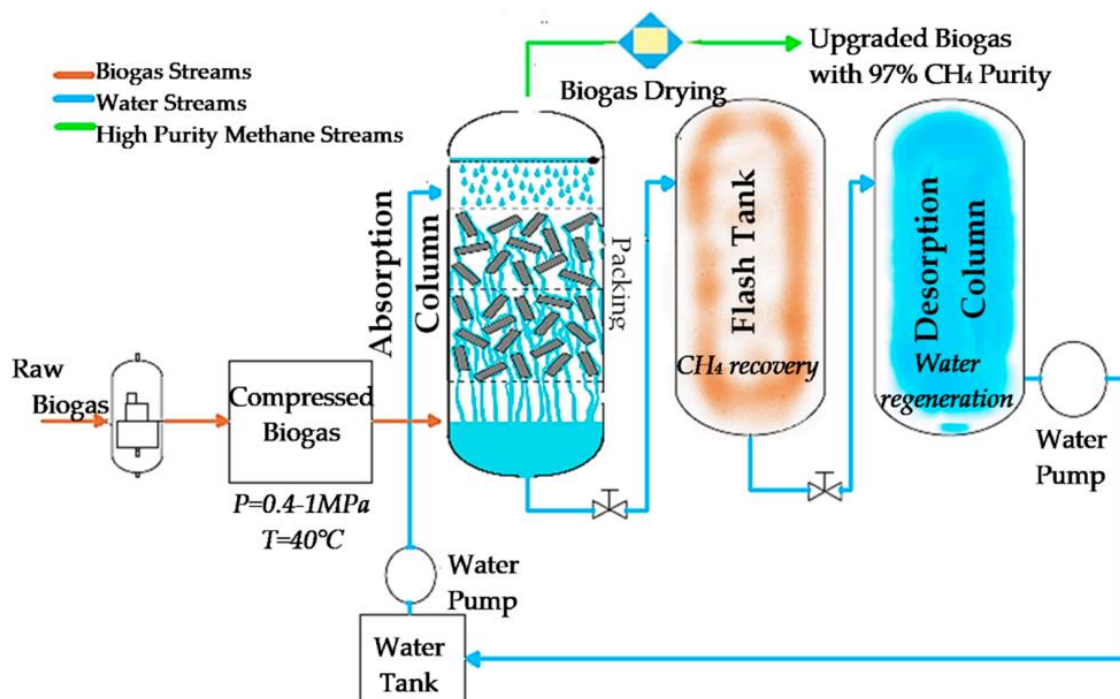


Figura 10. Sistema de lavado con agua. Fuente: (Adnan et al., 2019)

### Lavado químico.

Proceso similar al lavado con agua, pero empleando un absorbente químico, generalmente polietilenglicol. Este lleva a cabo la absorción de  $H_2S$ ,  $CO_2$  y  $H_2O$ , al tener mayor solubilidad

que el metano (si bien en algunos casos puede ser necesario un proceso para retirar previamente el H<sub>2</sub>S). Además, debido a que el polietilenglicol tiene menor presión de vapor, las pérdidas de químicos son reducidas. Si bien el proceso, conceptualmente, es igual que el lavado con agua (absorción seguida de un proceso de desorción para regeneración) es necesario un menor volumen de absorbente, ya que los compuestos arriba mencionados tienen mayor solubilidad en este que en agua, y no es necesario llevar a cabo un secado del biometano, pues el agua es absorbida (Khan et al., 2021).

En la Figura 11 se adjunta un esquema del diseño de un sistema de lavado químico:

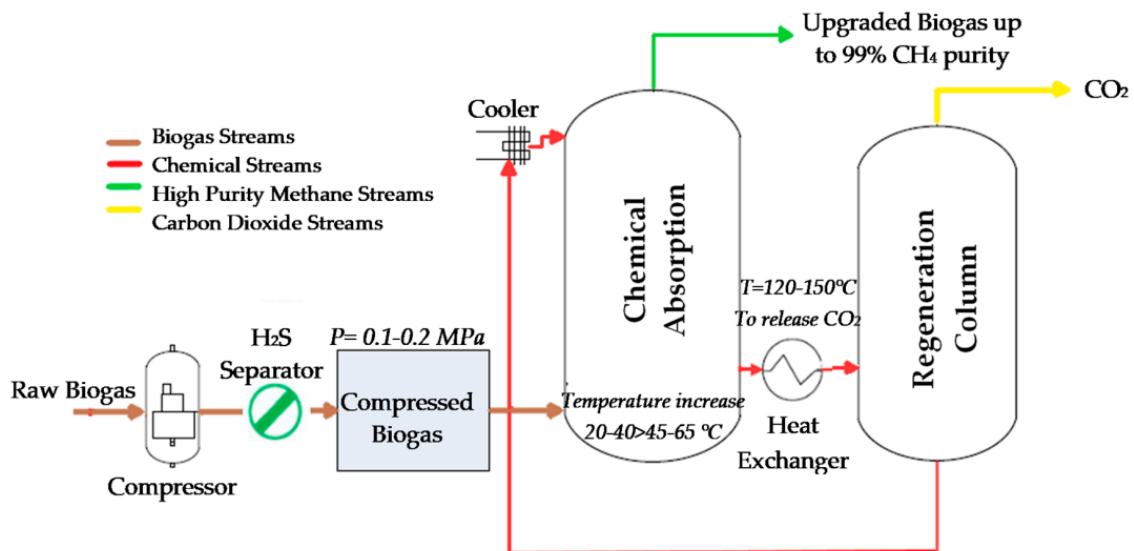


Figura 11. Sistema de lavado químico. Fuente: (Adnan et al., 2019)

### Adsorción por oscilación de presión.

Consiste en una columna en la que se introduce un tamiz molecular, generalmente carbón activado, gel de sílice, zeolita o alúmina. Este retiene las distintas impurezas del biogás (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, H<sub>2</sub>O, O<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>), dejando pasar el metano y almacenándolo en la parte superior de la columna (Khan et al., 2021). Para llevar a cabo el proceso, el biogás se comprime a una presión de 4 – 10 bar. Debido a que el tamiz molecular satura, se sitúan varias columnas (generalmente cuatro) de adsorción en serie para poder llevar a cabo un proceso continuo. Así, antes de que el tamiz sature completamente, el biogás se dirige a la siguiente columna,

y esta opera mientras la anterior se regenera. Para llevar a cabo la regeneración se reduce la presión de la columna, lo que provoca que las impurezas se separen del tamiz. Esta regeneración puede llevarse a cabo de varias formas: si se aplica un vacío a la columna, el proceso se denomina “adsorción por oscilación de vacío”; si se reduce la presión hasta la presión atmosférica, se denomina “adsorción por oscilación de presión”; y si se mantiene la misma presión, pero se aumenta la temperatura (a un rango de 30 – 120 °C) se denomina “adsorción por oscilación de temperatura” (Khan et al., 2021). Al igual que en la separación por membranas, el H<sub>2</sub>S es tóxico para el tamiz, por lo que se lleva a cabo un pretratamiento para eliminarlo, de forma que en el proceso solo se retiene el H<sub>2</sub>S restante.

En la Figura 12 se adjunta un esquema del diseño de un sistema de adsorción por oscilación de presión:

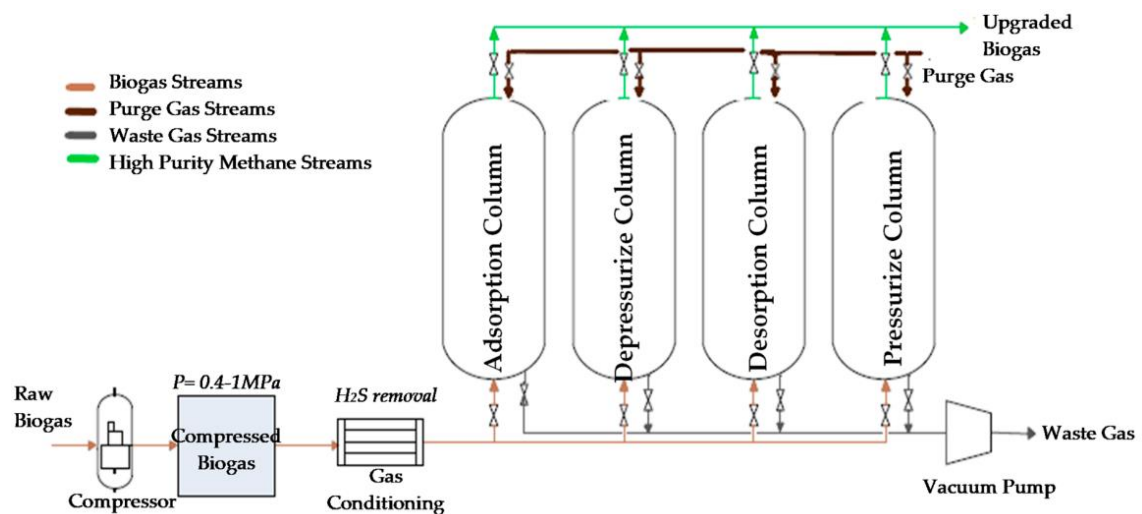


Figura 12. Sistema de adsorción por oscilación de presión. Fuente: (Adnan et al., 2019)

En la Tabla 6, se recogen las características principales, así como las distintas ventajas y desventajas, de las tecnologías comentadas:

<i>Tecnología</i>	<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>	<i>Pureza CH<sub>4</sub></i>	<i>Pérdidas CH<sub>4</sub></i>
Separación por membranas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Construcción simple y compacta</li> <li>• Operación simple</li> <li>• Escalable</li> <li>• Sin químicos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Necesario eliminar H<sub>2</sub>O y H<sub>2</sub>S</li> <li>• Degradación de las membranas</li> <li>• Varias etapas</li> </ul>	96 – 98%	< 1,5%
Lavado con agua	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sin pretratamiento</li> <li>• Eficiencia alta</li> <li>• Operación simple</li> <li>• Fácil regeneración del agua</li> <li>• Sin químicos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Baja flexibilidad</li> <li>• Proceso lento</li> <li>• Necesario gran caudal de agua</li> </ul>	> 97%	< 2%
Lavado químico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor eficiencia</li> <li>• Mínima pérdida de CH<sub>4</sub></li> <li>• Menor volumen de absorbente</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Empleo de químicos</li> <li>• Elevado coste de inversión y operación</li> <li>• El disolvente es tóxico para humanos y el medio ambiente</li> <li>• Regeneración más cara</li> </ul>	99,5%	< 0,1%
Adsorción por oscilación de presión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Operación simple</li> <li>• Adsorción de N<sub>2</sub> y O<sub>2</sub></li> <li>• Escalable</li> <li>• Sin químicos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Necesario eliminar H<sub>2</sub>S</li> <li>• Mayores pérdidas</li> <li>• Elevado coste de inversión y operación</li> <li>• Necesarias varias columnas</li> </ul>	> 96%	< 2%

Tabla 6. Ventajas, desventajas y características de los métodos de upgrading. Fuente: (Adnan et al., 2019; Khan et al., 2021; Ryckebosch et al., 2011)

### 3.6 EL DIGESTATO COMO FERTILIZANTE

El digestato se define como el subproducto obtenido tras la digestión anaerobia de residuos orgánicos. Este suele ser un material semilíquido, que puede o bien separarse entre fracción sólida (con un contenido en sólidos totales superior al 20%) y líquida (con un contenido en sólidos totales inferior al 5%), o bien emplearse en bruto, es decir, como sale del digestor

(IDAE, 2011). Los distintos procesos de separación y tratamiento del digestato no se consideran dentro del alcance de este proyecto, por lo que sólo se analizará la empleabilidad y características del digestato como fertilizante.

A la hora de determinar si un producto es beneficioso para la tierra, el principal parámetro a tener en cuenta, de acuerdo al Comité Europeo de Normalización (CEN) es el contenido de materia orgánica (Nkoa, 2014). Dentro de esta, los principales componentes a analizar son el carbono y el nitrógeno, tanto en forma mineral como orgánica. Para poder ser empleado como fertilizante para el suelo, cualquier componente que se emplee debe tener un contenido mínimo de materia orgánica del 20% de los sólidos totales del material, característica que cumplen la mayor parte, sino todos, de los digestatos obtenidos tras digestión anaerobia (Nkoa, 2014). Además, de acuerdo al reglamento CE nº 1069/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, que establece las normas sanitarias aplicables a los subproductos animales y los productos derivados no destinados al consumo humano, los residuos de fermentación de aplicación directa al suelo como abono tras el tratamiento de digestión deben cumplir los requisitos indicados en la Tabla 7:

	$n$	$c$	$m$	$M$
Escherichia coli	5	1	1.000	5.000
Enterococcaceae	5	1	1.000	5.000

*Tabla 7. Requisitos mínimos de residuos de fermentación. Fuente: (IDAE, 2011)*

Donde  $n$  indica el número de muestras a analizar,  $c$  el número de muestras en las que el contenido puede estar entre  $m$  y  $M$ , y  $m$  y  $M$  el número de bacterias en la muestra analizada (1 g). Así, el resultado será satisfactorio si el número de bacterias en las muestras es inferior a  $m$ , y se considerará insatisfactorio si el número de bacterias en una o más muestras es igual o superior a  $M$ .

Comparando ahora el desempeño del digestato como fertilizante, en comparación al estiércol de ganado sin tratar, el digestato presenta características similares (y en algunos casos, mejores) que el estiércol sin tratar (Nkoa, 2014). Por otra parte, comparándolo con fertilizantes comerciales, varios estudios muestran que los digestatos de estiércol de ganado



y de aguas residuales son, al menos, igual de efectivos que estos, si bien en algunos casos presentan desempeños superiores, mejorando las propiedades del suelo. Estos resultados se demuestran en el estudio de Ahmad y Jabeen, que demostraron una mejora en el crecimiento y aumento de la calidad en un cultivo de girasoles tras el empleo de digestato obtenido a partir de residuo de ganado vacuno (Ahmad & Jabeen, 2009).

Al haber eliminado la mayor parte de carbono presente en el residuo durante la digestión, se reducen las emisiones de este a la atmósfera (que de otra forma se habría liberado en forma de  $\text{CH}_4$  y  $\text{CO}_2$ ), de forma que el único gas contaminante que puede ser liberado a la atmósfera es el óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ), debido al elevado contenido en nitrógeno. Asimismo, el elevado pH también facilita la liberación de amoníaco ( $\text{NH}_3$ ) por lo que, en algunos casos, puede ser necesario someter a procesos al digestato para eliminar parte del nitrógeno. Concretamente, de acuerdo al Real Decreto 47/2022, no puede aplicarse al terreno una cantidad superior de 170 kg/año de nitrógeno en el estiércol (BOE, 2022b) por lo que, en caso de producir una cantidad superior, es necesario o bien limitar la aplicación del digestato o bien someterlo a un procesado para eliminar parte del nitrógeno presente.

Atendiendo ahora a los nutrientes presentes en el digestato y en el estiércol sin tratar, el estudio llevado a cabo por Horta y Carneiro muestra el aumento del contenido en nutrientes, así como la reducción de la conductividad eléctrica (Horta & Carneiro, 2020). En la Tabla 8 se resumen los resultados del estudio, en el que se expresan los parámetros en relación a los sólidos totales.

<i>Propiedad</i>	<i>Digestato</i>	<i>Estiércol de ganado vacuno</i>
Sólidos totales (g/kg)	290	55,8
Materia orgánica (g/kg)	559	44,2
pH	7,8	6,9
K (g/kg)	16	2,9
Ca (g/kg)	108	2,4
Mg (g/kg)	15,6	0,6
N total (g/kg)	27,3	2,7
N orgánico (g/kg)	23,1	1,2
P (g/kg)	0,72	0,018
Zn (g/kg)	0,28	0,014
Cu (g/kg)	0,32	0,003
C/N	12	9
N/P	38	150
CE <sup>30</sup> (dS/m)	1,7	13,8

Tabla 8. Resumen de características del digestato y estiércol de ganado vacuno. Fuente: (Horta & Carneiro, 2020)

Por tanto, como puede observarse, en el digestato existe una concentración mayor de nutrientes, así como una conductividad eléctrica menor. Esta última característica es la que produce la salinidad del suelo, es decir, la concentración de sales que pueden perjudicar a las plantas por su efecto tóxico y la reducción del potencial osmótico del suelo (Mukhuba et al., 2018). Por tanto, cuanto menor sea este valor, menos riesgo tendrá el terreno en el que se cultiva.

<sup>30</sup> Conductividad eléctrica

## **Capítulo 4. NORMATIVA APLICABLE**

La normativa aplicable a la hora de desarrollar el proyecto es:

### **Reglamento europeo:**

- Directiva 1999/31/CE del Consejo de 26 de abril de 1999 relativa al vertido de residuos.
- Directiva 2000/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de septiembre de 2000, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes biológicos durante el trabajo.
- Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de noviembre de 2008, sobre los residuos y por la que se derogan determinadas Directivas.
- Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE.
- Reglamento (CE) n° 1069/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de octubre de 2009, por el que se establecen las normas sanitarias aplicables a los subproductos animales y los productos derivados no destinados al consumo humano y por el que se deroga el Reglamento (CE) n° 1774/2002 (Reglamento sobre subproductos animales).
- Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación).
- Reglamento (UE) n° 142/2011 de la Comisión, de 25 de febrero de 2011, por el que se establecen las disposiciones de aplicación del Reglamento (CE) n° 1069/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se establecen las normas sanitarias aplicables a los subproductos animales y los productos derivados no destinados al consumo humano, y la Directiva 97/78/CE del Consejo en cuanto a determinadas

muestras y unidades exentas de los controles veterinarios en la frontera en virtud de la misma.

- Reglamento (UE) n° 1305/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, relativo a la ayuda al desarrollo rural a través del Fondo Europeo Agrícola de Desarrollo Rural (Feader) y por el que se deroga el Reglamento (CE) n° 1698/2005 del Consejo.
- Reglamento Delegado (UE) 2015/2402 de la Comisión de 12 de octubre de 2015 por el que se revisan los valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de calor y electricidad, de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y el Consejo, y por el que se deroga la Decisión de Ejecución 2011/877/UE de la Comisión.
- Reglamento (UE) 2018/848 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, sobre producción ecológica y etiquetado de los productos ecológicos y por el que se deroga el Reglamento (CE) n° 834/2007 del Consejo.
- Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

**Normativa a nivel nacional:**

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica
- Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.
- Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Real Decreto 508/2007, de 20 de abril, por el que se regula el suministro de información sobre emisiones del Reglamento E-PRTR y de las autorizaciones ambientales integradas.

- Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1528/2012, de 8 de noviembre, por el que se establecen las normas aplicables a los subproductos animales y los productos derivados no destinados al consumo humano.
- Ley 5/2013, de 11 de junio, por la que se modifican la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación y la Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados.
- Real Decreto 506/2013, de 28 de junio, sobre productos fertilizantes.
- Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 476/2014, de 13 de junio, por el que se regula el registro nacional de movimientos de subproductos animales y los productos derivados no destinados a consumo humano.
- Real Decreto 578/2014, de 4 de julio, por el que se dictan disposiciones para la aplicación en España de la normativa de la Unión Europea relativa a la alimentación de animales de producción con determinados piensos de origen animal.
- Real Decreto 47/2022, de 18 de enero, sobre protección de las aguas contra la contaminación difusa producida por los nitratos procedentes de fuentes agrarias.
- Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular.
- Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los

biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables.

- Orden TED/706/2022, de 21 de julio, por la que se aprueban las bases reguladoras y programas de incentivos para la concesión de ayudas a proyectos singulares de instalaciones de biogás, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.
- Real Decreto 1053/2022, de 27 de diciembre, por el que se establecen normas básicas de ordenación de las granjas bovinas.

### **Normativa autonómica:**

- Orden de 28 de febrero de 2001 por el que se regula el destino de determinados subproductos animales
- Decreto 4/2005, de 13 de enero, sobre la colaboración técnica y financiera de la Consejería de Medio ambiente con las entidades locales en materia de gestión de residuos.
- Decreto 174/2005, de 9 de junio, por el que se regula el régimen jurídico de la producción y gestión de residuos y el Registro General de Productores y Gestores de Residuos de Galicia.
- Orden de 25 de enero de 2008 por la que se establecen las bases reguladoras de las concesiones de las ayudas para el fomento de los sistemas de producción agrarios sostenibles a través de la implantación del contrato de explotación sostenible (CES).
- Decreto 200/2012, de 4 de octubre, por el que se regula el Registro de Explotaciones Agrarias de Galicia.
- Ley 5/2017, de 19 de octubre, de fomento de la implantación de iniciativas empresariales de Galicia.
- Ley 6/2021, de 17 de febrero, de residuos y suelos contaminados de Galicia.
- Ley 11/2021, de 14 de mayo, de recuperación de la tierra agraria de Galicia.

Además de la normativa aplicable, existen distintos documentos llevados a cabo por las organizaciones competentes destinados a la promoción de las energías renovables y a la

reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, entre otros. Aquellos documentos más relevantes actualmente, y cuya consulta se considera importante para el desarrollo del proyecto, son:

- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021 – 2030.
- Hoja de Ruta del Biogás V6.
- Estrategia Española de Economía Circular (EEEC), España Circular 2030.
- I Programa Nacional de Control de la Contaminación Atmosférica.
- Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050.

## **Capítulo 5. LA GRANJA SAN MAURO, S.L.**

La explotación ganadera *San Mauro S.L.* está ubicada en Lalín, en la provincia de Pontevedra, con domicilio social:

- Lugar Cardexia, 8, Lalín, 36512, Pontevedra, Galicia, España.

La actividad desarrollada, de acuerdo a la clasificación de actividades CNAE<sup>31</sup>, es 0150 – producción agrícola combinada con la producción ganadera.

De entre las actividades desarrollada, el presente proyecto se enfoca en el estiércol producido por el ganado vacuno (concretamente, vacas lecheras). Por ello, se describirán aquellos espacios y/o actividades relacionadas exclusivamente con esta actividad de la explotación.

Para desarrollar la actividad, la instalación cuenta con las siguientes instalaciones:

- Establos.
- Sala de ordeño.
- Sistema de recolección de estiércol.
- Zanjas de estiércol.

Los establos son los recintos destinados al alojamiento del ganado, tanto para su descanso como para su alimentación. Dentro de éste, el ganado tiene tanto comederos como bebederos, así como el sistema de recolección de estiércol. Al tener los comederos y bebederos, el ganado siempre estará orientado hacia el mismo lado, por lo que produce los residuos en el mismo sitio (lo que facilita la recolección de éste). Además de la zona de alimentación y recogida de estiércol, también cuenta con lechos de paja para el reposo.

---

<sup>31</sup> Clasificación Nacional de Actividades Económicas



La recolección de estiércol se hace mediante arrobaderas. Este sistema consiste en unas palas de arrastre que, desde un extremo a otro, arrastran el estiércol hasta las zanjas situadas en los extremos de los establos. Estas arrastran todo el residuo, sin llevar a cabo una separación selectiva, por lo que, mezclado con el estiércol también hay otros residuos, como orina, agua de limpieza, agua de bebederos y otros. Este es un factor importante a tener en cuenta, ya que influirá en la composición del estiércol y, por tanto, en el tipo de digestor a emplear y en la producción de biogás.

Las zanjas situadas en los extremos de los establos tienen una capacidad para dos millones de litros, si bien la producción de estiércol total, como se comentará en el punto 6.1, es inferior a esta. De estas zanjas se toma el estiércol para distribuirlo por las instalaciones en forma de abono. En los casos en los que no se emplea la totalidad del estiércol generado, este se redirige a las explotaciones cercanas, para emplearse igualmente en éstas como abono.

La sala de ordeño es una sala automatizada. Esta es una sala giratoria en la que el ganado se incorpora por un extremo y permanece el tiempo necesario para llevar a cabo el ordeño (aproximadamente diez minutos por ordeño). Una vez ha terminado, sale por otro extremo y se dirige de vuelta a los establos. Si bien en esta sala también es posible que se produzca estiércol, la cantidad aquí producida se considera despreciable respecto al total producido, ya que el ganado sólo permanece diez minutos por ordeño, y se le llevan a cabo de dos a tres ordeños diarios.

En relación al consumo eléctrico de la instalación, en la factura eléctrica se distinguen 6 periodos tarifarios, si bien solo existe consumo en los periodos P4 a P6. El consumo correspondiente al mes de mayo se resume en la Tabla 9.'

<i>Periodo</i>	<i>Energía Facturada (kWh)</i>	<i>Término (€/kWh)</i>	<i>Importe (€)</i>
P4	3.269	0,134479	439,61
P5	4.226	0,127555	539,05
P6	6.921	0,135855	940,25

*Tabla 9. Energía facturada y coste de la energía. Fuente: Elaboración propia*

## **Capítulo 6. METODOLOGÍA**

### ***6.1 DISEÑO DEL DIGESTOR***

Como se ha comentado en el punto 3.2.4, existen distintas tecnologías de digestión, cada una adecuada a las características de sustrato empleado descritas en el punto 3.2.2. Por ello, para llevar a cabo tanto la elección del tipo de digestor como el diseño de éste (ya que cada tipo de digestor tiene una forma determinada, por lo que para llevar a cabo el dimensionamiento de este es necesario definir antes la tipología), es necesario llevar a cabo un estudio previo sobre las características del sustrato a emplear. A través de este estudio es posible obtener las características principales del sustrato (ST, SV, humedad, biodegradabilidad, C/N, pH, alcalinidad, nutrientes y tóxicos), lo que permite no sólo definir el tipo de digestor, sino también estudiar la necesidad de someter al sustrato a un pretratamiento (de acuerdo a los definidos en el punto 3.2.3), para acondicionarlo y lograr las condiciones óptimas para la digestión.

Debido a que no se han llevado a cabo estudios de laboratorio para analizar la composición del estiércol generado en la explotación, se han tomado como base las características expuestas en Biosantech et al., 2013 para el estiércol de ganado vacuno para llevar a cabo el dimensionamiento y la elección del digestor. Por ello, debido a que no se conocen las condiciones específicas del sustrato empleado, no se ha definido ningún pretratamiento para éste, si bien a la hora de implantar la solución es necesario llevar a cabo un análisis químico del sustrato y, a partir de éste, definir tanto el sistema de pretratamiento (en caso de ser necesario) como los demás sistemas que se definirán a continuación. Para el estudio desarrollado, se han tomado como punto de partida las características indicadas en la Tabla 10, definidas también en el punto 3.3.2:

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
Sólidos totales	20%
Sólidos volátiles	80%
Humedad	80%
Biodegradabilidad	Media
Relación C/N	22,5
pH	7,2
Alcalinidad	8 g/l CaCO <sub>3</sub>
Nutrientes	P, K, S, Cu, Zn (alta)
Tóxicos e inhibidores	Ácidos grasos volátiles (media)

Tabla 10. Características de partida del estiércol de ganado vacuno. Fuente: (Biosantech et al., 2013; MITECO, 2022; Sommer et al., 2015)

Para estimar la cantidad de estiércol generado diariamente en la explotación, se han tomado los datos expuestos en Martínez, 1994. De acuerdo a los datos expuestos, cada una de las cabezas de ganado vacuno de una explotación destinadas a la producción de leche (ya que existen distinciones entre estas y las explotaciones cárnicas) produce una media de 20.200 kg/año de estiércol. Esto se traduce en una producción diaria de 55,3 kg<sub>e</sub>/cabeza al día. Así, teniendo en cuenta que la explotación cuenta con un total de 676 cabezas de ganado, de la E. 1 se extrae que el flujo másico ( $\dot{m}_t$ ) producido diariamente en la explotación es de 37.412 kg<sub>e</sub>/día.

$$E. 1 \quad \dot{m}_t = N * \dot{m}$$

Como se ha comentado en el Capítulo 5. , la recogida del estiércol de las cabezas de ganado se lleva a cabo mediante un sistema de arrobaderas, que transporta todo el estiércol generado a una zanja para, a partir de aquí, distribuirlo en el campo en forma de abono. En este estiércol también se encuentran otros elementos, como agua procedente de la limpieza de los establos, orina producida por las cabezas, etc. Esto implica que, si bien el flujo másico de estiércol puro generado es el comentado en el párrafo anterior, el flujo másico total generado en la explotación es mayor. De acuerdo a la información aportada por el dueño, se generan, aproximadamente, 75.000 kg<sub>e</sub>/día. Esto implica que éste tiene la composición aproximada expuesta en la Tabla 11:

Estiércol puro	37.412 kg/día
Agua de limpieza, orina y otros	37.588 kg/día <sup>32</sup>
Estiércol total	75.000 kg/día

*Tabla 11. Composición del estiércol generado en la explotación. Fuente: Elaboración propia*

Esto implica que, si bien la cantidad de sólidos totales y sólidos volátiles del sustrato no cambia, sí cambia la proporción respecto al total, lo que influye en la elección del tipo de digestor.

Para el estiércol puro se ha supuesto una composición de un 20% de sólidos totales y un 80% de sólidos volátiles sobre los sólidos totales<sup>33</sup>, es decir, un 16% de sólidos volátiles respecto al total. Por tanto, para el total de estiércol puro generado diariamente, se estima una cantidad de sólidos totales de 7.482,3 kg/día y de sólidos volátiles de 5.985,8 kg/día. A partir de esto, se obtiene una proporción en el estiércol total de un 10 % de sólidos totales y 8 % de sólidos volátiles (respecto al total).

De acuerdo a estas características, y a partir de las descritas en el punto 3.2.4, se ha tomado la decisión de emplear un digestor de mezcla completa sin recirculación. Se ha escogido este debido a:

- Es el tipo de digestor más empleado para el sustrato de estudio.
- La composición de sólidos totales se encuentra dentro del rango recomendado.
- Se puede llevar a cabo una estimación de la producción del metano producido sin analizar la composición del estiércol.

En relación a los demás tipos de digestores propuestos, se ha descartado cada uno de ellos debido a diferentes razones, enunciadas a continuación:

<sup>32</sup> Para llevar a cabo la estimación, se ha supuesto una densidad de la mezcla de agua de limpieza, orina y otros de 1.000 kg/m<sup>3</sup>, al no tener informes detallados de la composición de esta mezcla.

<sup>33</sup> El 20% restante corresponde a sólidos no volátiles, es decir, materia orgánica no susceptible de aprovechamiento por digestión para la generación de biogás, por lo que no se tiene en cuenta a la hora de estimar la producción de CH<sub>4</sub>.

- Reactor de flujo pistón: adecuado para sustratos con altas concentraciones de sólidos totales.
- Reactor con retención de biomasa: si bien la retención de biomasa reduce el tiempo de retención, al no conocer la composición del sustrato no se puede estimar la reducción del tiempo de retención ni el aumento en la producción de metano.
- Laguna cubierta: adecuado en ambientes cálidos, con temperaturas medias anuales superiores a los 24 °C (EPA, 2020). Dado que la temperatura media anual en la explotación es de 14,5 °C (IDAE, 2010), no es un sistema adecuado para ésta.
- Sistema en dos etapas: se recomienda para sustratos que necesitan elevados tiempos de retención, del orden de 50 días (IDAE, 2011), por lo que no se considera para el sustrato empleado, cuyo tiempo medio de retención es de 20 días.

En relación al tiempo de retención hidráulico (TRH), se ha tomado como referencia los tiempos recomendados establecidos para un digestor de mezcla completa sin recirculación que emplea como sustrato estiércol de ganado vacuno definidos en (IDAE, 2007). Por tanto, se ha tomado un TRH de 20 días. De la E. 2 se extrae la masa total de estiércol que se concentrará en el digestor, obteniendo un total de 1.500.000 kg:

$$E. 2 \quad m_t = TRH * \dot{m}_t$$

A partir de la masa total de estiércol contenida en el digestor, se calcula el volumen necesario. Para ello, es necesario conocer la densidad de la mezcla. A partir de los estudios de (Zeeman & Gerbens, 2018), se toma una densidad del estiércol puro  $d_e = 800 \text{ kg/m}^3$ . Pero, debido a que el estiércol introducido no es estiércol puro, es necesario calcular la densidad de la mezcla. Se ha tomado como densidad de la mezcla de agua, orina y otros  $d_a = 1.000 \text{ kg/m}^3$ , de forma que a partir de la E. 3 se obtiene la densidad de la mezcla:

$$E. 3 \quad d_m = \frac{m_e}{m_t} * d_e + \frac{m_a}{m_t} * d_a$$

$$E. 4 \quad V = \frac{m_t}{d_m}$$

Con lo que se ha obtenido una densidad de la mezcla  $d_m = 900 \text{ kg/m}^3$ .

A partir de la E. 4 se obtiene el volumen del digestor,  $V = 1.716 \text{ m}^3$ . Con este, ya es posible calcular las dimensiones del digestor, si bien es necesario previamente definir la geometría de éste.

En la Figura 13, puede observarse el esquema de un reactor de mezcla completa con recirculación, tomada de base para llevar a cabo el diseño del reactor. Por tanto, la geometría del reactor puede dividirse en tres zonas. La zona inferior tiene una geometría cónica. Ésta se define para evitar la acumulación de sustrato en las esquinas del digestor, donde pueden no ser alcanzadas por el sistema de agitación. De esta forma, el sustrato se arrastra hacia el centro del digestor, evitando la acumulación del sustrato y la consecuente formación de costra. Además, facilita la extracción del digestato, pues se acumula en un punto del digestor. La zona media tiene una geometría cilíndrica, ya que permite que el sistema de agitación mecánico llegue a todos los puntos del digestor (al ser aspas mecánicas que dan vueltas a una velocidad baja dentro del digestor) y, debido a que se debe mantener una temperatura interior determinada, facilita el sistema de calefacción del digestor. La zona superior consiste en la cubierta, que puede ser cónica o esférica. Es a través de esta por la que se extrae el biogás y, en determinados casos, por donde se introduce el sustrato. Éste también puede introducirse por la parte inferior del digestor. En la Figura 14 se observa el diseño de un digestor real de cubierta cónica.

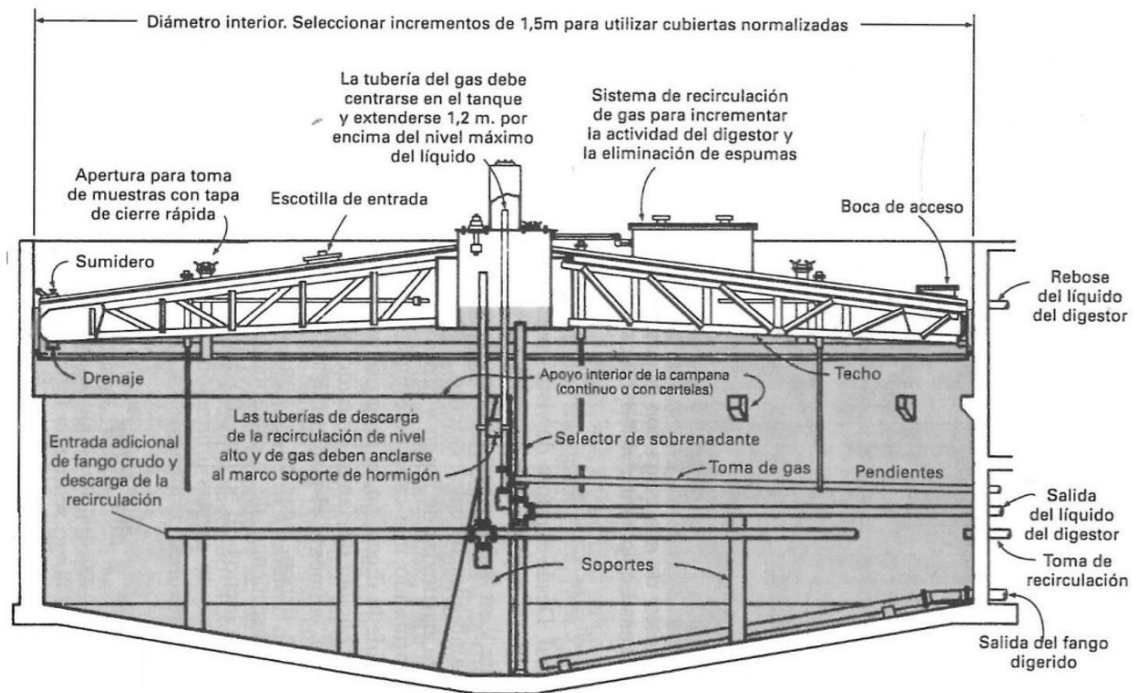


Figura 13. Diseño detallado de un reactor de mezcla completa. Fuente: (Tchobanoglous & Burton, 1995)



Figura 14. Digestor de mezcla completa de cubierta cónica. Fuente: (Genia Bioenergy, 2021)

Debido a que el volumen del digestor sobrepasa los  $1.000 \text{ m}^3$ , se ha tomado la decisión de emplear dos digestores más pequeños en vez de un solo digestor de mayor tamaño. Así, cada



uno de los digestores se dimensionará para un volumen de estiércol de 858 m<sup>3</sup>. Esto se debe, principalmente, a las siguientes razones:

- Se va a establecer una altura de lámina de agua máxima para el sustrato en el interior del digestor, para evitar que las paredes tengan que soportar elevados esfuerzos y obligar a los muros a tener mayor resistencia. Además, menores esfuerzos reducen la probabilidad de fugas. Por ello, para elevados volúmenes, al limitar la altura del digestor, aumenta su diámetro. Diámetros demasiado grandes pueden dificultar el funcionamiento del sistema de agitación, ya que este consiste en un sistema de palas mecánico que ocupa todo el diámetro del digestor en la parte inferior.
- El empleo de dos digestores permite mantener parte de la producción de biogás en caso de que uno de los digestores falle o necesite mantenimiento. En caso de haber un solo digestor, fallos en éste provocarían la parada total del sistema.
- Digestores más pequeños facilitan el mantenimiento.

$$E. 5 \quad V = \pi * r^2 * h + \frac{\pi * r^2 * h_c}{3}$$

Para el cálculo del volumen, se emplea la ecuación E. 5, donde<sup>34</sup>:

- r representa el radio del digestor.
- h representa la altura cilíndrica del digestor, es decir, la altura de la zona media.
- h<sub>c</sub> representa la altura cónica del digestor, es decir, la altura de la zona inferior.

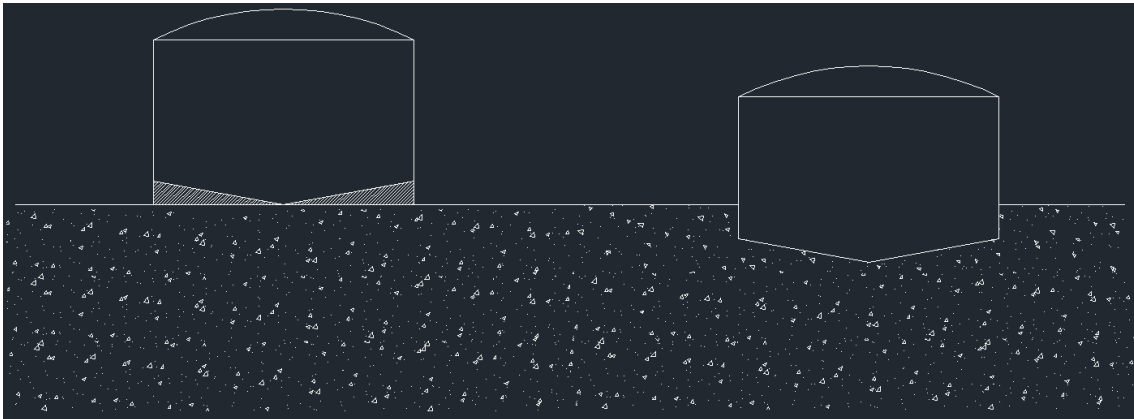
Por tanto, dado que se dispone de tres incógnitas, pero sólo una ecuación, se llevan a cabo las siguientes asunciones para poder calcular las dimensiones del digestor:

- Altura cilíndrica máxima de 5 m. No se tiene en cuenta la altura cónica ya que la zona inferior estará enterrada o bien con un recubrimiento para igualar el diámetro de la zona cilíndrica, por lo que la resistencia a los esfuerzos será mayor. En la Figura

---

<sup>34</sup> Debido a que la zona superior se dispone para la extracción del biogás y como volumen de seguridad, no se tiene en cuenta para el volumen del digestor

15 se observa cómo sería la configuración del digestor que justifica esta decisión. A la izquierda se observa el relleno (sombreado) que aumenta la resistencia del digestor no enterrado en la zona cónica, y a la derecha se observa cómo el digestor enterrado cuenta con la resistencia extra proporcionada por el terreno.



*Figura 15. Esquema de las posibles configuraciones del digestor. Fuente: Elaboración propia*

- Ángulo de inclinación de la zona cónica en el rango  $10^\circ - 15^\circ \pm 1^\circ$ . A partir de esta asunción, se extrae la relación de la E. 6:

$$E. 6 \tan(10^\circ - 15^\circ) = \frac{h_c}{r} \rightarrow 0,1763 \leq \frac{h_c}{r} \leq 0,2679$$

Así, asumiendo un ángulo de inclinación de  $10^\circ$  y una altura cilíndrica de 5 metros, se obtienen las siguientes dimensiones, redondeando a una cifra decimal:

<i>Dimensión</i>	<i>Valor</i>
Altura cilíndrica (h)	5 m
Radio (r)	7,1 m
Altura cónica ( $h_c$ )	1,3 m
Volumen (V)	860,5 m <sup>3</sup>

*Tabla 12. Dimensiones del digestor (sin sobredimensionamiento). Fuente: Elaboración propia*

Dado que este volumen es el necesario para el sustrato contenido en el digestor, es necesario sobredimensionarlo para tener en cuenta el metano y los demás gases producidos durante la digestión. Comúnmente, se aplica un sobredimensionamiento de un 30% del volumen total

(Tchobanoglous & Burton, 1995), por lo que para obtener este volumen se aplica la E. 7. El sobredimensionado se diseñará en la parte cilíndrica.

$$E. 7 \quad V_{tt} = \frac{3}{2} * V_e$$

Así, se obtiene un volumen total de 1.287 m<sup>3</sup>, lo que supone un volumen extra de 429 m<sup>3</sup>. Las dimensiones del volumen extra se detallan en la Tabla 13:

<i>Dimensión</i>	<i>Valor</i>
Altura cilíndrica (h)	2,7 m
Radio (r)	7,1 m
Volumen (V)	429 m <sup>3</sup>

*Tabla 13. Dimensiones del sobredimensionamiento del digestor. Fuente: Elaboración propia*

El volumen total definido anteriormente es el volumen teórico, ya que es el mínimo volumen que debe tener el digestor. El volumen real se obtiene a partir de la E. 5 y con las dimensiones obtenidas (y redondeadas) para el volumen total teórico. Así, se obtienen las siguientes dimensiones finales para ambos digestores:

<i>Dimensión</i>	<i>Valor</i>
Volumen total teórico (V <sub>tt</sub> )	1.287 m <sup>3</sup>
Altura cilíndrica (h)	7,7 m
Radio (r)	7,1 m
Altura cónica (h <sub>c</sub> )	1,3 m
Volumen total real (V <sub>i</sub> )	1.289,5 m <sup>3</sup>

*Tabla 14. Dimensiones totales del digestor. Fuente: Elaboración propia*

En relación a los costes de la instalación de los digestores, se considera fuera del alcance del proyecto el cálculo detallado de la ingeniería y ejecución de la obra. Por ello, se emplearán los estudios llevados a cabo por la Fundación Naturgy en “*Los gases renovables. Un vector energético emergente*” (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, 2019). En esta, se recogen distintos estudios sobre los costes tanto de producción de biogás como de upgrading e inyección en la red de gas natural, los cuales se detallarán más adelante. En el caso del biogás, se diferencian los costes en función del sustrato empleado. Para el caso de estudio, al emplear

como sustrato estiércol de ganado vacuno, se establecen unos costes de la instalación de digestión anaerobia de 50 €/MWh. Por tanto, a la hora de llevar a cabo el estudio de viabilidad económica, se tendrá en cuenta este valor y la producción de biogás estimada en el punto 6.2.

## ***6.2 PRODUCCIÓN DE BIOGÁS, DIGESTATO Y UPGRADING A BIOMETANO***

Una vez dimensionado el digester, y con las características del sustrato empleado, es posible estimar la producción de metano diaria. Debido a que no se han llevado a cabo estudios de laboratorio que permitan obtener una estimación precisa y acorde al sustrato empleado, se llevará a cabo el cálculo del metano producido a partir de los coeficientes establecidos por otros estudios. En este caso, se ha tomado como referencia los estudios llevados a cabo por Zeeman & Gerbens, 2018, pues también emplean estiércol de ganado vacuno como sustrato procedente de Europa occidental.

La producción de metano de un sustrato se mide por el potencial de producción de metano ( $B_0$ ), expresado en  $\text{Nm}^3\text{CH}_4/\text{kg}_{\text{SV}}$ . Este indica la máxima cantidad de metano que se puede obtener de un sustrato mediante digestión anaerobia. Por tanto, al ser el potencial máximo, habrá que tener en cuenta las condiciones de operación para establecer un factor que nos de la producción de metano real. Dado que este factor depende de las características del sustrato, y se determina de forma experimental, se ha tomado, al igual que el potencial de producción de metano y que los demás factores, del estudio llevado a cabo por Zeeman & Gerbens, 2018. Así, no todos los sólidos volátiles degradados se convertirán en metano, sino que parte de los compuestos degradados darán lugar a otros compuestos, como se indica en el punto 3.2.2.

Por otra parte, dado que el potencial de producción de metano se expresa por kilogramos de sólidos volátiles eliminados, es necesario conocer también la tasa de eliminación de sólidos volátiles en el digester. En condiciones ideales, la tasa de eliminación sería de 1, logrando

degradar todos los sólidos volátiles a metano. Esta tasa depende tanto del tipo de digestor, como del rango de temperatura en el que se opera.

El rango de temperatura definido es el mesofílico (35 – 37 °C), ya que es aquel en el que las bacterias tienen la máxima actividad y, por tanto, proporciona la mayor degradación de sólidos volátiles. Este depende, a su vez, del TRH, que como se ha comentado se ha definido un TRH de 20 días. En la Tabla 15 se resumen las condiciones de operación que influyen en los factores comentados, así como el valor de estos.

Asimismo, es necesario también estimar la cantidad de sólidos volátiles introducida diariamente en el digestor. Dado que el estiércol de ganado se produce diariamente, se introducirá con la misma cadencia en el digestor. Por tanto, se calculará la producción diaria de biogás, teniendo en cuenta que se introduce sustrato y se retira digestato con la misma cadencia, manteniendo un volumen constante dentro del digestor. Por ello, a partir de los sólidos volátiles introducidos diariamente, y teniendo en cuenta las condiciones anteriormente comentadas, se estima la producción diaria de biogás. A partir de la E. 8 se obtiene el flujo másico de sólidos volátiles introducidos en el digestor, obtenidos a partir del estiércol diario producido y de las condiciones del estiércol definidas en la Tabla 10. Este valor obtenido es de 5.985,8 kg<sub>SV</sub>/día.

$$E. 8 \dot{m}_{SV} = \% ST * \% SV_{ST} * \dot{m}_t$$

<i>Condiciones de operación</i>	<i>Valor</i>
Tipología de digestor	Reactor de mezcla completa sin recirculación
Sustrato empleado	Estiércol de ganado vacuno
TRH	20 días
Rango de temperatura	Mesofílico (35 – 37 °C)
Potencial de producción de CH <sub>4</sub> (B <sub>0</sub> )	0,2 Nm <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> /kg <sub>SV</sub>
Factor de producción de CH <sub>4</sub> (F <sub>CH4</sub> )	95 %
Tasa de eliminación de SV (F <sub>SV</sub> )	90 %
Flujo másico de sólidos volátiles	5.985,8 kg <sub>SV</sub> /día

*Tabla 15. Condiciones de operación de la digestión. Fuente: Elaboración propia*

Con estas condiciones, y mediante la E. 9, se obtiene el caudal diario de metano obtenido en el digestor.

$$E. 9 \quad Q_{CH_4} = \dot{m}_{SV} * B_0 * F_{CH_4} * F_{SV}$$

Con lo que se obtiene un caudal de metano de  $1.023,6 \text{ m}^3_{CH_4}/\text{día}$ .

Este caudal corresponde al caudal de metano puro obtenido en el digestor. Por tanto, dado que la composición del biogás no es 100% metano, el caudal de biogás obtenido será mayor. De acuerdo a lo establecido en el punto 3.4.1, el biogás tiene la siguiente composición:

- 65% CH<sub>4</sub>.
- 30% CO<sub>2</sub>.
- 5% otros gases (H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, etc.).

Por tanto, el caudal de metano obtenido en el cálculo anterior corresponde al 65% del caudal total de biogás. De esta forma, el caudal de biogás obtenido en la instalación es de  $1.574,7 \text{ Nm}^3_{\text{biogás}}/\text{día}$ . La composición de este se detalla en la Tabla 16.

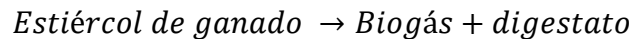
<i>Caudal total</i>	<i>1.574,7 Nm<sup>3</sup><sub>biogás</sub>/día</i>
Caudal CH <sub>4</sub>	1.023,6 Nm <sup>3</sup> <sub>CH<sub>4</sub></sub> /día
Caudal CO <sub>2</sub>	472,4 Nm <sup>3</sup> <sub>CO<sub>2</sub></sub> /día
Caudal otros (H <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S, etc.)	78,7 Nm <sup>3</sup> <sub>otros</sub> /día

*Tabla 16. Composición del biogás obtenido. Fuente: Elaboración propia*

Así como se ha estimado la producción de biogás, a partir de ésta y del sustrato inicial es posible estimar la cantidad de digestato obtenido. Como se ha comentado en el punto 3.6, el digestato obtenido tras la digestión anaerobia del estiércol puede emplearse como abono. El estiércol de ganado producido en la explotación está destinado al abono del campo de pasto y cultivo de ésta y, en caso de haber un excedente, se distribuía por otras explotaciones cercanas. Por tanto, el poder seguir empleando para el mismo fin una vez digerido el digestato es otra de las ventajas de la digestión anaerobia, ya que no sólo permite extraer el metano y otros elementos del estiércol (los cuales se evita que pasen al terreno y se emitan a la atmósfera), sino que produce un estiércol de mayor calidad, al haber retirado la mayor

parte del metano y de diversos componentes. Esto resulta en un beneficio para el medio ambiente, tanto por la reducción de emisiones de GEI<sup>35</sup> como por la distribución de un abono más rico en nutrientes y con menos contaminantes para el terreno.

De acuerdo a la ley de Lavoisier, la masa ni se crea ni se destruye, sino que se transforma. En cualquier reacción química la masa total se conserva, es decir, la masa total de los reactivos (el estiércol de ganado) es igual a la masa total de los productos (el biogás y el digestato) (LUMITOS AG, s. f.). Por tanto, conociendo la masa total del reactivo, y de uno de los productos, es posible obtener la masa del segundo producto.



Dado que tanto el estiércol como el biogás se expresan en términos de flujo másico y caudal, se tomará la cantidad producida diariamente para obtener la masa y el volumen. El biogás está expresado en volumen (m<sup>3</sup>) por lo que es necesario conocer su densidad para poder conocer la masa de biogás obtenida. Pero, como se comentó anteriormente, el biogás está formado por varios compuestos, cada uno con un valor de densidad diferente. Por tanto, es necesario conocer tanto el volumen como la densidad de cada uno de estos compuestos.

El biogás se compone, mayoritariamente, de metano y CO<sub>2</sub>, siendo el resto de elementos un 5% del volumen total. Por tanto, dado que este 5% restante es una mezcla de distintos elementos en una proporción indeterminada, se va a suponer, para llevar a cabo la estimación del digestato obtenido, que el biogás se compone exclusivamente de metano y CO<sub>2</sub>. Asimismo, como el caudal de metano se ha obtenido de forma analítica mediante la E. 9, y el caudal del resto de componentes se ha estimado a partir de la composición definida para el biogás, se supone que este 35% estimado es CO<sub>2</sub>. Es decir, dado que se desconoce la composición del 5% de otros elementos, se supone que éste también es CO<sub>2</sub>, y se tomará la densidad de éste.

---

<sup>35</sup> Gases de Efecto Invernadero

En la Tabla 17 se resumen los datos de caudal, masa y densidad tanto de metano como de CO<sub>2</sub> (MITECO, 2007a, 2007b), así como la masa de digestato resultante. Cabe destacar que la masa total de biogás es inferior a la masa total de sólidos volátiles eliminados. Esto se debe a que, si bien se elimina la cantidad establecida de sólidos volátiles, no todos se degradan en biogás. En el punto 3.3.2 se detallan las distintas reacciones químicas que ocurren durante la digestión, y se observa que, a partir de la degradación de los sólidos volátiles, se obtienen distintos elementos, no sólo los presentes en el biogás, ya que una parte de estos forman parte del digestato.

Densidad CH <sub>4</sub>	0,657 kg/m <sup>3</sup>
Masa CH <sub>4</sub>	672 kg
Densidad CO <sub>2</sub>	1,976 kg/m <sup>3</sup>
Masa CO <sub>2</sub>	1.089 kg
Masa de biogás	1.762 kg
Masa de sustrato	75.000 kg
Masa de digestato	73.238 kg

*Tabla 17. Características del biogás y masa del digestato obtenido. Fuente: Elaboración propia*

Por tanto, teniendo en cuenta que los cálculos se han llevado a cabo con flujos y caudales diarios, se obtendrá un flujo másico de digestato de 73.238 kg/día.

Para llevar a cabo la estimación del biometano obtenido a partir del upgrading del biogás, es necesario primero definir el sistema de upgrading a emplear tras la digestión. De acuerdo a lo expuesto en el punto 3.5, existen diversos sistemas de upgrading, si bien el más empleado a nivel europeo es la separación por membranas. En la Tabla 6 se resumen las ventajas y desventajas de estos sistemas, así como las pérdidas y la pureza obtenidas con cada uno. A partir de éstas, y debido a que es el sistema más empleado en Europa, se ha definido un sistema de upgrading por separación por membranas. Si bien comúnmente en las plantas con estos sistemas es necesario un proceso posterior para la eliminación del H<sub>2</sub>O y H<sub>2</sub>S, existen nuevos sistemas de membranas que, además de separar el CO<sub>2</sub>, también es capaz de eliminar el H<sub>2</sub>O y H<sub>2</sub>S, por lo que no es necesario ningún procesamiento posterior para obtener el biometano (serán necesarios procesos de compresión para el almacenamiento del biometano



y sistemas de distribución, ya sea hacia la caldera y/o turbina o hacia la red de gas, pero se salen del alcance del proyecto).

De acuerdo a las características descritas en la Tabla 6, el sistema de separación por membranas logra una pureza de 96% – 98%, con unas pérdidas de metano menores al 1,5%. Por tanto, para estimar el biometano obtenido, se va a suponer que se logra una pureza del 96% (es decir, se consigue un biometano con un contenido en metano del 96%) y que se incurre en unas pérdidas de un 1% (es decir, se consigue retirar el 99% del metano contenido en el biogás, perdiendo el 1%). A partir de la E. 10 se obtiene el caudal de CH<sub>4</sub> obtenido en el biometano, y a partir de la E. 11 se obtiene el caudal de biometano total.

$$E. 10 \quad Q_{CH_4}^{biom} = Q_{CH_4} * (1 - \text{pérdidas})$$

$$E. 11 \quad Q_{biometano} = \frac{1}{\text{pureza}} * Q_{CH_4}^{biom}$$

En la Tabla 18, se resumen las condiciones del sistema de upgrading.

Sistema	Separación por membranas
Pureza	96%
Pérdidas	1%
Caudal de CH <sub>4</sub> en el biometano	1.013,3 Nm <sup>3</sup> <sub>CH<sub>4</sub></sub> /día
Caudal de biometano	1.055,6 Nm <sup>3</sup> <sub>biometano</sub> /día

*Tabla 18. Condiciones del sistema de upgrading. Fuente: Elaboración propia*

### **6.3 ESPESOR DEL DIGESTOR**

Una vez definidas las dimensiones del digestor, así como el contenido interior, es necesario definir el espesor de éste. Los materiales más empleados para llevar a cabo digestores anaerobios son el hormigón armado y el acero inoxidable, si bien predominan los digestores de hormigón. En digestores de estiércol en particular, también es más empleado el hormigón armado que el acero inoxidable. Por tanto, se ha seleccionado este material para el digestor. En la Tabla 19 se observan las características de los distintos hormigones:

Material	HE			
	$\rho$ kg / m <sup>3</sup>	$\lambda$ W / m·K	$c_p$ J / kg·K	$\mu$
Hormigón armado	$\rho > 2500$	2,50	1000	80
	$2300 < \rho \leq 2500$	2,30	1000	80
Hormigón en masa	$2300 \leq \rho \leq 2600$	2,00	1000	80
	$2000 \leq \rho \leq 2300$	1,65	1000	70
Hormigón con áridos ligeros	$1800 \leq \rho \leq 2000$	1,35	1000	60
	$1600 \leq \rho \leq 1800$	1,15	1000	60

Tabla 19. Hormigones y sus características. Fuente: (CSIC, 2010)

Dentro del digestor, existe una fase líquida (el estiércol) y una fase gas (el biogás). Por tanto, éste estará sometido a esfuerzos debidos a ambos elementos. Pero, al no ser objeto de este proyecto el desarrollo de un cálculo estructural detallado, se va a simplificar el cálculo del espesor. Para ello, se considerará que las paredes del depósito están sometidas exclusivamente a un empuje hidrostático debido al almacenamiento del estiércol. Asimismo, dado que es un cálculo aproximado, se supondrá un digestor cilíndrico, sin tener en cuenta la zona cónica inferior. Aunque no se tenga en cuenta que la zona inferior tiene geometría cónica, sí que se incluirá la altura de fondo cónico dentro del cálculo, por lo que para definir el digestor cilíndrico se sumarán ambas alturas.

Como se ha indicado en el punto 6.1, la mezcla introducida en el digestor tiene una densidad de 874 kg/m<sup>3</sup>. Por tanto, siendo la densidad de la mezcla muy próxima a la densidad del agua, para la estimación del espesor del digestor se va a emplear la E. 12, extraída del libro *Hormigón Armado* de Jiménez Montoya et al., 2000. Esta se emplea para el cálculo del espesor de depósitos cilíndricos de agua, por lo que se considera una buena aproximación para el digestor.

$$E. 12 \quad e = 0,05 * h + 0,01 * r$$

Con esta, y teniendo en cuenta una altura total de 9 m y un radio de 7,1 m, se obtiene un espesor de hormigón de 0,52 m.

Igualmente, si bien el hormigón solo trabaja a tracción, tampoco se tendrá en cuenta el diseño de las armaduras del digestor, ya que, mediante este cálculo, se busca la obtención de un espesor del digestor aproximado para poder llevar a cabo la estimación de la demanda térmica del digestor durante la operación.

En caso de ser necesario llevar a cabo un cálculo exacto del espesor del digestor, se debe tener en cuenta la coexistencia en el interior de las dos fases, líquido y gas, ya que el efecto de éstas sobre las paredes del digestor será diferente. Para ello, al no existir una normativa específica en España sobre el dimensionado de estructuras cilíndricas de hormigón, deberá emplearse la normativa ASME BPVC<sup>36</sup> en el apartado de dimensionamiento de estructuras de hormigón que, si bien hace referencia a centrales nucleares, también se emplea a nivel general de obra civil.

Además, cabe destacar que, generalmente, la presión máxima de contención del gas en digestores se regula mediante una antorcha situada en la parte superior, de forma que, en caso de existir sobrepresiones dentro del digestor, la antorcha quemará parte del biogás para reducir la presión en el interior.

Dicho lo anterior, se considera que la simplificación empleada en este punto aproxima lo suficiente el cálculo del espesor de las paredes del digestor (con las salvedades expresadas) a fin de poder estimar la demanda térmica del digestor, la cual sí se encuentra en el alcance de este proyecto.

## **6.4 DEMANDA TÉRMICA DEL DIGESTOR**

Dado que se ha definido un rango de operación mesofílico en el interior del digestor (35 – 37 °C), es necesario un sistema de calefacción para mantener esta temperatura.

---

<sup>36</sup> American Society of Mechanical Engineers Boiler and Pressure Vessel Code

El sistema de calefacción estará compuesto por camisas de agua situadas alrededor del tanque, así como por una caldera para calentar el agua. Dicha caldera se alimentará con parte del biogás producido en el digestor, de forma que no sea necesario un suministro de calor por método convencional. Por tanto, para dimensionar el sistema de calefacción es necesario conocer las pérdidas térmicas del digestor, para saber qué cantidad de calor es necesario aportar al digestor. En este caso, no se está teniendo en cuenta el calor necesario para poner el digestor en funcionamiento, ya que, al no estar operativo, no existe biogás con el que alimentar la caldera. Por tanto, el calor necesario para establecer la temperatura de funcionamiento en la caldera, así como las distintas actividades de puesta en marcha, se consideran fuera del alcance del proyecto.

Para calcular las pérdidas térmicas del digestor, es necesario conocer los materiales de éste. Como se ha comentado en el punto 6.3, la estructura está compuesta de hormigón. Además, para limitar las pérdidas, se dispondrá un aislamiento térmico recubriendo el digestor.

De acuerdo a lo definido en el CTE DB HE 1<sup>37</sup> – Resistencia y Estabilidad, se considera un aislante térmico aquel material cuya conductividad térmica sea igual o menor a 0,05 W/mK y cuya resistencia térmica sea mayor a 0,25 m<sup>2</sup>K/W (MITMA, 2019). Del catálogo de elementos constructivos del CTE se extraen los siguientes aislantes térmicos (CSIC, 2010).

---

<sup>37</sup> Código Técnico de la Edificación, Documento Básico, Seguridad Estructural

Material o producto	HE			
	$\rho$ kg / m <sup>3</sup>	$\lambda$ W / m·K	$c_p$ J / kg·K	$\mu$
<b>Poliestireno Expandido (EPS)</b>	-	0,039 <sup>(1)</sup> – 0,029	-	20 -100
<b>Poliestireno Expandido Elastificado (EEPS)</b>	-	0,046 – 0,029	-	
<b>Poliestireno Extruido (XPS)</b>				
Expandido con dióxido de carbono CO <sub>2</sub>	-	0,039 - 0,033	-	100 - 220
Expandido con hidrofluorcarbonos HFC	-	0,039 - 0,029	-	100 - 220
<b>Lana mineral (MW)</b>	-	0,050 - 0,031	-	1
<b>Espuma rígida de Poliuretano (PUR) o poliisocianurato (PIR)</b>				
Proyección con Hidrofluorcarbono HFC	30 - 60	0,028	-	60 - 150
Proyección con dióxido de carbono CO <sub>2</sub> celda cerrada	40 - 60	0,035 - 0,032	-	100 - 150
Plancha con Hidrofluorcarbono HFC o Hidrocarburo (pentano) y revestimiento permeable a los gases.	-	0,030 - 0,027	-	60 - 150
Plancha con Hidrofluorcarbono HFC o Hidrocarburo (pentano) y revestimiento impermeable a los gases.	-	0,025 - 0,024	-	$\infty$
Inyección en tabiquería con dióxido de carbono CO <sub>2</sub>	15 - 20	0,040	-	$\leq 20$
<b>Otros materiales aislantes)</b>				
Corcho expandido (ICB) <sup>(2)</sup>				
Arcilla Expandida <sup>(3)</sup>	325 - 750	0,148 – 0,095	-	1
Panel de perlita expandida (EPB) (>80%)	140 -240	0,062	-	5
Panel de vidrio celular (CG)	100 -150	0,050	-	$\infty$
Guata o fieltro de poliéster	20 y 50	0,038 – 0,033	-	
Espuma de polietileno reticular	-	0,072 – 0,038	-	
Espuma de polietileno no reticulado	-	0,042 – 0,035	-	

Tabla 20. Aislantes térmicos y sus características. Fuente: (MITMA, 2019)

De los anteriores, se ha decidido emplear un aislante de espuma rígida de poliuretano (PUR) con proyección con hidrofluorcarbono HFC, con un valor de conductividad térmica de 0,028 W/mK. De la Tabla 20, se extrae que la conductividad térmica del hormigón empleado (hormigón con áridos ligeros) es de 1,35 W/mK.

Asimismo, también es necesario definir el coeficiente de convección del aire. De acuerdo a Cengel, 2007, el coeficiente de convección del aire tiene un valor aproximado entre 5 – 25 W/m<sup>2</sup>K. Por tanto, se define un coeficiente de convección de 20 W/m<sup>2</sup>K.

Al igual que en el cálculo del espesor, para llevar a cabo el cálculo de las pérdidas térmicas se ha considerado un digestor cilíndrico, con aislamiento dispuesto tanto en la parte

cilíndrica como en las partes superior e inferior. Las pérdidas térmicas se calculan de acuerdo a la E. 13:

$$E. 13 \quad q_{p\acute{e}rdidas} = \frac{T_{int} - T_{ext}}{\Sigma R}$$

Siendo R la resistencia térmica del conjunto. La temperatura interior, al tener un rango de trabajo mesofílico, se define en 36 °C. En el caso de la temperatura exterior, se toma la temperatura exterior mínima anual, de 2,1 °C (IDAE, 2010). Ya que las pérdidas del digestor se emplearán para dimensionar el sistema de calefacción, es necesario tomar la temperatura exterior mínima anual, pues el sistema debe mantener la temperatura interior en 36 °C en todo momento. Por ello, dado que el consumo de biogás resultante necesario para suplir las pérdidas térmicas se obtendrá para la mínima temperatura posible, la mayor parte del año el consumo de biogás será inferior al resultante.

De acuerdo a estos factores, así como a los elementos constructivos, se define el siguiente diagrama de resistencia térmica del conjunto:

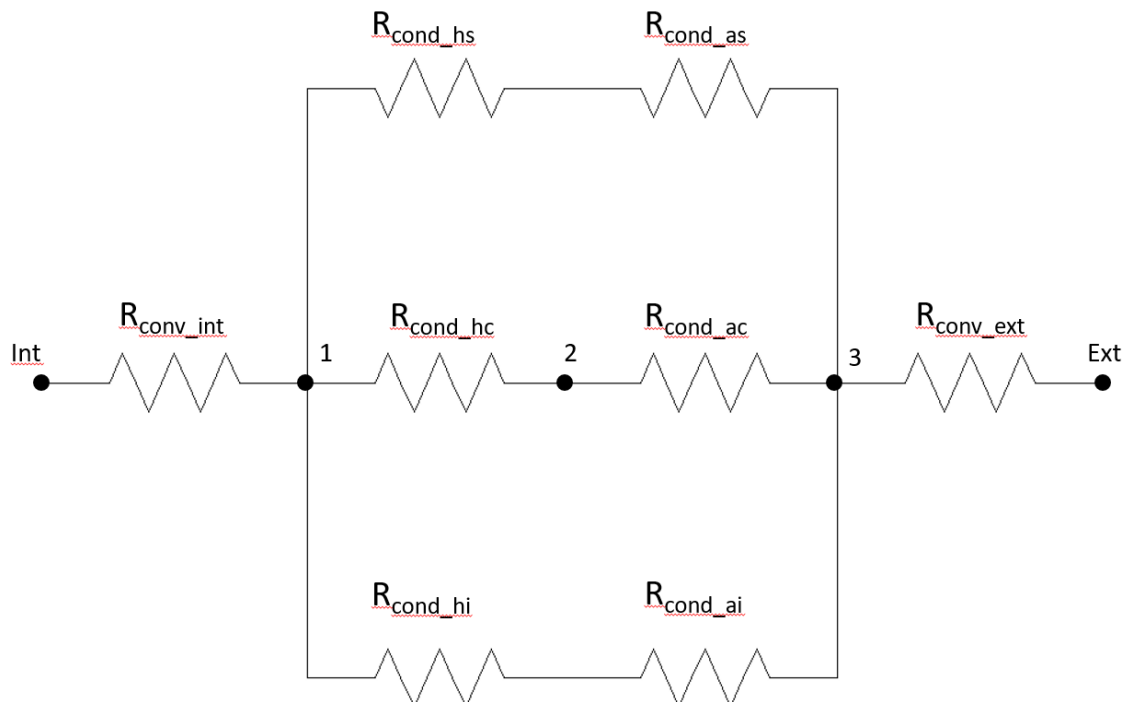


Figura 16. Diagrama de resistencia térmica inicial. Fuente: Elaboración propia

Donde el punto 1 es la pared interior del digestor, el punto 2 es la zona situada entre el hormigón y el aislamiento y el punto 3 es la pared exterior del digestor. Asimismo, se definen los siguientes conceptos:

- $R_{conv\_int}$ : Resistencia convectiva del interior del digestor.
- $R_{cond\_hc}$ : Resistencia conductiva del hormigón cilíndrico.
- $R_{cond\_hs}$ : Resistencia conductiva del hormigón superior.
- $R_{cond\_hi}$ : Resistencia conductiva del hormigón inferior.
- $R_{cond\_ac}$ : Resistencia conductiva del aislamiento cilíndrico.
- $R_{cond\_as}$ : Resistencia conductiva del aislamiento superior.
- $R_{cond\_ai}$ : Resistencia conductiva del aislamiento inferior.
- $R_{conv\_ext}$ : Resistencia convectiva del aire exterior.

Cuyas ecuaciones son:

$$E. 14 \quad R_{conv\_int} = \frac{1}{h_i * A_i}$$

$$E. 15 \quad R_{cond\_hc} = \frac{\ln(r_2/r_1)}{2\pi * k_H * H}$$

$$E. 16 \quad R_{cond\_hs} = \frac{e_H}{k_H * A_S}$$

$$E. 17 \quad R_{cond\_hi} = \frac{e_H}{k_H * A_i}$$

$$E. 18 \quad R_{cond\_ac} = \frac{\ln(r_3/r_2)}{2\pi * k_A * H}$$

$$E. 19 \quad R_{cond\_as} = \frac{e_A}{k_A * A_S}$$

$$E. 20 \quad R_{cond\_ai} = \frac{e_A}{k_A * A_i}$$

Donde:

- H: altura.
- e: espesor.
- a: área.

- r: radio.
- k: conductividad térmica.
- h: coeficiente de convección.

Debido a que el digestor cuenta con un sistema de agitación suave, las condiciones interiores de temperatura deben ser homogéneas (es decir, mantener la misma temperatura en todos los puntos del interior), por lo que se supone que la temperatura en el punto 1 es la del interior. Debido a esto, la resistencia convectiva interior es igual a 0. Asimismo, dado que las superficies inferior y superior son iguales, el diagrama se puede reducir de la siguiente forma:

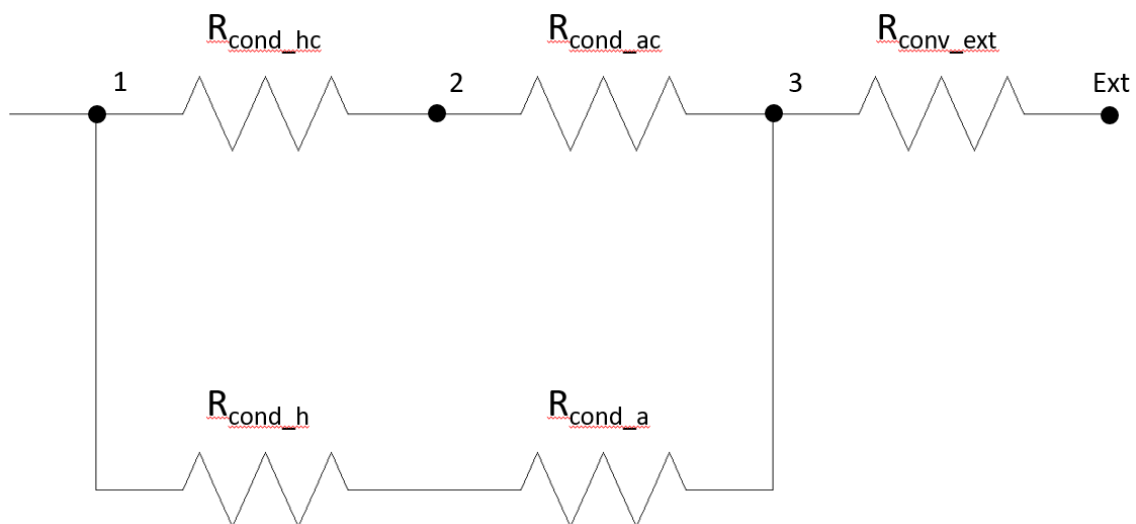


Figura 17. Diagrama de resistencia térmica simplificado. Fuente: Elaboración propia

Siendo:

$$E. 21 \quad R_{cond\_h} = \frac{e_H}{2 \cdot k_H \cdot A}$$

$$E. 22 \quad R_{cond\_a} = \frac{e_A}{2 \cdot k_A \cdot A}$$

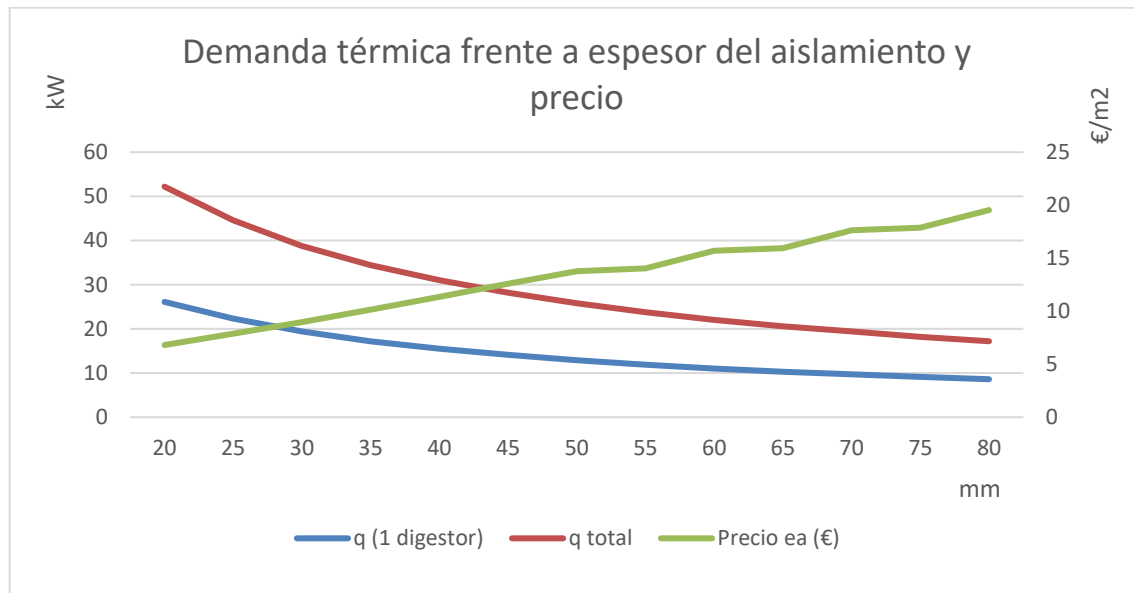
De acuerdo a las ecuaciones E. 14 a E. 22, se extrae que, previo a la definición del espesor y del material tanto para el digestor como para el aislamiento, las pérdidas del conjunto son función de las siguientes variables:



$$q = f(e_H, e_A, k_H, k_A)$$

Por lo que se podría buscar el óptimo entre estas cuatro variables para optimizar las pérdidas de calor. Pero esto podría resultar en problemas estructurales, ya que podría darse la situación de que el óptimo se dé con espesores que no soporten la estructura. Por ello, se ha tomado como constante el espesor del digestor, así como el material. Asimismo, debido al alto número de aislantes térmicos existentes, se ha seleccionado el material aislante, con lo que la única variable restante es el espesor del aislante.

Grandes espesores reducirán las pérdidas, y espesores más pequeños las aumentarán. Por otra parte, a mayor espesor, mayor será el precio del aislante, y a menor espesor, menor será el precio. Por tanto, es necesario encontrar el espesor que reduzca las pérdidas al máximo posible, pero sin incurrir en un precio demasiado elevado. Para ello, se ha llevado a cabo un estudio analizando las pérdidas térmicas del digestor en función del espesor del aislamiento y el precio de dicho aislamiento. El precio del espesor se ha obtenido a partir del generador de precio de Cype 2022.b para la ubicación Galicia, España. En la Gráfica 16, se observa la demanda térmica de un digestor, la demanda térmica total y el precio del aislante en función del espesor de éste.



Gráfica 16. Demanda térmica de los digestores frente al espesor de aislamiento y precio. Fuente: Elaboración propia

Como puede observarse, el precio del espesor sigue una progresión prácticamente lineal, mientras que las pérdidas de calor descienden de manera exponencial. Dado que las variables no son dependientes entre ellas, el gráfico anterior se emplea a modo explicativo, así como para ver la progresión tanto del precio como de las pérdidas térmicas. A partir de ésta, se ha tomado la decisión de emplear un espesor de aislamiento de 0,03 m, con el que la demanda térmica de cada digestor será de 19,4 kW y, por tanto, la demanda térmica total será de 38,8 kW. En la Tabla 21 se observan los cálculos llevados a cabo para obtener la resistencia térmica equivalente del conjunto de la Figura 17, y en la Tabla 22 se indica el significado y el valor de cada parámetro, así como las unidades.

Parámetro	$R_{cond_{hc}}$	$R_{cond_h}$	$R_{cond_{ac}}$	$R_{cond_a}$	$R_{conv_{ext}}$
r1	7,1				
r2	7,621		7,621		
r3			7,651		
$\pi$	3,142		3,142		
Kh	2,3	2,3			
Ka			0,028	0,028	
H	9		9		
eh		0,521			
ea				0,03	
Ah		182,5			
Aa				183,9	
he					20
Ae					432,68
R	0,0005449	0,00062119	0,00248114	0,00291271	0,000116

Tabla 21. Resistencias térmicas de los distintos elementos. Fuente: Elaboración propia

Parámetro	Valor	Significado	Unidad
r1	7,1	Radio interior	m
r2	7,6	Radio hormigón	m
r3	7,7	Radio exterior	m
eh	0,52	Espesor hormigón	m
ea	0,03	Espesor aislamiento	m
Ah	182,5	Área hormigón	m <sup>2</sup>
Aa	183,9	Área aislamiento	m <sup>2</sup>
H	9	Altura	m
Ae	432,68	Área exterior	m <sup>2</sup>
kh	2,3	Conductividad hormigón	W/mK
ka	0,028	Conductividad aislante	W/mK
he	20	Convección aire	W/ m <sup>2</sup> K

Tabla 22. Valores, unidades y significado de los parámetros empleados. Fuente: Elaboración propia

## 6.5 EVALUACIÓN TÉCNICA DE ALTERNATIVAS

Una parte importante del desarrollo de proyectos de digestión anaerobia es el análisis de las distintas alternativas para el biogás o biometano generado. Como se ha indicado en el punto

3.4.1, el biogás resultante de la digestión anaerobia tiene distintos usos. Por ello, para el biogás resultante del digestor se evaluarán las siguientes alternativas, al ser las más extendidas en las plantas existentes. Dado que el digestor, para poder trabajar en el rango mesofílico, tiene pérdidas térmicas (y una consecuente demanda térmica) en todas las alternativas se tendrá en cuenta que es necesario proporcionar calor al digestor, y este calor se obtendrá a partir del biogás generado. Por tanto, en las tres opciones planteadas, parte del biogás se destinará a la generación de calor para el digestor y el biogás restante se empleará en las alternativas indicadas:

- Generación de energía eléctrica. Se analizará la viabilidad técnica de generación in situ de energía eléctrica para abastecer a la explotación y, en caso de haber un excedente, la venta de este excedente a la red. También se analizará qué opción es más rentable en este caso: si el consumo de la electricidad generada y la venta del excedente, o la venta de la totalidad de la electricidad generada y continuar comprando electricidad de la red. Esto dependerá de la tarifa a la que se compra la electricidad y de la tarifa de venta establecida en el “RD 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial” (BOE, 2007, p. 66). En este, además, se indican las distintas tarifas de venta en función de la fuente de la electricidad. Esta evaluación se llevará a cabo en este apartado para, más adelante, llevar a cabo el estudio de viabilidad económica del proyecto con la opción seleccionada.
- Cogeneración y upgrading a biometano. En este caso, se empleará un motor de cogeneración para generar conjuntamente energía eléctrica y calor. Dicho motor se dimensionará a partir de la demanda térmica de los digestores. Dado que la generación de energía eléctrica será reducida en comparación con la opción anterior, dicha energía se destinará a consumo propio, para suplir parte de la demanda eléctrica de la instalación. El resto de biogás se someterá a un proceso de upgrading para limpiarlo y obtener biometano, que se inyectará en la red gasista. Dado que los precios de instalación de puntos de inyección, así como los precios de venta del

biometano, no están regulados, estos se obtendrán de distintas fuentes o bien se estimarán a partir de históricos.

- Upgrading a biometano. A excepción del biogás necesario para mantener el digestor en el rango de temperatura establecido (para el que se empleará una caldera), todo el biogás restante se destinará a un proceso de upgrading. En este caso, para los precios se llevará a cabo la misma metodología que en la alternativa anterior.

### **6.5.1 ALTERNATIVA 1. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Como se comentó anteriormente, parte del biogás generado se empleará para mantener el interior del digestor en el rango mesofílico. A partir de los cálculos del punto 6.4, se ha obtenido una demanda térmica de 38,8 kW entre los dos digestores. Por tanto, es necesario, además de seleccionar una caldera con una potencia nominal igual o superior, calcular el biogás empleado en la calefacción de los digestores, para así conocer también el biogás disponible para generación eléctrica. Dado que los cálculos sobre el biogás producido se han llevado a cabo en un horizonte diario ( $\text{Nm}^3/\text{día}$ ) se tratarán los datos de energía en los kWh diarios necesarios.

Como el digestor trabaja de forma continua, la energía térmica necesaria diariamente para mantener el digestor a la temperatura adecuada son 931,2 kWh/día. Esto implica un caudal de biogás de 145,5  $\text{Nm}^3/\text{día}$ , obtenido a partir de la E. 23, en el que se ha empleado un PCI para el biogás de 6,4 kW/ $\text{Nm}^3$  (IDAE, 2007).

$$E. 23 \quad Q_{caldera}^{biogás} = E(kWh)/PCI_{biogás}$$

Con lo que se dispondría de un caudal restante de 1.429,2  $\text{Nm}^3/\text{día}$ .

Para ello, se ha seleccionado la caldera Bocsh Condens 8700i W Mixta 50 kW, asegurando que es posible satisfacer la demanda térmica de los digestores en todo momento. A continuación, se adjuntan las principales características técnicas de la caldera, la cual cuenta con un precio de 2.179,09 € (UrbanGas, 2023).

Tipos		50
Temperatura de trabajo del sistema 80°/60°C		
Potencia útil (carga parcial/plena carga) Pn	►[kW]	6,2 - 47,8
Potencia nominal (carga parcial/plena carga) Qn	►[kW]	6,3 - 48,9
Temperatura de gases de escape a potencia máx./min.	►[°C]	76 / 56
Rendimiento global normalizado a carga máx./min.	►[%]	97,8 / 98,4
Temperatura de trabajo del sistema 50°/30°C		
Potencia útil (carga parcial/plena carga) <sup>1)</sup> Pcond	►[kW]	6,8 - 49,8
Potencia nominal (carga parcial/plena carga) Qn	►[kW]	6,3 - 48,9
Temperatura de gases de escape a potencia máx./min. (40°C/30°C)	►[°C]	54 / 30
Rendimiento global normalizado a carga máx./min.	►[%]	101,8 / 108,3
Datos generales		
Clase NOx		6
Caudal de gas natural G20 (Hi(15°C)= 9,5kWh/m <sup>3</sup> )	►[m <sup>3</sup> /h]	5,2
Presión de gas admisible	►[mbar]	17 - 25
Contenido de CO <sub>2</sub> en gas natural a carga máx./min.	►[W]	9,5 / 8,6
Presión disponible del ventilador	►[Pa]	348
Consumo máximo de energía	►[W]	84
Temperatura máxima de impulsión	►[°C]	88
Presión máxima de servicio	►[bar]	3
Peso neto (sin embalaje)	►[kg]	41
Alto/ancho/fondo	►[mm]	780x440x365
Tipo constructivo evacuación		B <sub>23P</sub> , B <sub>33</sub> , B <sub>53P</sub> , C <sub>13</sub> , C <sub>33</sub> , C <sub>43</sub> , C <sub>63</sub> , C <sub>83</sub> , C <sub>93</sub> , C <sub>(10)3</sub> , C <sub>(12)3</sub> , C <sub>(13)3</sub> , C <sub>(14)3</sub>

*Tabla 23. Características técnicas de la caldera Bosch Condens 8700i W Mixta 50 kW. Fuente: (Bosch, 2021)*

Una vez dimensionada la caldera, lo siguiente es la selección del grupo electrógeno que se empleará para generar energía eléctrica. Un grupo electrógeno es un dispositivo que consiste en un motor de combustión interna (que puede ser accionado por distintos combustibles, como diésel, gasolina o gas natural, entre otros) acoplado a un alternador, que emplea la energía mecánica producida por el motor de combustión para generar la energía eléctrica.

Debido a que, en la mayor parte de los casos, no está disponible la información económica de los grupos electrógenos, sino que es necesario pedir un presupuesto al fabricante y definir las características exactas de la instalación, para llevar a cabo tanto el dimensionamiento como la estimación del precio del grupo electrógeno se usará el estudio *Gas-Fired distributed energy resource technology characterizations*, de Goldstein et al., 2003. En este, se incluyen estimaciones de los costes tanto de instalación como de mantenimiento de los equipos en función de la potencia eléctrica de éstos. Además, también se incluyen las características técnicas de los equipos, entre éstas la eficiencia eléctrica, con lo que es posible estimar, de una forma más ajustada, el consumo del grupo electrógeno, tanto en kWh<sub>biogás</sub>

como en Nm<sup>3</sup>. En la Tabla 24, se incluyen los datos obtenidos del estudio, así como las estimaciones llevadas a cabo para conocer la demanda de biogás de la instalación.

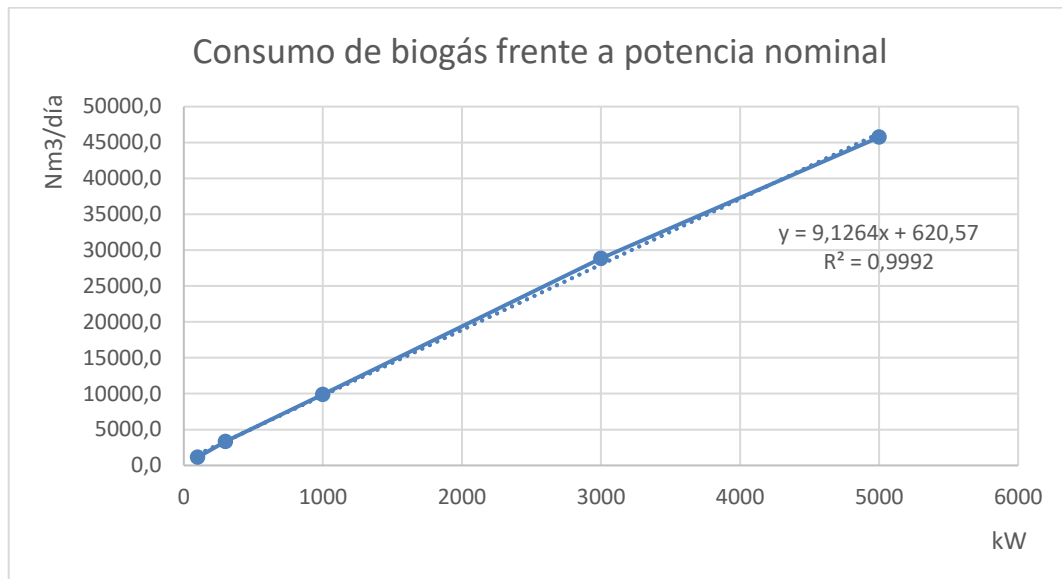
<i>P. Nom.</i> (kW)	<i>Eficiencia</i>	<i>Coste</i> (€/kW)	<i>Coste de</i> <i>instalación</i> (2020) (€)	<i>Coste</i> <i>O&amp;M</i> <sup>38</sup> (€/kWh)	<i>Consumo</i> (kWh/día) <sup>39</sup>	<i>Consumo</i> (Nm <sup>3</sup> /día)
100	0,33	763	76.300	0,018	7.272,7	1.136,4
300	0,34	633,4	190.000	0,013	21.176,5	3.308,8
1.000	0,38	643,4	643.400	0,009	63.157,9	9.868,4
3.000	0,39	630,3	1.890.800	0,009	184.615,4	28.846,2
5.000	0,41	616,9	3.084.600	0,008	292.682,9	45.731,7

Tabla 24. Características de los grupos electrógenos con combustible biogás. Fuente: Elaboración propia

A partir de estos datos y del caudal de biogás generado diariamente, es posible estimar la potencia nominal de la instalación. Para ello, se ha llevado a cabo una regresión lineal a partir de los datos de potencia nominal y de consumo, expresados en Nm<sup>3</sup>/día. Esta se ha obtenido con un ajuste de  $R^2 = 0,9992$ , muy próximo a la unidad. Por ello, se emplea la recta de tendencia, representada en la E. 24, para calcular la potencia nominal de la instalación.

<sup>38</sup> Operación y mantenimiento

<sup>39</sup> Expresado en kWh/día de biogás, es decir, la energía obtenida del biogás, calculada a partir del caudal de biogás y el PCI de éste.



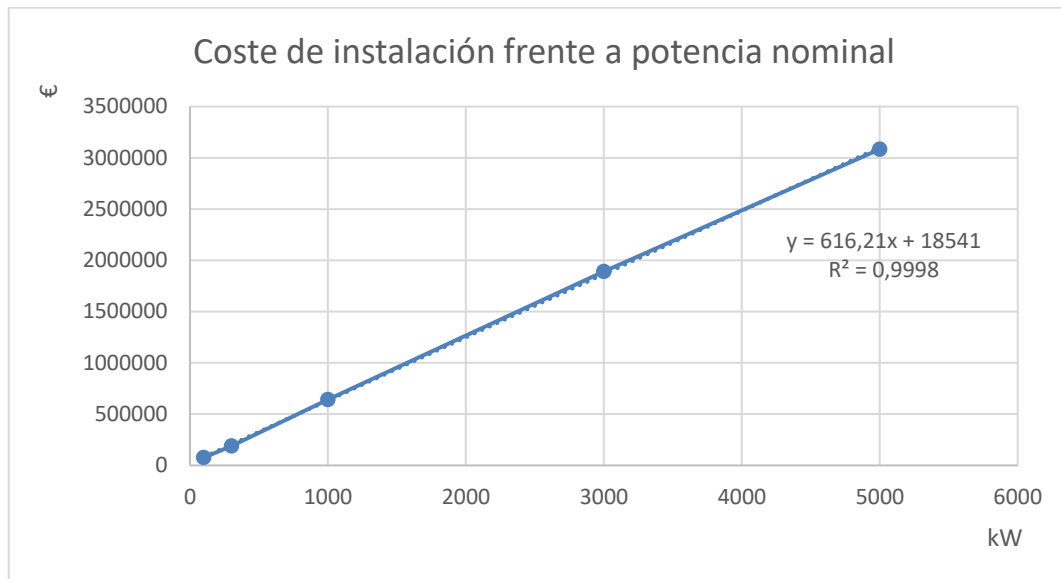
*Gráfica 17. Consumo de biogás frente a potencia nominal. Fuente: Elaboración propia*

$$E. 24 \quad Q(\text{Nm}^3/\text{día}) = 9,1264 * P_N(\text{kW}) + 620,57$$

Con lo que se obtiene una potencia nominal de la instalación de 88,6 kW<sub>e</sub>. Esto implica que la instalación proporcionará 2.126,6 kWh<sub>e</sub>/día.

De la misma forma, se puede estimar el coste de la instalación. En este caso, se ha llevado a cabo una estimación lineal a partir de los datos de potencia nominal y de coste de la instalación. En esta, el ajuste obtenido ha sido  $R^2 = 0,9998$ , es decir, un ajuste prácticamente perfecto. Para poder obtener el coste de la instalación a partir de esta estimación, es necesario conocer la potencia de la instalación, obtenida a partir de la estimación anterior. Como en el caso anterior, se emplea la recta de tendencia (representada en la E. 25) para obtener el coste de la instalación.



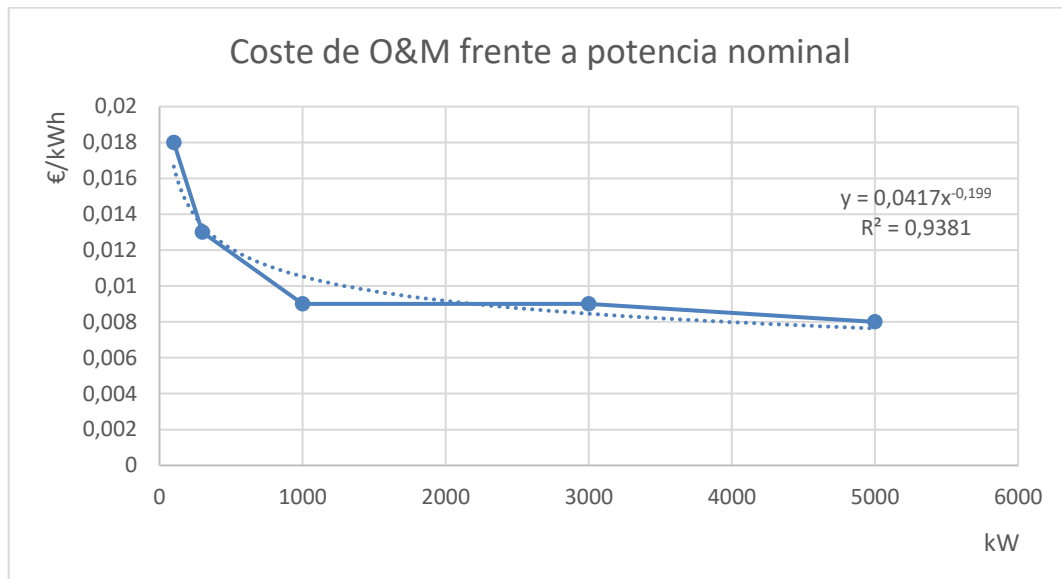


*Gráfica 18. Cote de la instalación frente a potencia nominal. Fuente: Elaboración propia*

$$E. 25 \quad C(\text{€}) = 616,21 * P_N(\text{kW}) + 18541$$

Con lo que se obtiene un coste de la instalación de 73.141,8 €. Si bien se dispondrán dos digestores iguales, dado que el coste de la instalación sigue una regresión lineal, el coste de dos digestores de potencia X es el mismo que el coste de un digestor mayor de potencia (2X), razón por la que se ha considerado la instalación global sin tener en cuenta que se dispondrán dos digestores.

Por último, se ha estimado de forma similar el coste de operación y mantenimiento (O&M). En este caso, los datos extraídos no siguen una relación lineal, sino que la recta de tendencia que más se ajusta a los datos es la recta potencial, representada en la E. 26. En este caso, los costes están expresados en €/kWh anuales. Para esta estimación, el ajuste obtenido es  $R^2 = 0,9381$ , algo menor frente a las estimaciones anteriores, si bien sigue estando cercano a la unidad y se considera una estimación válida para obtener el coste de operación y mantenimiento de la instalación.



Gráfica 19. Coste de operación y mantenimiento frente a potencia nominal. Fuente: Elaboración propia

$$E. 26 \quad C_{O\&M}(\text{€/kWh}) = 0,0417 * P_N^{-0,199}(\text{kW})$$

Con lo que se obtiene un coste de operación y mantenimiento anual de 0,017 €/kWh. Esto, teniendo en cuenta la potencia nominal de la instalación y que opera los 365 días del año, se traduce en un coste total de operación y mantenimiento anual de 13.195,4 €.

Además de los costes incurridos en la instalación y operación del digestor anaerobio, es necesario definir el precio de venta de la energía eléctrica generada para poder llevar a cabo el consecuente estudio de viabilidad económica. Los sistemas de producción de energía eléctrica mediante digestión anaerobia a partir de sustratos de origen biológico como estiércol de ganado vacuno están incluidos en los sistemas de generación de energía eléctrica en régimen especial definidos en el RD 661/2007<sup>40</sup>, en concreto en el subgrupo b.7.2. Para estos, se establecen dos posibles mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida (BOE, 2007):

- Percibiendo una tarifa regulada.

<sup>40</sup> Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

- Vendiendo la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica.

Debido a que los precios de venta en los mercados de producción varían diariamente, así como en los mercados intradiarios, para llevar a cabo el estudio de viabilidad económica se emplearán las tarifas reguladas ofrecidas en el Real Decreto citado anteriormente, ya que cuentan con una mayor estabilidad y los resultados obtenidos son más precisos, al no partir de estimaciones.

Dentro de las tarifas reguladas, se distinguen dos tarifas en función de la potencia de la instalación. Dado que la potencia de la instalación a desarrollar es  $P \leq 500$  kW, la tarifa de venta de la energía eléctrica producida será (BOE, 2007):

- Primeros 15 años: 0,13069 €/kWh.
- A partir de entonces: 0,0651 €/kWh.

### **6.5.2 ALTERNATIVA 2. COGENERACIÓN Y UPGRADING**

En este caso, se empleará un motor de cogeneración para mantener la temperatura interior del digestor en el rango mesofílico. La cogeneración se define como la conversión simultánea de la energía de un combustible en dos formas de energía útil: trabajo y calor (Linares Hurtado, 2021a). De estos, el trabajo suele aplicarse a un alternador, de forma que se produce electricidad. Por tanto, al hablar de cogeneración, se suele hablar de la generación conjunta de electricidad y calor, y no tanto de trabajo y calor.

La cogeneración puede clasificarse de distintas maneras: según tamaño, posición de generador, combustible empleado, tecnología empleada, etc., cada una con sus características. En este caso, debido a que la demanda térmica de la instalación es relativamente baja (38,8 kW), se dimensionará con un motor alternativo de combustión interna (MCIA), ya que son los que pueden trabajar en un rango de potencias más bajo y con buenos rendimientos. En la Figura 18, se observa el esquema básico de cogeneración mediante un motor de combustión interna, donde Q representa el combustible, E la electricidad obtenida y V el calor útil:

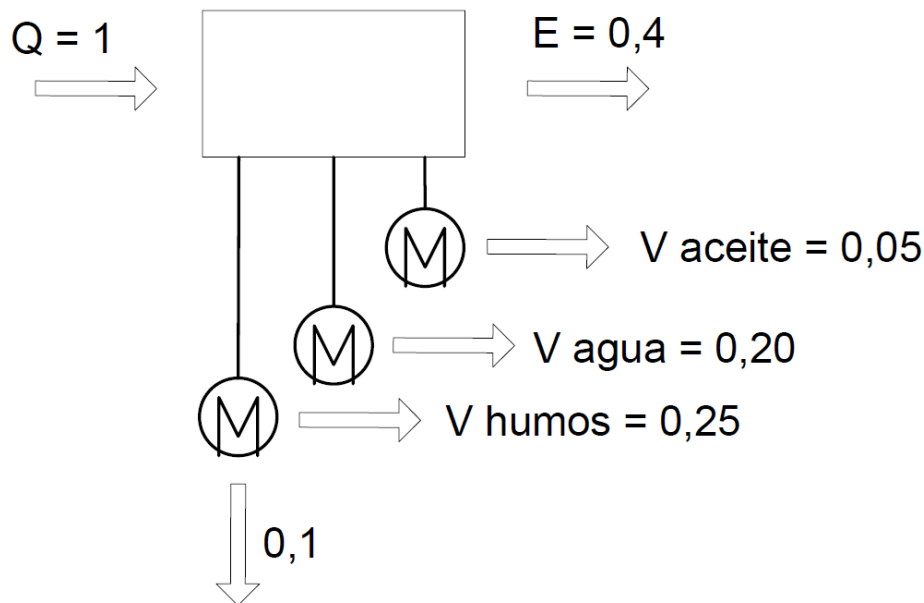


Figura 18. Esquema básico de cogeneración con MCIAs. Fuente: (Linares Hurtado, 2021a)

Es decir, a partir de una unidad de combustible, es posible obtener 0,4 unidades de electricidad, 0,5 unidades de calor útil y reducir las pérdidas a 0,1 unidades. Por tanto, el rendimiento global del sistema es del 90%, frente a los rendimientos habituales de MCIAs del rango 30% – 45%. Esto ocurre debido a que la mayor parte de las pérdidas de un MCIAs se dan en forma de calor, distribuidos en el aceite, el agua y los humos, como se observa en la Figura 18. Pero las tres fuentes de calor no son iguales; cada una está en un rango de temperaturas determinados por lo que, en función de la necesidad, puede no ser posible recuperar calor de alguna de estas fuentes. Por lo general, la fuente de calor más baja es el aceite lubricante, que suele recuperarse en forma de agua caliente en el rango de 30 – 50 °C. La siguiente fuente de calor es el agua de refrigeración de los cilindros, que suele recuperarse en agua caliente en el rango de 80 – 90 °C. Por último, la fuente de calor a mayor temperatura son los humos, los cuales se encuentran a una temperatura de entre 400 – 500 °C (Goldstein et al., 2003). En general, las pérdidas del sistema de cogeneración suelen producirse al no ser capaz de aprovechar todo el calor de los gases de escape.

A la hora de dimensionar un sistema de cogeneración, se hace a partir del calor necesario, y en función de éste se dimensiona el motor de combustión y se calcula la potencia eléctrica

obtenida. Al trabajar con potencias inferiores a 50 kW<sub>e</sub>, hablamos concretamente de microcogeneración. Para la demanda térmica de la instalación, se ha seleccionado un motor de cogeneración TEDOM CHP Micro 30, cuyas características se indican en la Tabla 25.

<i>Motor</i>	<i>Potencia eléctrica (kW<sub>e</sub>)</i>	<i>Potencia térmica (kW<sub>t</sub>)</i>	$\eta_e^{41}$	$\eta_t^{42}$	$\eta_t^{43}$
Micro 30	20	41,3	29,7 %	61,4 %	91,1 %

Tabla 25. Características del motor de cogeneración TEDOM CHP Micro 30. Fuente: (TEDOM, 2023)

Dado que la demanda térmica de la instalación no coincide con la potencia térmica del motor, este no funcionará a plena carga. Al no disponer de datos de carga parcial del motor, se supone que los rendimientos de éste se mantienen aun no trabajando a plena carga. Por tanto, para obtener una potencia térmica de 38,8 kW<sub>t</sub>, serán necesarios 63,2 kW<sub>biogás</sub>, y se obtendrán 18,8 kW<sub>e</sub>. Teniendo en cuenta un trabajo constante del digestor, esto implica un consumo de biogás de 1.516,6 kWh/día, es decir, 237 Nm<sup>3</sup>/día. Estos datos se resumen en la Tabla 26.

<sup>41</sup> Rendimiento eléctrico

<sup>42</sup> Rendimiento térmico

<sup>43</sup> Rendimiento total

Potencia térmica	38,8 kW <sub>t</sub>
Potencia total	63,2 kW
Energía total consumida	1.516,6 kWh/día
Potencia eléctrica	18,8 kW <sub>e</sub>
Energía eléctrica	450,4 kWh/día
Biogás consumido (kWh/día)	1.516,6 kWh/día
Biogás consumido (Nm <sup>3</sup> /día)	237 Nm <sup>3</sup> /día
Biogás restante (kWh/día)	8.561,7 kWh/día
Biogás restante (Nm <sup>3</sup> /día)	1.337,8 Nm <sup>3</sup> /día

Tabla 26. Características de la cogeneración. Fuente: Elaboración propia

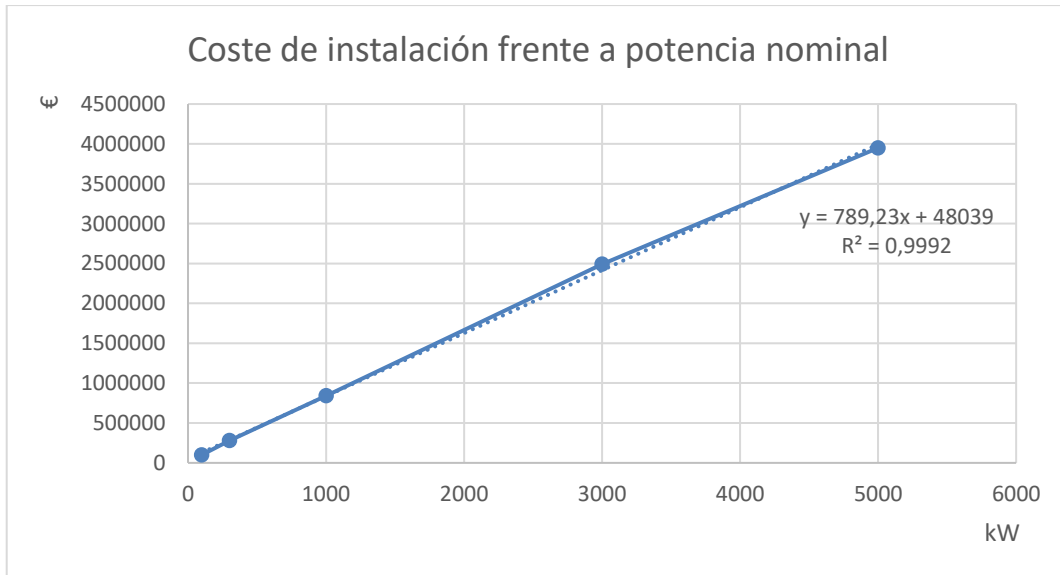
Al igual que ocurre con la alternativa anterior, no es posible acceder al precio del sistema de cogeneración empleado. Por ello, se han tomado los datos del estudio *Gas-Fired distributed energy resource technology characterizations*, de Goldstein et al., 2003. En este caso, solo es necesario estimar los costes totales de instalación y los costes de operación y mantenimiento, ya que ya se ha dimensionado el sistema de cogeneración para la demanda térmica de los digestores. En la Tabla 27 se incluyen los datos obtenidos del estudio.

Potencia Nominal	Coste (€/kW)	Coste de instalación (€)	Coste O&M (€/kWh)
100	1000	100.000,00	0,012
300	930	279.000,00	0,01
1000	840	840.000,00	0,0083
3000	830	2.490.000,00	0,008
5000	790	3.950.000,00	0,0078

Tabla 27. Características de los motores de cogeneración con combustible biogás. Fuente: (Goldstein et al., 2003)

A partir de estos datos y de la potencia nominal del motor de cogeneración indicada en la Tabla 26, es posible obtener tanto el coste de instalación como de operación y mantenimiento. Para la obtención del coste de instalación, se ha llevado a cabo una regresión lineal del coste de instalación frente a la potencia nominal. En esta, el ajuste obtenido ha sido

$R^2 = 0,9992$ , muy próximo a la unidad, por lo que se emplea la recta de tendencia expresada en la E. 27 para obtener el coste de la instalación.

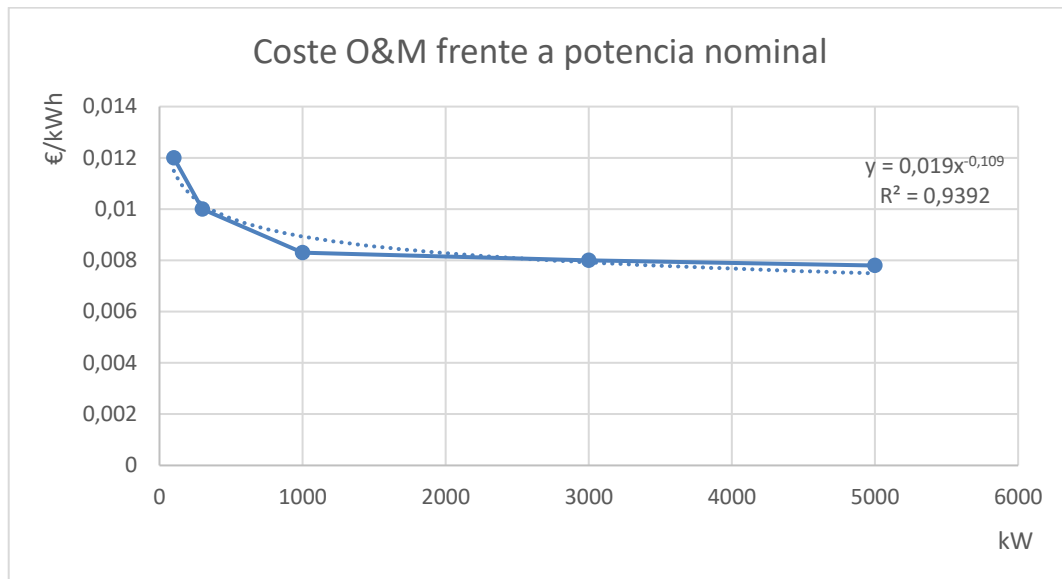


Gráfica 20. Coste de la instalación de cogeneración frente a potencia nominal. Fuente: Elaboración propia

$$E. 27 \quad C(\text{€}) = 789,23 * P_N(\text{kW}) + 48039$$

Obteniendo un coste total de la instalación de 97.912 €.

De la misma forma, se ha estimado el coste de operación y mantenimiento. En este caso, la estimación con la que se obtenía un mejor ajuste, al igual que en el punto 6.5.1, ha sido la recta potencial, con un ajuste  $R^2 = 0,9392$ . Así, a partir de la E. 28 se obtiene el coste de operación y mantenimiento de la instalación.



Gráfica 21. Coste de operación y mantenimiento de la instalación de cogeneración frente a potencia nominal. Fuente: Elaboración propia

$$E. 28 \ C_{O\&M}(\text{€/kWh}) = 0,019 * P_N^{-0,109}(\text{kW})$$

Con lo que se obtiene un coste de operación y mantenimiento anual de 0,012 €/kWh. Esto, teniendo en cuenta la potencia nominal de la instalación y que opera los 365 días del año, se traduce en un coste total de operación y mantenimiento anual de 6.693,4 €.

Una vez dimensionado el sistema de cogeneración, es posible calcular dos parámetros importantes para la evaluación del sistema: el ahorro de energía primaria (AEP) y el rendimiento eléctrico equivalente (REE). El AEP se considera el parámetro más importante, ya que indica el ahorro de energía debido al empleo de la cogeneración frente a la generación separada de electricidad y calor. Por otra parte, el REE compara la generación eléctrica de la instalación de cogeneración frente a una instalación de producción separada, descontando el combustible consumido para la generación del calor. Para calcular tanto el AEP como el REE, se usan las ecuaciones E. 29 y E. 30 (Linares Hurtado, 2021a).

$$E. 29 \ AEP = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_e}{\eta_{ref,e}} + \frac{\eta_v}{\eta_{ref,v}}}$$



$$E. 30 \text{ REE} = \frac{E}{Q - \frac{V}{\eta_{ref,v}}} = \frac{\eta_e}{1 - \frac{\eta_v}{\eta_{ref,v}}}$$

En éstas, los rendimientos de referencia se obtienen del Reglamento Delegado (UE) 2015/2402<sup>44</sup>. Estos varían en función del combustible empleado, del año de construcción de la instalación y de la forma de empleo del calor (agua caliente, vapor o uso directo de los gases de escape), en el caso del rendimiento térmico de referencia. Por tanto, se seleccionarán los correspondientes a la categoría G12 (biogás de la digestión anaeróbica, gases de vertedero y gases de depuradora), cuyo año de construcción sea posterior a 2016 y empleados a partir de agua caliente, ya que el calor del sistema de cogeneración se empleará para calentar agua, la cual se distribuirá en un sistema de camisas alrededor de los digestores. Así, el rendimiento eléctrico de referencia es 42%, y el rendimiento térmico de referencia es 72%. Con esto, se obtiene un AEP de 0,3589 y un REE de 0,77. Es decir, el valor de AEP indica que, mediante la cogeneración, se ahorra un 35,89% de energía primaria (en este caso, biogás) frente a la energía que se emplearía para generar la misma cantidad de electricidad y calor por vías separadas. Dado que este valor es superior a 0, se considera cogeneración de alta eficiencia (Linares Hurtado, 2021a). Por otra parte, un REE de 0,77 indica que la energía producida en el motor de cogeneración corresponde al 77% del consumo del combustible descontando de éste el necesario para producir, de forma separada, el mismo calor útil que satisface la cogeneración.

Definido el sistema de cogeneración, el siguiente paso es la definición del sistema de upgrading a biometano. Como ya se comentó en el punto 6.2, se ha seleccionado un sistema de upgrading por separación por membranas, con un rendimiento de un 96% y una pérdidas de metano de 1%. En este punto, se llevó a cabo la estimación de metano producido sin tener en cuenta las necesidades de los digestores; es decir, sometiendo todo el biogás producido al proceso. En este caso, dado que parte del biogás se destina al motor de cogeneración, no

---

<sup>44</sup> Reglamento Delegado (UE) 2015/2402 de la Comisión de 12 de octubre de 2015 por el que se revisan los valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de calor y electricidad, de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y el Consejo, y por el que se deroga la Decisión de Ejecución 2011/877/UE de la Comisión.

se puede tener en cuenta la totalidad del biogás producido, por lo que es necesario rehacer los cálculos con el nuevo volumen de biogás.

Para estimar la producción de metano, se emplearán las ecuaciones E. 10 y E. 11. Pero, dado que mediante éstas se calcula el upgrading a partir del caudal de metano en el biogás, es necesario definir previamente el caudal de metano restante. Dado que el biogás estaba compuesto en un 65% por metano, de los 1.337,8 Nm<sup>3</sup>/día de biogás, 869,5 Nm<sup>3</sup>/día son de metano. Con esto, se obtiene un caudal de biometano de 896,7 Nm<sup>3</sup>/día. En la Tabla 28, se resumen los resultados obtenidos.

Sistema	Separación por membranas
Pureza	96%
Pérdidas	1%
Caudal de biogás restante (diario)	1.337,8 Nm <sup>3</sup> <sub>biogás</sub> /día
Caudal de biogás restante (horario)	55,7 Nm <sup>3</sup> <sub>biogás</sub> /h
Metano restante	869,5 Nm <sup>3</sup> <sub>CH<sub>4</sub></sub> /día
Caudal de CH <sub>4</sub> en el biometano	860,9 Nm <sup>3</sup> <sub>CH<sub>4</sub></sub> /día
Caudal de biometano (diario)	896,7 Nm <sup>3</sup> <sub>biometano</sub> /día
Caudal de biometano (horario)	37,4 Nm <sup>3</sup> <sub>biometano</sub> /h

*Tabla 28. Características del upgrading en la alternativa 2. Fuente: Elaboración propia*

Calculada la producción de biometano, es necesario definir dos parámetros más: el coste del sistema de upgrading y el precio de venta del biometano. Para definir el precio de venta del sistema, se emplearán los resultados de los estudios llevados a cabo por Naturgy en el libro “*Los gases renovables. Un vector energético emergente*”, de la Fundación Naturgy (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, 2019). Dentro del upgrading a biometano, no hay que tener en cuenta sólo el coste del sistema de upgrading, sino también el coste del sistema de inyección. Dado que el biometano se destina a la red de gas natural española, es necesario disponer no sólo de la producción de biometano, sino también de una forma de introducir éste en la red de gas.

La red gasista española está gestionada, fundamentalmente, por Enagás, si bien también existe una parte gestionada por Reganosa. Por tanto, para poder inyectar biometano en ésta,

es necesario establecer un acuerdo con Enagás para instalar un módulo de inyección, donde el biometano se prepara y controla para introducirlo en la red gasista; y una canalización hasta la red existente más cercana. En la Figura 19, se adjunta un esquema simplificado de la red gasista española. Cabe destacar que este esquema es orientativo, ya que no incluye la totalidad de la red gasista española.



*Figura 19. Esquema simplificado de la red gasista española. Fuente: (Enagás, 2022a)*

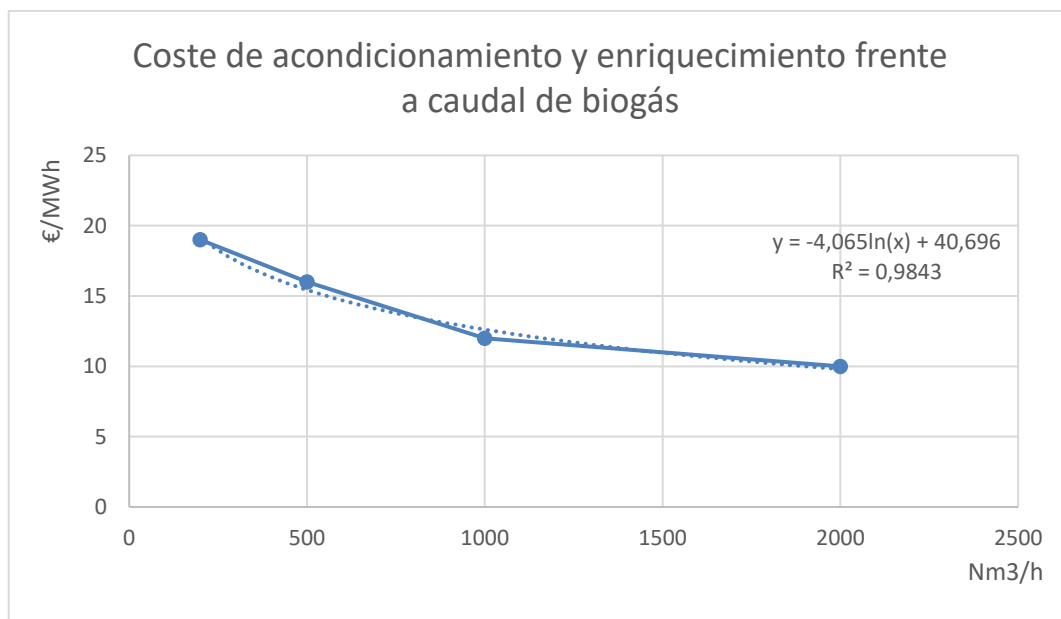
Por tanto, a la hora de analizar el coste del sistema, se tendrán en cuenta dos parámetros principales: el coste de acondicionamiento y enriquecimiento, es decir, el coste del sistema de upgrading y de acondicionamiento del biometano producido para su inyección en la red; y el coste de inyección, que incluye los costes del punto de inyección y de la canalización de la red. Para esto, se han tomado los datos del estudio de Feliu Jofre & Flotats Ripoll, 2019, indicados en la Tabla 29.

Biogás (Nm <sup>3</sup> /h)	Acondicionamiento y enriquecimiento (€/MWh)	Inyección (€/MWh)	Total (€/MWh)
200	19	17	36
500	16	10	26
1000	12	6	18
2000	10	3	13

Tabla 29. Costes estimados del sistema de upgrading. Fuente: (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, 2019)

Por tanto, dado que el caudal de biogás tratado es de 37,4 Nm<sup>3</sup>/h, es necesario llevar a cabo una estimación del precio tanto de acondicionamiento como de inyección.

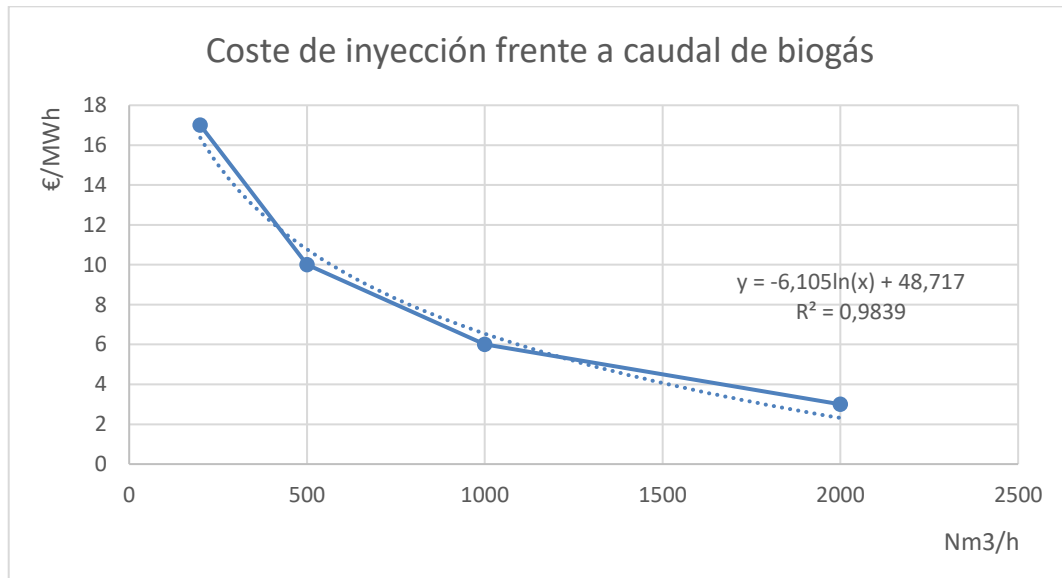
Para estimar el coste de acondicionamiento y enriquecimiento, se ha llevado a cabo una estimación mediante una recta logarítmica, logrando un ajuste de  $R^2 = 0,9843$ . La ecuación que modela esta recta, y a partir de la cual se estimará el coste de acondicionamiento y enriquecimiento, es la E. 31.



Gráfica 22. Coste de acondicionamiento y enriquecimiento frente a caudal de biogás. Fuente: Elaboración propia

$$E. 31 \ C_{A\&E}(\text{€/MWh}) = -4,065 * \ln(Q(\text{Nm}^3/\text{h})) + 40,696$$

Para el coste de inyección, se ha empleado también una recta logarítmica, logrando un ajuste de  $R^2 = 0,9839$ . La ecuación que modela esta recta, y a partir de la cual se estimará el coste de inyección, es la E. 32.



Gráfica 23. Coste de inyección frente a caudal de biogás. Fuente: Elaboración propia

$$E. 32 \quad C_I(\text{€/MWh}) = -6,105 * \ln(Q(\text{Nm}^3/\text{h})) + 48,717$$

Obteniendo un coste de acondicionamiento y enriquecimiento de 24,4 €/MWh y un coste de inyección de 24,2 €/MWh. Debido a la tipología del coste, en este caso se expresa en €/MWh y no en unidades absolutas (es decir, €) ya que entre los distintos componentes de los costes se encuentra los peajes y las tarifas de acceso por la inyección del biometano, los cuales dependen del caudal inyectado. Por ello, se han tipificado todos los costes para estimar de esta forma los costes del sistema.

Dado que los costes están expresados en €/MWh, es necesario conocer la energía obtenida del biometano. Al llevar a cabo el estudio de viabilidad económica en el Capítulo 8. , este se hará teniendo en cuenta los gastos anuales. Por tanto, estos costes se expresarán en forma de energía producida anualmente. Teniendo en cuenta un PCI de 9,96 kWh/Nm<sup>3</sup> para el biometano, se obtienen 8.931 kWh/día, lo que se traduce en 3.259,9 MWh/año. Cabe destacar que esta es la energía que proporciona el biometano, si bien a la hora de emplearlo

se aplicará el rendimiento correspondiente al sistema empleado. Estos datos se resumen en la Tabla 30.

Energía obtenida del biometano (diaria)	8.931,3 kWh/día
Energía obtenida del biometano (anual)	3.259,9 MWh/año

*Tabla 30. Energía obtenida del biometano en la alternativa 2. Fuente: Elaboración propia*

Por otra parte, también es necesario estimar el precio de venta del biometano. En este caso, al contrario de lo que ocurre con la energía generada a partir de biogás y como se expuso en el punto 6.5.1, no existe ninguna tarifa que regule el precio de venta del biometano al inyectarlo en la red, sino que este se oferta en el mercado de gas. Por ello, es necesario estimar este precio de venta. Para ello, se tomarán los datos del informe de MIBGAS del año 2022 y 2023 (hasta 09/04/2023), para estimar a partir de éstos el precio de venta (MIBGAS, 2023b, 2023c).

Como se puede observar en la Gráfica 8, el precio del gas ha variado ampliamente a lo largo de los años 2022 y 2023, lo que impide establecer una ecuación que modele la evolución del precio del gas. Esto se debe a distintos factores, ya comentados en el Capítulo 2. Por ello, se tomarán dos precios para llevar a cabo el estudio económico: la media de los precios de los años 2022 y 2023, y el precio convencional del gas natural, el cual seguía una tendencia con poca variabilidad antes de los eventos desencadenados por la pandemia y la invasión de Rusia a Ucrania. La media de los valores es de 88,6 €/MWh, y el valor convencional del gas natural previo al 2020 es de 25 €/MWh. Por tanto, se llevará a cabo el estudio económico con ambos precios. Si bien el precio ha seguido una tendencia descendente desde inicios de 2023, la actual incertidumbre y volatilidad de los eventos futuros puede motivar otro ascenso como el ocurrido en los años anteriores. Por ello, se llevará el estudio económico con los dos valores comentados, para trabajar con un escenario más optimista y otro más conservador.

### **6.5.3 ALTERNATIVA 3. UPGRADING A BIOMETANO**

En este caso, se extraerá sólo el caudal de biogás necesario para mantener el interior del digestor en el rango mesofílico, destinando el resto a upgrading para obtener biometano. Para ello, se empleará la misma caldera dimensionada en el punto 6.5.1, empleando el mismo

caudal de biogás, es decir, 145,5 Nm<sup>3</sup>/día. Por tanto, el caudal de biogás restante para someter a upgrading son 1.429,2 Nm<sup>3</sup>/día.

De esta forma, al igual que en el punto 6.5.2, a partir de las ecuaciones E. 31 y E. 32 se estimarán los costes de acondicionamiento y enriquecimiento y de inyección.

Previamente, no obstante, es necesario definir el caudal de metano contenido en el caudal de biogás, empleando las ecuaciones E. 10 y E. 11. A partir de estas, se obtiene un caudal de metano de 919,7 Nm<sup>3</sup>/día, lo que implica la obtención de un caudal de biometano de 958 Nm<sup>3</sup>/día. En la Tabla 31 se resumen los resultados obtenidos.

<i>Sistema</i>	<i>Separación por membranas</i>
Pureza	96%
Pérdidas	1%
Caudal de biogás restante (diario)	1.429,2 Nm <sup>3</sup> <sub>biogás</sub> /día
Caudal de biogás restante (horario)	59,6 Nm <sup>3</sup> <sub>biogás</sub> /h
Metano restante	929 Nm <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> /día
Caudal de CH <sub>4</sub> en el biometano	919,7 Nm <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> /día
Caudal de biometano (diario)	958 Nm <sup>3</sup> <sub>biometano</sub> /día
Caudal de biometano (horario)	39,9 Nm <sup>3</sup> <sub>biometano</sub> /h

*Tabla 31. Características del upgrading en la alternativa 3. Fuente: Elaboración propia*

A partir de estos, ya se pueden estimar los costes anteriores. Mediante la E. 31, se obtiene un coste de acondicionamiento y enriquecimiento de 24,1 €/MWh y, mediante la E. 32, se obtiene un coste de inyección de 23,8 €/MWh.

De la misma forma que en el punto anterior, es necesario estimar la producción de biometano en términos de energía, para así poder llevar a cabo el estudio de viabilidad económica. A partir del caudal de biometano resultante, se obtienen 9.542 kWh/día, lo que implica 3.482,8 MWh/año. En la Tabla 32 se resumen los resultados obtenidos.

Energía obtenida del biometano (diaria)	9.542 kWh/día
Energía obtenida del biometano (anual)	3.482,8 MWh/año

*Tabla 32. Energía obtenida del biometano en la alternativa 3. Fuente: Elaboración propia*

En relación al precio de venta del biometano, no es necesario estimarlo de nuevo, ya que ya se ha llevado a cabo la estimación en el punto 6.5.2 y se empleará el mismo en este caso, ya que la estimación del precio de venta no depende del caudal tratado.



## **Capítulo 7. ANÁLISIS DE LA HUELLA DE CARBONO**

Al llevar a cabo proyectos de revalorización de materia prima y de producción de energía renovable no sólo es importante analizar la cantidad de energía generada, sino también tener en cuenta la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero derivados tanto del uso de la nueva energía generada como de la gestión de la materia prima. Para ello, se analizarán las emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema completo, teniendo en cuenta tanto las emisiones del sistema en determinadas soluciones, como la reducción de emisiones derivada del aprovechamiento y revalorización de la materia prima orgánica al someterla a un proceso de digestión anaerobia. De esta forma, sólo se tendrán en cuenta las emisiones directas derivadas de la gestión del estiércol y del consumo de energías primarias (bien sea biogás/biometano o electricidad), sin llevar a cabo el cálculo de las emisiones indirectas derivadas de distintas actividades como el transporte, fabricación, etc.

Para llevar a cabo el cálculo de la huella de carbono, primero se ha estimado la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero debido a la gestión del residuo. En la explotación, el residuo generado por el ganado era recogido mediante arrobaderas y depositado en una fosa. Tras esto, se aprovechaba el estiércol generado para abonar los terrenos de la instalación y, en caso de quedar estiércol sobrante, se empleaba en distintas instalaciones cercanas. Por tanto, debido a que este estiércol se destinará a la planta de biogás, se reducen las emisiones generadas por este residuo al emplearse como abono. Las emisiones del estiércol de ganado se componen, fundamentalmente, de metano que, debido a su elevado potencial de calentamiento global y al ser el elemento principal, es el gas que se ha considerado para el cálculo de las emisiones. Para determinarlas, se emplea la metodología de nivel 2 para gestión del estiércol definida en el IPCC<sup>45</sup> 2006, que se basa en la estimación

---

<sup>45</sup> Intergovernmental Panel on Climate Change

del factor de emisión a partir de las características de la explotación y del mecanismo de gestión del estiércol (Dong et al., 2016).

$$E. 33 \ m_{CH_4}^{estiércol} = EF * N$$

$$E. 34 \ EF = (VS * 365) * (B_0 * d_{CH_4} * \sum \frac{MCF_{(S,T)}(\%)}{100} * MS_{(S)})$$

Las emisiones se estiman a partir del número de cabezas de ganado en la explotación (N) y del factor de emisión para la población de ganado definida (EF, en kg<sub>CH<sub>4</sub></sub>/cabeza, año). Este indica las emisiones estimadas de cada una de las cabezas de un tipo de ganado (en el caso de la explotación, vacas lecheras) por año, en kg<sub>CH<sub>4</sub></sub>. La ecuación E. 33 indica las emisiones de metano anuales de la instalación. El factor de emisión se calcula con la ecuación E. 34, donde:

- VS indica la cantidad de sólidos volátiles totales, en kg.
- B<sub>0</sub> indica la capacidad máxima de producción de metano del estiércol, en m<sup>3</sup><sub>CH<sub>4</sub></sub>/kg<sub>SV</sub>.
- d<sub>CH<sub>4</sub></sub> es la densidad del metano, para pasar de m<sup>3</sup> a kg.
- MCF<sub>(S,T)</sub> es el factor de conversión de metano para cada sistema de gestión de estiércol (S) y por temperatura (T), que representa el grado en que se logra la B<sub>0</sub>.
- MS<sub>(S)</sub> es la fracción del estiércol de ganado manejado usando el sistema de gestión del estiércol.

La densidad del metano, como se ha indicado en el la Tabla 17 del punto 6.2, es 0,657 kg/m<sup>3</sup>.

De acuerdo al IPCC 2006, el sistema de gestión de estiércol empleado corresponde al sistema pastura/prado/pradera, en el que el estiércol se emplea a tierras de cultivo o pastura dentro de las 24h de su excreción (Dong et al., 2016). Como este depende, a su vez, de la temperatura media anual, esta se ha estimado a partir de la temperatura media de todos los meses, extraída de la “*Guía Técnica. Condiciones climáticas exteriores de proyecto*”, para la estación de Pontevedra (Mourente), por ser la más cercana a la explotación (IDAE, 2010). Se ha obtenido una temperatura media de 14,5 °C. Para esta, el valor de MCF es de 1,5%.

Debido a que todo el estiércol generado se destina a esta actividad, bien en la propia explotación o bien en explotaciones cercanas, se establece un MS de 1.

Como se ha indicado en el punto 6.2, se establece una capacidad máxima de producción de metano para el estiércol de ganado vacuno de  $0,20 m_{CH_4}^3/kg_{SV}$ . Para la estimación de la cantidad de sólidos volátiles, se ha estimado una producción de estiércol anual de 20.200 kg por cabeza, lo que implica una producción de 55,3 kg/día. Asimismo, a partir de los datos de sólidos volátiles y sólidos totales indicados en el punto 6.2, mediante la ecuación E. 35 se obtiene un total de 8,9 kgsv/día.

$$E. 35 m_{SV} = m_{estiercol} * \%ST * \%SV_{ST}$$

De esta forma, de la ecuación E. 34 se obtiene un factor de emisión  $EF = 6,37 kg_{CH_4}/cabeza$ , año. Este contrasta con el definido para las estimaciones de nivel 1 (en la que sólo se tiene en cuenta la localización, el tipo de ganado y la temperatura media), con un valor de  $31,5 kg_{CH_4}/cabeza$ , año para el tipo de ganado, temperatura y localización establecida (Dong et al., 2016). Este difiere debido a que, al no tener en cuenta el mecanismo de gestión de residuo, se hace un promedio de los mecanismos más empleados en la zona geográfica, lo que deriva en un aumento del factor de emisión debido al empleo de sistemas con mayores emisiones.

Para poder comparar estos datos y operar con las emisiones de otros procesos, se pasan a emisiones equivalentes de  $CO_2$  mediante la ecuación E. 36. Estas se calculan a partir de la masa de metano generada anualmente en la explotación y teniendo en cuenta el potencial de calentamiento global (GWP<sup>46</sup> por sus siglas en inglés). De acuerdo a los últimos informes del IPCC definidos en el Greenhouse Gas Protocol, para el metano se establece un GWP de  $25 kg_{CO_2eq}/kg_{CH_4}$  (IPCC, 2016).

$$E. 36 m_{CO_2eq}^{estiercol} = m_{CH_4}^{estiercol} * GWP$$

---

<sup>46</sup> Global Warming Potential

De esta forma, se obtienen los siguientes datos de emisiones de metano y de emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub>:

- Emisiones de CH<sub>4</sub>: 4.306,3 kg<sub>CH4</sub>/año.
- Emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub>: 107.657,6 kg<sub>CO2</sub>/año.

Para llevar a cabo el cálculo de la huella de carbono del proyecto, se tendrá en cuenta la opción más desfavorable, es decir, aquella en la que se vende el biometano, previo proceso de upgrading del biogás, y se abastece la demanda eléctrica de la instalación mediante régimen convencional. Se considera esta la situación más desfavorable debido a que la quema de biogás en un motor de combustión o el empleo de biometano en una turbina no contribuye al calentamiento global ya que el CO<sub>2</sub> emitido se considera de origen biogénico, es decir, CO<sub>2</sub> emitido directamente de la combustión, descomposición o transformación de materiales de base biológica que no sean combustibles fósiles o fuentes de carbono minerales (EBA, 2022b; IEA Bioenergy, 2018). Por tanto, en ambas situaciones las emisiones de CO<sub>2</sub> serán nulas. En cambio, en el caso de abastecerse en régimen convencional, la electricidad procede de la red eléctrica, por lo que se considera que se ha generado mediante combustibles fósiles, por lo que tendrá su factor de emisiones asociado. En el caso del CO<sub>2</sub> retirado en el upgrading, al proceder del proceso de digestión del estiércol también se considera biogénico.

Para el cálculo de las emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub> asociadas al consumo eléctrico de la instalación, se emplea la ecuación E. 37, donde D indica la demanda eléctrica a abastecer en la instalación y f<sub>e</sub> el factor de emisión asociado a la generación de energía eléctrica. Este se ha tomado de la publicación de la CNMC, que estima, a partir del mix de la red eléctrica española, un factor de emisión para el año 2022 de 273 g<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>/kWh (CNMC, 2023a).

$$E. 37 \quad m_{CO_2eq}^{electr} = D * f_e$$

Dado que las emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub> correspondientes a la gestión del estiércol se han obtenido en un horizonte anual, se hará lo mismo en los cálculos sucesivos. En relación a la demanda eléctrica de la instalación, solo se dispone de la demanda del mes de mayo, por lo que se tomará ésta como referencia y se extrapolará a la demanda anual, suponiendo la

demanda constante a lo largo de todos los meses. Por ello, para una demanda mensual de 14.416 kWh/mes (14,416 MWh/mes) se estima una demanda de energía eléctrica anual de 172,99 MWh/año. Con esto, a partir de la ecuación E. 37, se obtienen unas emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub> anuales de 47.226,8 kg<sub>CO2</sub>/año, correspondientes a la demanda eléctrica de la instalación.

Igualmente, al haberse producido y vendido biometano, éste se empleará para generación de energía, sustituyendo el mismo volumen de gas natural. Al emplear este biometano para producción de energía, se liberará CO<sub>2</sub> a la atmósfera, si bien éste, como se ha comentado, es biogénico, por lo que no se considera para el cálculo de la huella de carbono. Pero, al emplear este biometano, se está evitando el empleo del gas natural que está sustituyendo, por lo que es importante tener en cuenta la reducción de emisiones derivada del empleo de biometano. Esta se obtendrá calculando las emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub> derivadas del uso de un caudal de gas natural equivalente a la energía obtenida del biometano inyectado en la red. Se lleva a cabo de esta forma, y no directamente con el caudal de biometano inyectado en la red, debido a que el PCI del biometano es ligeramente inferior al del gas natural, por lo que es necesario un caudal algo mayor de biometano para lograr la misma energía que con un caudal menor de gas natural.

El caudal de biometano inyectado se obtiene del punto 6.5.3, en el que parte del biogás generado se destina a la caldera para mantener la temperatura en los digestores, y el resto al sistema de upgrading. De la Tabla 31 se extrae que el caudal de biometano diario obtenido es de 959 Nm<sup>3</sup>/día, que equivale a 9.542 kWh/día. Con estos, y a partir de la ecuación E. 38, se obtiene la masa de gas natural anual evitada derivada del empleo de biometano, con un valor de 881,9 Nm<sup>3</sup>/día. Así, con la ecuación E. 36, se calculan las emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub> de dichas emisiones de biometano.

$$E. 38 \quad m_{CH_4}^{biometano} = E(kWh/día) * \frac{1}{PCI_{GN}} * d_{GN} * 365$$

De esta forma, se obtienen los siguientes datos de reducción de emisiones de metano y de emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub>:

- Reducción de emisiones de CH<sub>4</sub>: 105.749,3 kg<sub>CH<sub>4</sub></sub>/año.
- Reducción de emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub>: 2.643.733,9 kg<sub>CO<sub>2</sub></sub>/año.

Es decir, se logra la reducción de un total de 2.643,7 toneladas de CO<sub>2</sub> anuales.

En la Tabla 33, se resumen los cálculos de emisiones llevados a cabo.

Emisiones equivalentes de CO <sub>2</sub> de la demanda de energía eléctrica	47,23 ton <sub>CO<sub>2</sub></sub> /año
Reducción de emisiones de CH <sub>4</sub> derivadas del sistema de gestión de estiércol	4,3 ton <sub>CH<sub>4</sub></sub> /año
Reducción de emisiones equivalentes de CO <sub>2</sub> derivadas del sistema de gestión de estiércol	107,67 ton <sub>CO<sub>2</sub></sub> /año
Reducción de emisiones de CH <sub>4</sub> por empleo de biometano	105,75 ton <sub>CH<sub>4</sub></sub> /año
Reducción de emisiones equivalentes de CO <sub>2</sub> derivadas del empleo de biometano	2.643,7 ton <sub>CO<sub>2</sub></sub> /año

Tabla 33. Resumen de cálculos de emisiones. Fuente: Elaboración propia

De esta forma, con la ecuación E. 39 se obtiene la huella de carbono del proyecto, teniendo en cuenta las emisiones de abastecimiento de la demanda eléctrica y la reducción de emisiones de metano al someter el estiércol a un proceso de digestión anaerobia, así como la reducción debida al empleo de biometano:

$$E. 39 \quad HC = m_{CO_2eq}^{electr} - m_{CO_2eq}^{estiercol} - m_{CO_2eq}^{biometano}$$

Obteniendo una huella de carbono de -2.704,16 ton<sub>CO<sub>2</sub></sub>/año.

Si bien se había tomado ésta como la situación más desfavorable, una vez llevado a cabo el análisis de viabilidad económica del Capítulo 8. , en el que se calcula la reducción de emisiones derivada de las distintas alternativas, se ha llegado a la conclusión de que la situación más desfavorable se da en la alternativa 1, no en la 3. Esto se debe a que, debido a que en la alternativa 3 se desplaza gas natural, y en la 1 energía eléctrica, el gas natural tiene

un GWP muy elevado, frente a un factor de emisión de CO<sub>2</sub> para la energía eléctrica generada relativamente bajo en comparación.

De esta forma, la huella de carbono del proyecto en la situación más desfavorable se calcula teniendo en cuenta la reducción de emisiones derivada de la gestión del estiércol y la reducción de emisiones al producir energía eléctrica con biogás, desplazando la energía eléctrica generada por otros métodos. La reducción de emisiones derivada de la gestión del estiércol se ha calculado previamente con la E. 36, obteniendo unas reducciones de CO<sub>2</sub> equivalentes de 107,67 ton<sub>CO2</sub>/año. La reducción de emisiones debidas a la generación de energía eléctrica se obtiene de la E. 37, teniendo en cuenta el factor de emisión de 273 g<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>/kWh y la energía eléctrica generada, 2.126,6 kWh/día. Como se indica en el punto 8.1, debido a la generación de energía eléctrica se evita la emisión de 47,23 ton<sub>CO2</sub>/año. Con esto, la huella de carbono de la instalación se calcula con la E. 40.

$$E. 40 \quad HC = - m_{CO_2eq}^{electr} - m_{CO_2eq}^{estiercol}$$

Obteniendo una huella de carbono del proyecto tomando la situación más desfavorable, es decir, la generación de energía eléctrica mediante biogás, de -154,9 ton<sub>CO2</sub>/año, mucho menor a la calculada anteriormente.

## **Capítulo 8. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA**

### **8.1 INTRODUCCIÓN**

En todo proyecto, una vez analizada la viabilidad técnica, es necesario también llevar a cabo un estudio de viabilidad económica ya que, para llevarlo a cabo, no sólo es necesario que sea realizable, sino que también debe ser rentable. En este proyecto, el producto resultante puede tener dos objetivos: ser un ingreso (a la hora de vender el biometano o la energía eléctrica producida) o un ahorro (al consumir la energía producida y no tomarla de la red eléctrica y al reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>). Por tanto, en función del objetivo, se tratará de una forma o de otra. Asimismo, al hablar de costes, es necesario diferenciar entre la inversión inicial, que se lleva a cabo en el momento inicial del proyecto y se amortiza a lo largo de la vida útil de este; y los distintos gastos anuales, que corresponden a los desembolsos que se hacen anualmente para mantener el sistema en operación.

Para medir el coste del sistema se usa el LCOE<sup>47</sup> (coste nivelado de la energía). Este normaliza todos los costes asociados al proyecto durante su vida útil, descontándolo al momento presente. Este se compone del CAPEX<sup>48</sup> (que hace referencia al coste normalizado de la inversión) y del OPEX<sup>49</sup> (que hace referencia al coste normalizado de los gastos). En caso de tener ahorros como los indicados anteriormente, se incluirían dentro del OPEX como un coste negativo, al ser estos ahorros que ocurren cada año (Linares Hurtado, 2021b).

Por otra parte, para medir los ingresos del sistema se usa el VE<sub>N</sub> (ingresos normalizados). Este normaliza la tarifa de venta del producto, descontándolo al momento actual, de forma que es posible compararlo con el LCOE. De esta forma, los proyectos serán rentables en caso de que  $VE_N \geq LCOE$ . Es importante destacar que, en caso de que ambos sean iguales,

---

<sup>47</sup> Levelized Cost Of Energy

<sup>48</sup> Capital Expenditure

<sup>49</sup> Operational Expense



no implica que no haya beneficios, sino que los beneficios son capaces de cubrir exactamente lo que se ha de devolver a los bancos y, en caso de existir, lo comprometido con los accionistas.

Por lo general, proyectos de generación de energía tienen tiempos de vida útil (N) relativamente largos, si bien no todos tienen el mismo. En el caso de digestores anaerobios, los tiempos de vida útil se establecen en un rango de 20 – 30 años, por lo que se establece una vida útil del presente proyecto de 25 años (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, 2019).

El cálculo del LCOE se lleva a cabo con la ecuación E. 41. En ésta, habitualmente los gastos tienen dos componentes: gastos de combustible y de operación y mantenimiento. Pero, debido a que el combustible empleado para la generación del biogás es el estiércol del ganado producido en la instalación, no existen gastos de combustible, al tomar uno ya existente.

$$E. 41 \text{ LCOE} = INV * f_a + C_{OM,0} * f_{\Sigma,OM} * f_a$$

Así, el primer término de la ecuación corresponde al CAPEX, y el segundo al OPEX. El factor de amortización ( $f_a$ ) se emplea para calcular la cantidad que se amortiza anualmente, teniendo en cuenta la vida útil del proyecto y el interés con el que se calcula la inversión ( $i$ ), es decir, el wacc<sup>50</sup>. Este varía en función de la madurez de la tecnología empleada; proyectos seguros y con tecnologías maduras tienden a emplear un wacc más elevado, del orden de 10%, mientras que tecnologías más novedosas y con menos desarrollo presentan valores menores, del orden del 5%. En este caso, dado que la digestión anaerobia es una tecnología más madura y con desarrollo, pero no al nivel de los métodos más convencionales de generación de energía, se establece un wacc de 7,5%. El cálculo del factor de amortización se lleva a cabo con la ecuación E. 42.

$$E. 42 \text{ } f_a = \frac{i*(1+i)^N}{(1+i)^N - 1}$$

---

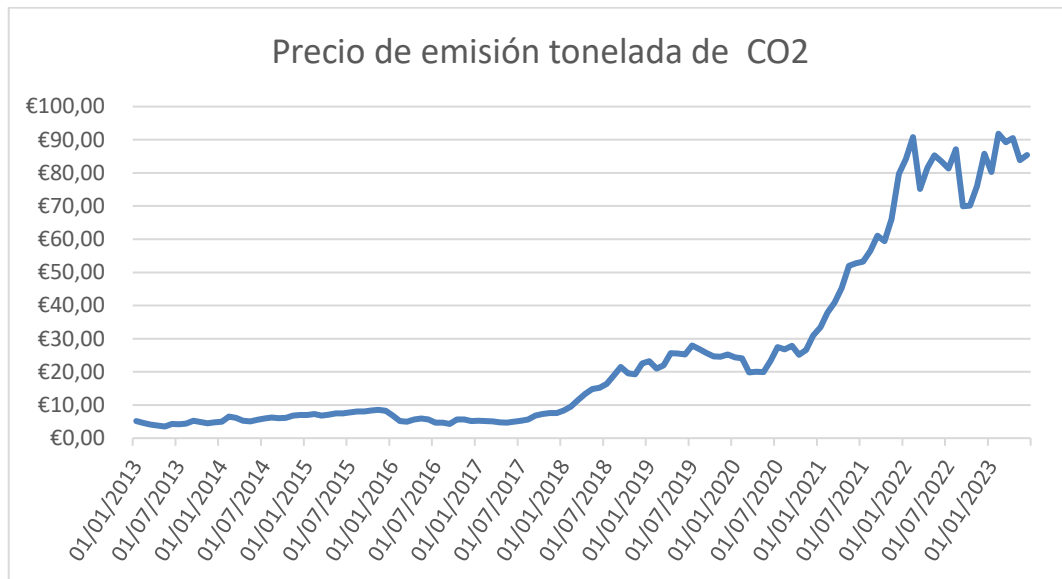
<sup>50</sup> Weighted Average Capital Cost

El factor de acumulación ( $f_{\Sigma,OM}$ ) incluye tres efectos diferentes y consecutivos, para lograr el coste acumulado de los gastos: proyecta una cantidad al futuro con una tasa nominal, las descuenta al valor actual con el wacc establecido, y suma los valores actuales (Linares Hurtado, 2021b). Este, además, tiene en cuenta la tasa nominal de proyección de ese tipo de gasto ( $r_x$ ) que estima la evolución de ese tipo de gasto a lo largo del tiempo. Al ser una tasa para el gasto específico, su valor depende del tipo de gasto al que se haga referencia. En el caso de la mano de obra, se define una tasa de proyección del 2,5%, al ser un coste con bastante estabilidad y poca incertidumbre. En el caso de las fuentes de energía, si bien las fuentes de energía de origen fósil han tenido bastante inestabilidad en los últimos años, en el caso de la energía eléctrica producida en régimen especial se vende a una tarifa regulada e invariable, teniendo en cuenta sólo leves variaciones derivadas de la inflación. Con el biometano, al ser de origen renovable y producirse continuamente, ocurre lo mismo. Por ello, se establece una tasa de proyección de 2,5%, para hacer referencia a posibles variaciones debidas a la inflación. Por otra parte, las tarifas de compra de energía eléctrica sí que están sometidas a la inestabilidad comentada, por lo que se establece una tasa de proyección de 5%. Por último, el coste del CO<sub>2</sub> ha sufrido un aumento destacable en los últimos años, comparado con la estabilidad que existía en los años anteriores. En la Gráfica 24 puede observarse la evolución del precio de emisión de CO<sub>2</sub> en los últimos 10 años. En esta se observa que, en los últimos 6 años, el precio ha aumentado de forma exponencial, pasando de una media anual de 5,83 €/tonCO<sub>2</sub> en 2017 a 86,68 €/tonCO<sub>2</sub> en lo que llevamos de 2023. Por ello, se establece una tasa de proyección para el CO<sub>2</sub> del 8%.

Este factor de acumulación se calcula con las ecuaciones E. 43 y E. 44.

$$E. 43 \quad f_{\Sigma,X} = \frac{k_x * (1 - k_x^N)}{1 - k_x}$$

$$E. 44 \quad k_x = \frac{1 + r_x}{1 + i}$$



Gráfica 24. Evolución del precio de emisión de CO2, en €/tonCO2. Fuente: (SENDECO2, 2023)

El cálculo de los ingresos normalizados se lleva a cabo con la ecuación E. 45. Esta se obtiene a partir de la tarifa de venta en el año 0, proyectando la evolución de esta con el factor de acumulación y teniendo en cuenta, igual que en el LCOE, el factor de amortización de la inversión. De esta forma, a partir del precio de venta de la energía producida ( $T_{V,0}$ ) en el momento actual, se pueden obtener los ingresos normalizados. Asimismo, con la ecuación E. 46 se obtiene la tarifa de venta normalizada, expresada en €/MWh.

$$E. 45 \quad VE_N = T_{V,0} * E * f_{\Sigma,V} * f_a$$

$$E. 46 \quad T_N = T_{V,0} * f_{\Sigma,V} * f_a$$

Además de comparando el LCOE y los ingresos normalizados, existen otros indicadores de rentabilidad de la inversión, como el VAN<sup>51</sup>. Este se define como el exceso de la tarifa normalizada ( $T_N$ ) sobre el coste normalizado, pero sin tener en cuenta el factor de amortización, es decir, sin anualizar la inversión, los costes ni los ingresos del proyecto. De esta forma, podemos estimar cuánto se va a ganar o perder con la inversión en términos absolutos, es decir, en unidades monetarias (en este caso, euros). Por tanto, los proyectos

<sup>51</sup> Valor Actual Neto

serán rentables si  $VAN \geq 0$ , implicando un van nulo que se cubren las deudas con los bancos y que, en caso de haberlos, se devuelve lo estipulado a los accionistas (Linares Hurtado, 2021b). El VAN del proyecto se calcula con la ecuación E. 47.

$$E. 47 \quad VAN = T_{V,0} * E * f_{\Sigma,V} - C_{OM,0} * f_{\Sigma,OM} - INV$$

Además del VAN, existen otros indicadores de rentabilidad, como el TIR<sup>52</sup>. El TIR es un indicador relativo, y se define como aquella tasa de descuento que anula el VAN (es decir, logra un  $VAN = 0$ ) a lo largo de toda la vida del proyecto. Es decir, indica el porcentaje de beneficio o pérdida que implica la inversión. De esta forma, serán rentables aquellos proyectos con  $TIR \geq wacc$ , implicando la igualdad que se logra lo necesario para cubrir la deuda con los bancos y, en caso de haberlos, se devuelve lo estipulado a los accionistas (Linares Hurtado, 2021b). El TIR se calcula despejando la tasa de interés ( $i$ ,  $wacc$ ) de la ecuación E. 48.

$$E. 48 \quad T_{V,0} * E * f_{\Sigma,V} - C_{OM,0} * f_{\Sigma,OM} = INV$$

En la Tabla 34 se resumen los coeficientes que se emplearán en la evaluación económica del proyecto.

N	25 años
$i$ , $wacc$	7,5 %
$r_{O\&M}$	2,5 %
$r_{E,B}$ <sup>53</sup>	2,5 %
$r_T$ <sup>54</sup>	5 %
$r_{CO2}$	8 %

*Tabla 34. Coeficientes para el estudio de viabilidad económica. Fuente: Elaboración propia*

<sup>52</sup> Tasa Interna de Rentabilidad

<sup>53</sup> Tasa de proyección del precio del biometano y de la electricidad en la tarifa regulada

<sup>54</sup> Tasa de proyección del precio de la energía eléctrica comprada de la red

Una parte importante de los proyectos de generación de energía a partir de fuentes renovables son los mecanismos de financiación existentes. Debido a que, en muchos casos, es necesario incurrir en elevadas inversiones que pueden reducir, e incluso eliminar, la viabilidad económica del proyecto, existen distintos mecanismos de financiación para apoyar el desarrollo de estos proyectos.

Para el análisis de viabilidad económica, se emplearán los mecanismos de financiación disponibles procedentes del Fondo de Recuperación Next Generation EU, publicados en la Orden TED/706/2022<sup>55</sup>. En este, se incluyen las partes subvencionables de los proyectos de generación de biogás, así como el porcentaje subvencionable. Asimismo, se incluyen algunas restricciones, como una reducción mínima de emisiones de gases de efecto invernadero igual o superior al 80%; y los costes elegibles del proyecto, de los que se excluyen, entre otros, “*los gastos propios, de personal, funcionamiento o gastos generales*”, por lo que no se financiarán los costes de operación y mantenimiento del sistema (BOE, 2022a).

En función de los sistemas empleados, la parte subvencionable variará. Por tanto, es necesario tener en cuenta distintos porcentajes en función de la alternativa evaluada. En la Tabla 35 se resumen los distintos porcentajes subvencionables en función del equipo instalado.

---

<sup>55</sup> Orden TED/706/2022, de 21 de julio, por la que se aprueban las bases reguladoras y programas de incentivos para la concesión de ayudas a proyectos singulares de instalaciones de biogás, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia

<i>Sistema</i>	<i>Parte subvencionable</i>	
Realización de instalaciones de producción de biogás siempre que se produzca un aprovechamiento energético del mismo o se use para la producción de biometano	40 %	
Realización de instalaciones para que a partir de biogás se lleve a cabo producción de calor/frío, generación de energía eléctrica, cogeneración de alta eficiencia o a partir de biogás de nueva generación se lleve a cabo su depuración hasta biometano	Instalación de producción de calor/frío	75 %
	Instalación de producción de electricidad con biogás	25 %
	Instalación de cogeneración de alta eficiencia	35 %
	Instalación de depuración hasta biometano para uso energético	10 %

Tabla 35. Subvenciones disponibles para sistemas de digestión anaerobia. Fuente: (BOE, 2022a)

## 8.2 ALTERNATIVA 1. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En este punto, se evaluará la viabilidad económica de la alternativa propuesta en el punto 6.5.1, que consiste en destinar parte del biogás a una caldera para mantener la temperatura de los digestores en el rango mesofílico, y el caudal restante a un grupo electrógeno para generación de energía eléctrica.

Atendiendo a los costes de la energía eléctrica de la explotación, indicados en la Tabla 9, y a la tarifa regulada de venta de electricidad en régimen especial indicada en el punto 6.5.1, se observa que el precio de venta de la electricidad por la tarifa regulada es superior, en los primeros 15 años, que el precio de la electricidad en el periodo 5 (0,13069 €/kWh frente a 0,127555 €/kWh), pero inferior al importe a pagar en los periodos 4 y 6 (0,134479 €/kWh y 0,135855 €/kWh, respectivamente). En cambio, en los años sucesivos, el precio de venta de

la electricidad por la tarifa regulada es inferior al importe a pagar en los tres periodos (0,0651 €/kWh).

En relación a la energía eléctrica producida en el motor, como se ha indicado en el punto 6.5.1, se generan en la instalación 2.126,6 kWh/día, es decir, 63.797,3 kWh/mes (63,79 MWh/mes).

Dado que la energía producida supera al consumo eléctrico de la instalación, de 14,42 MWh/mes, es necesario vender, al menos, parte de la energía eléctrica generada. Viendo ahora el consumo de la instalación, dado que en el periodo 5 el precio de venta es superior al de compra, es más rentable vender la electricidad generada y seguir comprando energía eléctrica en ese periodo. En cambio, en los otros dos periodos, dado que el precio de compra es superior al de venta, es más rentable emplear la energía generada en la instalación y no comprarla de la red. Por tanto, a la hora de analizar el OPEX en los primeros 15 años, la energía de los periodos P4 y P6 se incluirá como un coste negativo, es decir, un ahorro, ya que, al consumir la energía eléctrica generada, se evita la compra de dicha energía; mientras que la energía del P5, dado que se seguirá tomando de la red, no influirá en el cálculo de viabilidad económica. El resto de la energía eléctrica producida se incluirá en los ingresos normalizados, ya que se venderá a la tarifa regulada.

Por otra parte, en los siguientes 10 años de vida útil del sistema (desde el año 16 hasta el final) dado que el precio de venta en la tarifa regulada es inferior al importe a pagar en los tres periodos, la totalidad de la energía eléctrica consumida en la instalación provendrá del grupo electrógeno, vendiendo el excedente a la tarifa regulada. Por tanto, este ahorro de energía se incluirá en el OPEX como un coste negativo.

Por tanto, será necesario calcular tres OPEX diferentes, uno en el periodo 0 – 25 años, uno en el periodo 0 – 15 años, y otro en el periodo 16 – 25 años. Este último, dado que se calculará para dentro de 15 años, será necesario descontarlo al momento presente. Para ello, se empleará la ecuación E. 49.

$$E. 49 \quad OPEX_0 = \frac{OPEX_N}{(1+i)^N}$$

En el OPEX del periodo 0 – 25 años, se incluirán aquellos gastos que no varían a lo largo de la vida del proyecto, es decir, los costes de operación y mantenimiento, el coste del digestor y las emisiones de CO<sub>2</sub>. Si bien el coste del digestor debería considerarse como una inversión, al haber tomado los datos del estudio de la Fundación Naturgy, en el que se expresaban en €/MWh, se incluyen en el OPEX como un gasto periódico a lo largo de la vida del proyecto. Por tanto, en el cálculo del CAPEX solo se han tenido en cuenta las inversiones asociadas al grupo electrógeno y a la caldera.

El cálculo de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas del empleo del combustible llevado a cabo en el Capítulo 7. se desarrollaron para la situación más desfavorable en términos de emisiones, es decir, para la alternativa 3. Por ello, es necesario calcular la reducción de emisiones en esta alternativa para poder tenerla en cuenta como un gasto negativo en el OPEX.

Dado que se emplea el biogás para generar energía eléctrica, la reducción de emisiones se calculará con la ecuación E. 37. Esta tenía en cuenta el valor de emisiones asociado a la generación de energía eléctrica, de 273 g<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>/kWh. Dado que al generar energía eléctrica con el biogás se sustituye energía eléctrica generada por métodos convencionales, se toman las reducciones derivadas de no emplear la energía eléctrica producida, y no del biogás empleado. Por ello, teniendo en cuenta que se producen 765,6 MWh<sub>e</sub>/año, esto implica una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> de 47,23 ton<sub>CO<sub>2</sub></sub>/año. Para el cálculo del OPEX, se tendrá en cuenta el precio de las emisiones de CO<sub>2</sub> medio del año 2023, de 86,68 €/ton<sub>CO<sub>2</sub></sub>.

En relación con los ingresos normalizados, dado que tanto la tarifa normalizada como la cantidad de energía disponible varía a partir del año 15, se llevará a cabo una metodología similar que en el cálculo del OPEX: se calcularán dos ingresos normalizados diferentes, uno en el periodo 0 – 15 años y otro en el periodo 16 – 25 años. Tras esto, se descontará el valor de los ingresos del periodo 16 – 25 años al momento presente con la ecuación E. 50.

$$E. 50 \quad VE_{n_0} = \frac{VE_{nN}}{(1+i)^N}$$



Para evitar aportar demasiada información que puede considerarse innecesaria, todas las tablas con los valores empleados en este apartado y en los sucesivos se incluirán en el ANEXO II. Detalle del estudio de viabilidad económica, de forma que se mostrarán solo los resultados obtenidos. En la Tabla 36, se resumen los resultados obtenidos en el estudio de viabilidad económica de la alternativa 1.

CAPEX	4.970,07 €
OPEX (sin CO2)	143.257,24 €
OPEX (con CO2)	135.099,31 €
LCOE (sin CO2)	148.227,31 €
LCOE (con CO2)	140.069,38 €
Ingresos normalizados	175.495,24 €
Ingresos - LCOE (sin CO2)	27.267,92 €
Ingresos - LCOE (con CO2)	35.425,86 €
VAN (sin CO2)	303.954,08 €
VAN (con CO2)	394.890,10 €
TIR (sin CO2)	9,63%
TIR (con CO2)	10,51%

*Tabla 36. Resumen de la viabilidad económica de la alternativa 1. Fuente: Elaboración propia*

Como se puede observar, debido a que los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> se consideran como un beneficio indirecto del proyecto, y que es necesario evaluar mediante un organismo externo para poder incurrir en él, se ha llevado a cabo el estudio tanto aplicando el gasto negativo como sin aplicarlo (BOE, 2005). Así, se observa que en ambos casos la alternativa 1 resulta económicamente viable, con un beneficio anual de 27.267,92 € y un VAN de 303.954,08 € sin tener en cuenta las emisiones de CO<sub>2</sub>, y un beneficio anual de 35.425,86 € y un VAN de 394.890,10 € teniéndolas en cuenta.

Se considera importante remarcar que, tanto en este estudio económico como en los sucesivos, se han tenido en cuenta los mecanismos de financiación establecidos en el punto 8.1, en la Tabla 35.

### **8.3 ALTERNATIVA 2. COGENERACIÓN Y UPGRADING**

En este punto, se evaluará la viabilidad económica de la alternativa propuesta en el punto 6.5.2, que consiste en destinar parte del biogás a un motor de cogeneración que se empleará para mantener la temperatura de los digestores en el rango mesofílico y, además, producir energía eléctrica para aumentar la eficiencia de la instalación frente a la alternativa anterior. El caudal restante se destinará a un proceso de upgrading para su posterior venta en forma de biometano. En este apartado, como se ha comentado previamente, dado que el precio del gas natural ha sufrido grandes variaciones en los últimos años, se evaluará la venta atendiendo al precio actual del gas natural, así como al precio convencional de los años anteriores a la pandemia.

Dado que, al igual que los costes del digestor, los costes del sistema de upgrading se expresan en €/MWh, éstos se incluirán en el OPEX, por lo que el CAPEX estará compuesto por el coste del motor de cogeneración.

Dado que el motor de cogeneración genera simultáneamente electricidad y calor, parte de esta electricidad producida se destinará al abastecimiento de la explotación. De acuerdo a los datos indicados en la Tabla 26, el motor de cogeneración produce 450,4 kWh<sub>e</sub>/día, es decir, 13.512 kWh<sub>e</sub>/mes. Dado que la energía total consumida en la explotación es de 14.416 kWh/mes, la producción eléctrica del motor de cogeneración no es capaz de abastecer toda la demanda eléctrica, por lo que será necesario tomar parte de la red. En un caso ideal, se emplearía la energía eléctrica generada para sustituir el consumo en los periodos más caros. Pero, dado que el motor está trabajando de forma continua, y no se dispone de sistema de almacenamiento, se distribuirá la energía producida entre los tres periodos, de forma que en cada periodo se dispondrá de 4.504 kWh/mes. En el caso de los periodos P4 y P5, dado que la demanda es inferior a la energía disponible, parte de esta energía se perderá. En cambio, en el periodo P6 la demanda es superior a la energía disponible, por lo que la parte no abastecida por el motor de cogeneración se seguirá tomando de la red. Así, el ahorro de energía eléctrica, al igual que en el punto anterior, se incluirá en el OPEX como un gasto negativo.

Destaca en este punto el elevado coste del sistema de upgrading. Al estimarlo en términos relativos, e incurrir en los costes a lo largo de la vida del proyecto (con un coste anual de 158.429 € sin tener en cuenta las subvenciones disponibles), se supera en gran medida los costes estimados por otras fuentes, que ubican los costes del sistema de upgrading en torno a los 200.000 € – 300.000 € (IDAE, 2007). Pero, debido a que éstos son orientativos, y no tienen en cuenta el caudal tratado, se considera mejor opción emplear la estimación llevada a cabo por la Fundación Naturgy en *Los gases renovables. Un vector energético emergente* (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, 2019).

En las Tabla 37 y Tabla 38, se resumen los resultados obtenidos en el estudio de viabilidad económica de la alternativa 2, la primera empleando un precio de venta del biometano de 25 €/MWh y la segunda empleando un precio de 88,6 €/MWh,

CAPEX	5.709,44 €
OPEX (sin CO2)	320.162,76 €
OPEX (con CO2)	- 190.567,06 €
LCOE (sin CO2)	325.872,20 €
LCOE (con CO2)	- 184.857,63 €
Ingresos normalizados	104.313,76 €
Ingresos - LCOE (sin CO2)	- 221.558,44 €
Ingresos - LCOE (con CO2)	289.171,38 €
VAN (sin CO2)	- 2.469.699,96 €
VAN (con CO2)	3.223.377,76 €
TIR (sin CO2)	-
TIR (con CO2)	-

*Tabla 37. Resumen de la viabilidad económica de la alternativa 2 con precio de venta 25 €/MWh. Fuente:*

*Elaboración propia*

CAPEX	5.709,44 €
OPEX (sin CO <sub>2</sub> )	320.162,76 €
OPEX (con CO <sub>2</sub> )	- 190.567,06 €
LCOE (sin CO <sub>2</sub> )	325.872,20 €
LCOE (con CO <sub>2</sub> )	- 184.857,63 €
Ingresos normalizados	369.687,96 €
Ingresos - LCOE (sin CO <sub>2</sub> )	43.815,76 €
Ingresos - LCOE (con CO <sub>2</sub> )	554.545,58 €
VAN (sin CO <sub>2</sub> )	488.411,88 €
VAN (con CO <sub>2</sub> )	6.181.489,60 €
TIR (sin CO <sub>2</sub> )	27,39%
TIR (con CO <sub>2</sub> )	-

*Tabla 38. Resumen de la viabilidad económica de la alternativa 2 con precio de venta 88,6 €/MWh. Fuente: Elaboración propia*

Como puede observarse, en esta alternativa la rentabilidad viene dada, mayoritariamente, por los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. Para un precio de venta de biometano de 25 €/MWh, sin tener en cuenta las emisiones de CO<sub>2</sub> el proyecto no sería rentable, mientras que teniéndolas en cuenta, el VAN asciende hasta 3.223.377,76 €. En el caso en que se vende a 88,6 €/MWh, en ambos casos existe rentabilidad, si bien el VAN pasa de 488.411,88 € a 6.181.489,6 €. Esto se debe a que la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero por sustitución del gas natural es muy elevada, ya que el GWP del gas natural es de 25, sumado al elevado precio actual de las emisiones de CO<sub>2</sub> y a la elevada tasa de proyección establecida.

Se considera importante destacar que, en algunos casos, no ha sido posible llevar a cabo el cálculo del TIR. Esto puede deberse a varios factores, como la alta tasa de proyección del gasto negativo de las emisiones de CO<sub>2</sub>, la cual supera al interés establecido; y que en estos casos parte de los gastos que deberían incluirse como inversión en el CAPEX, debido a las estimaciones tomadas, se incluyen el OPEX, lo que hace variar los gastos proyectados.

Dado que en el caso de no poder obtener beneficio de la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, el proyecto puede no resultar rentable en función del precio de venta del biometano, se ha calculado el precio de venta mínimo en el año 0 para lograr un VAN = 0. El precio obtenido

en este cálculo es de 78,1 €/MWh. Por tanto, para que el proyecto sea rentable, el precio de venta inicial del biometano debe ser de 78,1 €/MWh, y evolucionar con la tasa de proyección establecida.

### **8.4 ALTERNATIVA 3. UPGRADING A BIOMETANO**

En este punto, se evaluará la viabilidad económica de la alternativa propuesta en el punto 6.5.3, que consiste en destinar parte del biogás producido a una caldera igual a la del punto 8.2 para mantener la temperatura del digestor en el rango de operación, y el caudal restante a un sistema de upgrading igual al del punto 8.3, para así inyectarlo y venderlo en la red de gas natural. Por tanto, esta alternativa se concibe como una mezcla de las dos alternativas anteriores.

Al igual que ocurría con el motor de cogeneración en el punto anterior, en éste el CAPEX sólo estará formado por la caldera, ya que el sistema de upgrading se expresa en términos relativos. Por tanto, para estimar el coste anual de este sistema es necesario conocer el caudal de biogás restante, que se indica en la Tabla 31.

Se disponen de 1.429,2 Nm<sup>3</sup>/día de biogás restante del que, tras someterlo al proceso de upgrading, se obtienen 958 Nm<sup>3</sup>/día de biometano. De éstos, resulta una energía total de 3.482,7 MWh/año, que se inyectarán en la red de gas natural.

En este caso, al no disponer de ningún sistema de generación de energía eléctrica, y destinar el calor de la caldera al mantenimiento de la temperatura interior de los digestores, sólo se tendrá como gasto negativo en el OPEX el correspondiente a las emisiones de CO<sub>2</sub>, pues no existe ningún otro ahorro en la explotación.

En las Tabla 37 y Tabla 38, se resumen los resultados obtenidos en el estudio de viabilidad económica de la alternativa 2, la primera empleando un precio de venta del biometano de 25 €/MWh y la segunda empleando un precio de 88,6 €/MWh,

CAPEX	48,87 €
OPEX (sin CO2)	353.782,02 €
OPEX (con CO2)	- 191.862,20 €
LCOE (sin CO2)	353.830,90 €
LCOE (con CO2)	- 191.813,33 €
Ingresos normalizados	111.444,83 €
Ingresos - LCOE (sin CO2)	- 242.386,07 €
Ingresos - LCOE (con CO2)	303.258,16 €
VAN (sin CO2)	- 2.701.864,35 €
VAN (con CO2)	3.380.402,26 €
TIR (sin CO2)	-
TIR (con CO2)	-

*Tabla 39. Resumen de la viabilidad económica de la alternativa 3 con precio de venta 25 €/MWh. Fuente:*

*Elaboración propia*

CAPEX	48,87 €
OPEX (sin CO2)	353.782,02 €
OPEX (con CO2)	- 191.862,20 €
LCOE (sin CO2)	353.830,90 €
LCOE (con CO2)	- 191.813,33 €
Ingresos normalizados	394.960,48 €
Ingresos - LCOE (sin CO2)	41.129,59 €
Ingresos - LCOE (con CO2)	586.773,81 €
VAN (sin CO2)	458.469,26 €
VAN (con CO2)	6.540.735,86 €
TIR (sin CO2)	-
TIR (con CO2)	-

*Tabla 40. Resumen de la viabilidad económica de la alternativa 3 con precio de venta 88,6 €/MWh. Fuente:*

*Elaboración propia*

Al igual que en la alternativa anterior, la rentabilidad viene dada, mayoritariamente, por los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. Al igual que en la alternativa 2, en caso de tomar un precio de venta de 25 €/MWh, solo es rentable si tenemos en cuenta los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y, en caso de tomar un precio de 88,6 €/MWh, si bien los tengamos o no en cuenta ambas son rentables, existe una gran diferencia al considerar los derechos de emisión, aumentando

el VAN de 458.469,26 € a 6.540.735,86 €. Además, en este caso no se ha podido calcular el TIR en ninguna de las alternativas.

Dado que en caso de tener un precio de venta de 25 €/MWh ocurre lo mismo que en la alternativa 2 (proyecto no rentable) se ha calculado el precio de venta necesario para lograr un VAN = 0. En este caso, el precio de venta necesario es de 79,38 €/MWh, ligeramente superior al precio de la alternativa anterior.

## Capítulo 9. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El objetivo de este apartado es sintetizar los resultados obtenidos a lo largo del desarrollo del proyecto y analizar éstos, comparando las distintas alternativas propuestas.

Inicialmente, se ha dimensionado un digestor anaerobio para la cantidad de sustrato producida en la explotación *San Mauro, S.L.* Viendo que era necesario un volumen total de 1.716 m<sup>3</sup> (sin tener en cuenta el sobredimensionamiento), se tomó la decisión de instalar dos digestores de un tamaño más reducido, obteniendo al final dos digestores de 1.289,5 m<sup>3</sup> cada uno. Con estos, se logra una producción teórica de biogás de 1.574,7 Nm<sup>3</sup>/día, y de biometano de 1.055,6 Nm<sup>3</sup>/día. Pero, dado que los digestores tienen pérdidas térmicas debido a que no es un sistema ideal, es necesario suplir estas con aporte de calor. Con unas pérdidas totales de 38,8 kW (teniendo en cuenta ambos digestores), se toma la decisión, en base a la literatura y a las instalaciones ya existentes (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, 2019; IDAE, 2007, 2011), de suplir estas pérdidas con parte del biogás resultante. Así, se obtiene un caudal de biogás efectivo de 1.429,2 Nm<sup>3</sup>/día, destinando a la caldera un total de 145,5 Nm<sup>3</sup>/día. En caso de someter el biogás efectivo a upgrading para obtener biometano, se obtiene un caudal efectivo de 958 Nm<sup>3</sup>/día. Esto, en términos de energía, resulta en 3,34 GWh/año de biogás, y 3,48 GWh/año de biometano. Esta información se resume en la Tabla 41.

Fuente	Q (Nm <sup>3</sup> /día)	PCI (kWh/Nm <sup>3</sup> )	kWh/día	MWh/año	GWh/año
Biogás	1429,2	6,4	9147,1	3338,70	3,34
Biometano	958,0	9,96	9542,03	3482,84	3,48

Tabla 41. Resumen de la energía obtenida en la instalación. Fuente: Elaboración propia

Destaca de estos datos que, si bien hay un caudal bastante inferior de biometano, se obtiene más energía de éste. Esto se debe a que el PCI del biometano es más de un 50% superior que el del biogás por lo que, dado que el caudal de biometano es aproximadamente un 67% del caudal de biogás inicial, esta diferencia resulta en un aumento de la energía obtenida.



Como se ha comentado en el punto 3.4.3, los últimos informes indican que en España existen 210 plantas de biogás, con una capacidad total de 8,33 TWh, y 5 plantas de biometano, con una capacidad total de 250 GWh (Sedigas & PwC, 2023). Si analizáramos la capacidad por planta, llevando a cabo una distribución equitativa de la capacidad total entre las plantas existentes, obtendríamos los resultados de la Tabla 42.

	<i>Plantas</i>	<i>E (TWh/año)</i>	<i>E (GWh/año,planta)</i>
Biogás	210	8,33	39,67
Biometano	5	0,25	50

*Tabla 42. Capacidad de las plantas de biogás y biometano instaladas en España. Fuente: Elaboración propia*

Es decir, en promedio, cada planta de biogás tiene una capacidad de casi 40 GWh/año, mientras que cada planta de biometano tiene 50 GWh/año. Comparando la capacidad de la instalación llevada a cabo en este proyecto, sólo se dispone de un 8,42% de la capacidad promedio de las plantas de biogás, y de un 6,97% de la capacidad promedio de las plantas de biometano. Es decir, nuestra instalación es 11 veces más pequeña que las instalaciones de biogás, y 14 veces más pequeña que las instalaciones de biometano. Esto se debe a que una gran parte de las instalaciones de biogás y biometano están localizadas en instalaciones EDAR, de tratamiento de FORSU o de residuos agropecuarios, juntando una gran cantidad de sustrato para procesarlo conjuntamente. Por ello, una instalación independiente como la que se presenta resulta pequeña comparándola con la media de las instalaciones existentes. Además, si se compara frente al total, en términos de biogás sólo aportaría un 0,04% del total, mientras que de biometano aportaría un 1,39%.

Atendiendo ahora a las alternativas propuestas sobre el uso del biogás, las tres resultan técnicamente viables.

Mediante la alternativa 1 (generación de energía eléctrica), empleando un grupo electrógeno basado en un motor de combustión interna alternativo se lograba una instalación con una potencia de 88,6 kW, obteniendo la energía indicada en la Tabla 43.

Potencia Nominal (kW)	E (kWh/día)	E (kWh/mes)	E (MWh/mes)	E (MWh/año)
88,60	2126,40	63792,00	63,79	765,50

Tabla 43. Energía obtenida del GE. Fuente: Elaboración propia

Esta energía es suficiente para abastecer la instalación y aun así contar con un excedente que vender a la red y aumentar la rentabilidad de la instalación. Con una demanda mensual de 14,41 MWh, con sólo un 23% de la producción eléctrica es suficiente para cubrir dicha demanda, pudiendo obtener beneficio directo de la venta del 77% restante. Pero, como se ha indicado en el punto 8.2, dado que la tarifa regulada superaba el precio de compra en determinados periodos, resulta más rentable, en los primeros 15 años de vida útil de la instalación, consumir la electricidad generada cuando el precio de compra supera a la tarifa regulada, y venderla cuando el precio de compra es inferior. En cambio, a partir de los 15 años se reduce a menos de la mitad la tarifa regulada, por lo que se sustituye toda la energía tomada de la red por la generada por el grupo electrógeno. Es importante remarcar que la venta a la tarifa regulada es una de las dos opciones contempladas en el RD 661/2007, ya que también se puede acceder al mercado mayorista y vende la electricidad en el OMIE, si bien esta opción no se ha contemplado debido a que la variabilidad en los precios de la electricidad haría esta estimación poco exacta. Aun así, en caso de llevar a cabo el proyecto, esta opción es de especial interés a partir del año 15, en la que se reduce la tarifa regulada.

En términos de emisiones de CO<sub>2</sub>, la reducción de emisiones derivada de esta alternativa es muy inferior a la de las alternativas siguientes. Debido a que en este caso se sustituye energía eléctrica, la reducción de emisiones se ha calculado con el factor de emisiones asociado a la generación de energía eléctrica estimado para el año 2022, de 273  $g_{CO_2eq}/kWh$  (CNMC, 2023a). En cambio, en las alternativas siguientes, se está desplazando gas natural, por lo que la reducción de emisiones se calcula con el gas natural desplazado. Esto, unido al GWP de 25 para el gas natural, es lo que acentúa esta diferencia de emisiones entre alternativas.

<i>Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub></i>		
	kg CO <sub>2</sub> /año	ton CO <sub>2</sub> /año
Alternativa 1	47226,82	47,23
Alternativa 2	2471987,66	2471,99
Alternativa 3	2640977,11	2640,98

Tabla 44. Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> de las distintas alternativas. Fuente: Elaboración propia

Es decir, con la alternativa 1 se logra apenas un 2% de la reducción de emisiones de las alternativas 2 y 3.

La alternativa 2 se concibe como una variación de la alternativa 1 buscando una mayor eficiencia. Por ello, en vez de usar una caldera y un GE por separado, se dimensiona un motor de cogeneración para lograr la generación simultánea de electricidad y calor. Con este sistema, se ha obtenido un AEP de 35,89%, y un REE de 77,05%. Esto resulta en una energía mensual de 13.512 kWh, la cual no es suficiente para suplir toda la demanda eléctrica de la instalación. Esto, sumado a que no se disponen de sistemas de almacenamiento de energía, implica que la electricidad producida se divide equitativamente entre los tres periodos, lo que resulta en un exceso de energía en unos, que no puede aprovecharse, y un defecto en el último periodo. En caso de disponer de un GE, sería posible almacenar el biogás saliente y consumir lo necesario en cada periodo pero, dado que el motor debe estar en continuo funcionamiento para mantener la temperatura de los digestores, es necesario producir la electricidad de forma continua, por lo que sería necesario un sistema de almacenamiento de energía en forma de baterías, que no resultaría rentable.

Debido a que los motores de cogeneración se dimensionan para la demanda térmica, esto resulta en un caudal sobrante de biogás de 1337,8 Nm<sup>3</sup>/día. Dado que no tendría sentido instalar otro grupo electrógeno para generar electricidad con este caudal, ya que entonces la inversión sería mucho más elevada que la alternativa 1 pero logrando menos electricidad, se dimensiona un sistema de upgrading para acondicionar el biogás y convertirlo en biometano, y así venderlo e inyectarlo en la red de gas natural. De esta forma, se obtiene un caudal de 896,7 Nm<sup>3</sup>/día de biometano. Los resultados obtenidos para esta alternativa se resumen en la Tabla 45.

Combustible	63,2	kW
Electricidad	18,8	kW
Calor	38,8	kW
AEP	0,3589	
REE 1	0,7705	
Caudal biogás cogeneración	236,97	Nm <sup>3</sup> /día
Caudal biogás restante	1337,77	Nm <sup>3</sup> /día
Caudal biometano	896,72	Nm <sup>3</sup> /día

Tabla 45. Resultados obtenidos en la alternativa 2. Fuente: Elaboración propia

En este caso, la inversión es mucho mayor que en la alternativa anterior, si bien la retribución también lo es. Se ha estimado el coste del sistema de upgrading en términos relativos, al no disponer de información exacta de los distintos fabricantes e instaladores. Esto ha resultado en un coste del sistema elevado, algo alejado de las estimaciones existentes en la literatura (IDAE, 2007, 2011) que estiman el coste del sistema entre 200.000 y 300.000 €.

Por último, la alternativa 3 se concibe como una mezcla de las dos anteriores, empleando la caldera de la alternativa 1 para mantener los digestores en el rango mesofílico, y destinando el caudal restante al sistema de upgrading. De esta forma, se obtienen los resultados de la Tabla 46.

Caudal de biogás (caldera)	145,50	Nm <sup>3</sup> /día
Caudal de biogás (restante)	1429,24	Nm <sup>3</sup> /día
Caudal biometano	958,04	Nm <sup>3</sup> /día

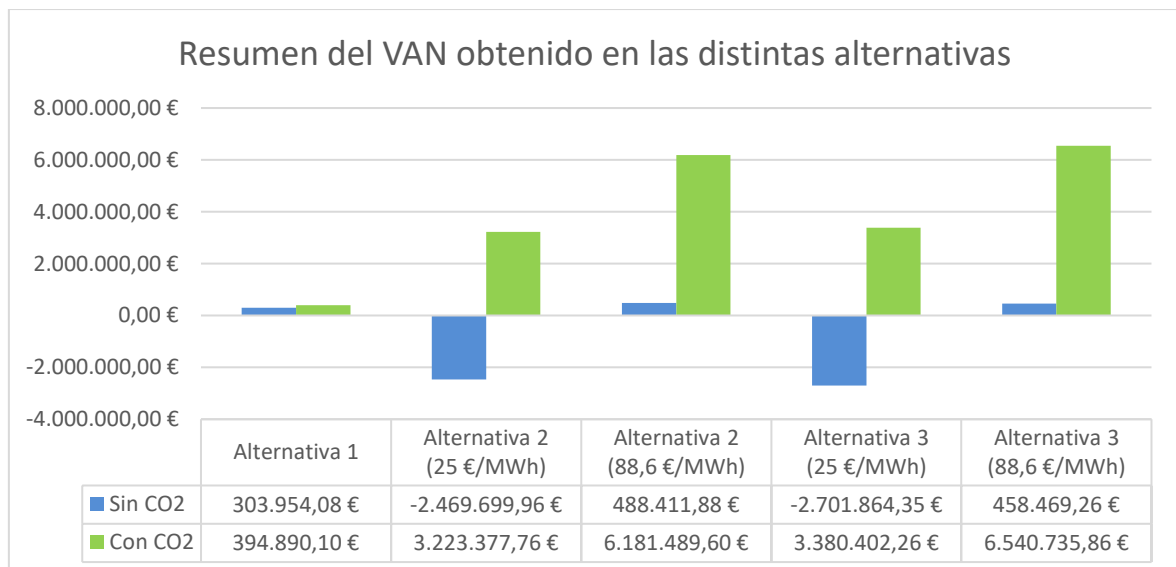
Tabla 46. Resultados obtenidos en la alternativa 3. Fuente: Elaboración propia

Este aumento del caudal de biometano resultante e inyectado en la red de gas natural es lo que motiva el aumento de la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes indicadas en la Tabla 44.

En términos de viabilidad económica, dado que el beneficio por la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> es un beneficio indirecto y que necesita de aprobación externa, se han evaluado las alternativas tanto teniéndolas en cuenta como sin tenerlas. De esta forma, la opción más

segura, pero también con menos rentabilidad, es la alternativa 1. En la Gráfica 25, se resumen los resultados obtenidos en el estudio económico. Si bien la alternativa 1 es aquella con menor rentabilidad (un VAN de 303.954 € sin CO<sub>2</sub> y de 394.890 € con CO<sub>2</sub>) es la única que no presenta un valor negativo (es decir, proyecto sin rentabilidad y con pérdidas) en ninguna de las alternativas. Además, al llevarse a cabo empleando para el cálculo la tarifa regulada establecida en el RD 667/2007, está sometida a mucha menor incertidumbre que las otras dos, ya que el precio del biometano no está regulado.

Por otra parte, las alternativas 2 y 3 muestran una mayor rentabilidad potencial, pero también tienen el riesgo de llevar a cabo un proyecto no rentable. En estas, hay dos factores de influencia: la retribución por la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y el precio de venta del biometano.



Gráfica 25. Resumen del estudio de viabilidad económica. Fuente: Elaboración propia

Durante los últimos años el precio de venta ha estado a la alza, alcanzando valores superiores a los 200 €/MWh, si bien en los últimos meses ha ido reduciendo lentamente. Con esto, se ha alcanzado la media empleada para el cálculo, de 88,6 €/MWh. Esta media tiene en cuenta los precios de 2022 y 2023, y con este el proyecto resulta rentable se tengan en cuenta o no las emisiones de CO<sub>2</sub>. Además, aun sin tener en cuenta estas emisiones, en ambos casos la rentabilidad es superior a la obtenida en la alternativa 1. En cambio, en caso de que el precio

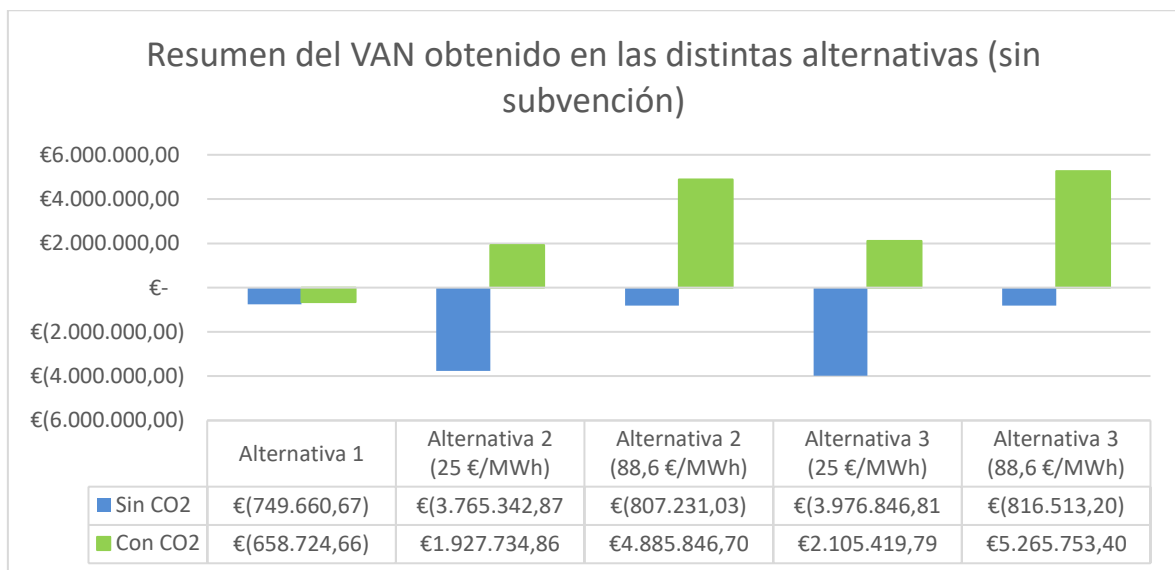
de venta se reduzca a los valores convencionales previos a la pandemia, la única forma de rentabilidad del proyecto es mediante las emisiones de CO<sub>2</sub>. Cabe destacar que, dado que para estas estimaciones se han usado precios relativos (expresados en €/MWh), sería necesario un estudio más detallado para estimar de forma más exacta los costes totales del sistema. En el caso de la alternativa 2, sería necesario un precio de venta de 78,1 €/MWh para lograr un VAN = 0, mientras que en la alternativa 3 es necesario un precio de 79,38 €/MWh. Esta diferencia se debe al elevado coste del sistema de upgrading. Dado que en la alternativa 3 se trata un caudal mayor de biometano, es necesario incurrir en una inversión mayor para el sistema de upgrading. Esto, sumado a que la principal fuente de beneficio se deriva de la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, y al no existir ahorro en la energía eléctrica consumida como en la alternativa 2, provoca que sea necesario un precio de venta mayor para lograr un VAN = 0.

Por tanto, se observa que el principal mecanismo de retribución, y que incrementa en gran medida la rentabilidad del proyecto, son las reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub>. Esto también se observa al evaluar la rentabilidad de las alternativas 2 y 3. En caso de tener en cuenta las emisiones de CO<sub>2</sub>, la alternativa 3 presenta un VAN mayor que la alternativa 2, al tener un aumento en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, si bien en la alternativa 2 se tiene en cuenta un ahorro por la generación de energía eléctrica en el motor de cogeneración.

Al hablar sobre los proyectos de digestión anaerobia, en términos de producto suele hablarse o bien de biometano o bien de energía eléctrica, ya que son los productos obtenidos directamente. Pero, teniendo en cuenta la evolución del precio de emisión de CO<sub>2</sub> indicada en la Gráfica 24, éstas deberían tenerse más en cuenta a la hora de analizar los proyectos, ya que son una importante fuente de ingresos.

Así, para la decisión de qué alternativa tomar a la hora de ejecutar el proyecto, es de especial interés el análisis en profundidad de la retribución por la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. En caso de no poder tenerlas en cuenta, y debido a la alta volatilidad de los precios del gas natural, con la información a priori obtenida la opción más rentable es la alternativa 1. En cambio, en caso de tenerlas en cuenta, resultaría más rentable la alternativa 3.

Cabe destacar también la influencia de los mecanismos de financiación. En la Gráfica 26 se observan los resultados del estudio de viabilidad económica en caso de no poder acceder, o de no existir, los mecanismos de financiación comentados en el punto 8.1. En este caso, la alternativa 1 no resulta viable económicamente en ningún caso. En las alternativas 2 y 3, la única forma de obtener rentabilidad es mediante la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. Esto deja clara la necesidad de promoción y desarrollo de este tipo de tecnologías; sin seguir desarrollándolas y aumentando las instalaciones, resulta muy complicado lograr una rentabilidad sin acceder a mecanismos de financiación estatales o internacionales, lo que retrasa su desarrollo y aumenta la dependencia de energías de origen fósil. Por tanto, en aras de lograr un mundo neutro en emisiones de CO<sub>2</sub> y GEI, y no dependiente de las energías de origen fósil, es necesario continuar promocionando y desarrollando proyectos de generación de energía de origen renovable como el que se presenta.



Gráfica 26. Resumen del estudio de viabilidad económica sin subvención. Fuente: Elaboración propia

## Capítulo 10. CONCLUSIONES

En este proyecto se ha llevado a cabo el diseño de un sistema de digestión anaerobia (concretamente, se han dimensionado dos digestores) para producir biogás a partir de estiércol de ganado vacuno. Dicho digestor se ha dimensionado para la producción de estiércol de la explotación ganadera *San Mauro, S.L.*, ajustando el volumen para la producción diaria. Además del dimensionamiento, también se ha seleccionado el tipo de digestor a partir de las características del estiércol empleado, resultando en un digestor de mezcla completa sin recirculación. Con este, se ha obtenido un caudal de biogás teórico de 1.574,7 Nm<sup>3</sup>/día, con una pureza del 65%. Además del volumen, también se han dimensionado el espesor y el aislamiento, para así poder llevar a cabo un análisis de las pérdidas térmicas del digestor y poder suplir estas con parte del biogás saliente, acercándonos más a un proyecto de diseño real de un digestor anaerobio. También se ha calculado el volumen de biometano obtenido en caso de someter todo el biogás saliente a un proceso de upgrading, seleccionando como tecnología la separación por membranas. El caudal teórico obtenido es de 1.055,6 Nm<sup>3</sup>/día. Con todo esto, ha sido posible estimar el digestato saliente, estimado en 73.238 kg/día, que se empleará como abono para las distintas instalaciones.

Una vez diseñado el digestor, se han evaluado distintas alternativas para analizar qué hacer con el producto obtenido: generación de energía eléctrica, cogeneración de energía eléctrica y térmica con upgrading a biometano y upgrading a biometano. Éstas se han evaluado desde el punto de vista técnico, analizando el producto obtenido en cada una, y desde el punto de vista económico, analizando la rentabilidad de cada una. Al evaluarlas, es importante diferenciar entre las que tienen en cuenta la venta de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y las que no, ya que este es un beneficio indirecto del proyecto pero con gran influencia.

De las alternativas evaluadas, la más segura es la generación de energía eléctrica, ya que es rentable se tenga beneficio o no a partir de la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>; pero es aquella con una menor retribución. Las otras dos alternativas tienen beneficios (en caso de tener en



cuenta las emisiones de CO<sub>2</sub> o vender el biometano a 88,6 €/MWh) o pérdidas similares (en caso de vender a 25 €/MWh). De estas, podría decirse que la más arriesgada es el upgrading a biometano y la venta ya que, en caso de no poder contar las emisiones de CO<sub>2</sub>, tiene mayores pérdidas si vendemos a 25 €/MWh, o menores beneficios en caso de vender a 88,6 €/MWh. En cambio, en caso de poder tenerlas en cuenta, tiene mayores beneficios en ambos casos. Es importante destacar que todas las alternativas se han analizado teniendo en cuenta los mecanismos de financiación disponibles.

Este trabajo deja abierto el camino a un estudio más detallado de la viabilidad económica. Contactando con distintos proveedores, se obtendrían los costes de inversión y los gastos reales, de forma que se haría un estudio más ajustado de la viabilidad. También se podría contactar con una organización para analizar los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y cómo estos pueden encajar con las estimaciones llevadas a cabo. Este proyecto deja claro, en una primera aproximación, la viabilidad técnica y económica de desarrollar un sistema de digestión anaerobia para la explotación *San Mauro, S.L.*, siendo ahora el siguiente paso el comienzo del análisis detallado y, en caso de llegar a resultados similares, la posible ejecución del proyecto.

## Capítulo 11. BIBLIOGRAFÍA

- Adnan, Ong, Nomanbhay, Chew, & Show. (2019). Technologies for Biogas Upgrading to Biomethane: A Review. *Bioengineering*, 6(4), 92. <https://doi.org/10.3390/bioengineering6040092>
- AEBIG. (2018). *Biometano – AEBIG, ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE BIOGÁS*. <https://www.aebig.org/biometano/>
- AESAN. (s. f.). *Aesan—Agencia Española de Seguridad Alimentaria y Nutrición*. Recuperado 22 de abril de 2023, de [https://www.aesan.gob.es/AECOSAN/web/seguridad\\_alimentaria/detalle/SANDA CH.htm](https://www.aesan.gob.es/AECOSAN/web/seguridad_alimentaria/detalle/SANDA_CH.htm)
- Ahmad, R., & Jabeen, N. (2009). Demonstration of growth improvement in sunflower (*Helianthus annuus* L.) by the use of organic fertilizers under saline conditions. *Pak. J. Bot.*, 41(3), 1373-1384.
- Anukam, A., Mohammadi, A., Naqvi, M., & Granström, K. (2019). A Review of the Chemistry of Anaerobic Digestion: Methods of Accelerating and Optimizing Process Efficiency. *Processes*, 7(8), 504. <https://doi.org/10.3390/pr7080504>
- Bennardi, D. O. (2018). *Digestión anaerobia: Obtención de biogás*. [https://aulavirtual.agro.unlp.edu.ar/pluginfile.php/66818/mod\\_resource/content/1/Apunte%20sobre%20digesti%C3%B3n%20anaer%C3%B3bica%20y%20biog%C3%A1s.pdf](https://aulavirtual.agro.unlp.edu.ar/pluginfile.php/66818/mod_resource/content/1/Apunte%20sobre%20digesti%C3%B3n%20anaer%C3%B3bica%20y%20biog%C3%A1s.pdf)
- Bioenergy Europe & EBA. (2022). *Bioenergy Europe statistical report 2022. Report Biogas*.
- Biosantech, T. A. S., Rutz, D., Janssen, R., & Drogg, B. (2013). Biomass resources for biogas production. En *The Biogas Handbook* (pp. 19-51). Elsevier. <https://doi.org/10.1533/9780857097415.1.19>
- BOE. (2005). *Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero*.

- BOE. (2007). Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. *BOE*, 126. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2007/BOE-A-2007-10556-consolidado.pdf>
- BOE. (2022a). *Orden TED/706/2022, de 21 de julio, por la que se aprueban las bases reguladoras y programas de incentivos para la concesión de ayudas a proyectos singulares de instalaciones de biogás, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia*. <https://www.boe.es/boe/dias/2022/07/26/pdfs/BOE-A-2022-12470.pdf>
- BOE. (2022b). Real Decreto 47/2022, de 18 de enero, sobre protección de las aguas contra la contaminación difusa producida por los nitratos procedentes de fuentes agrarias. *BOE*, 17. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2022/01/18/47>
- Bosch. (2021). *Caldera mural de condensación a gas Condens 8700i W 50 kW*. [https://www.bosch-industrial.com/ocsmedia/optimized/full/o475186v272\\_informacin\\_tarifa\\_condens\\_8700i\\_w.pdf](https://www.bosch-industrial.com/ocsmedia/optimized/full/o475186v272_informacin_tarifa_condens_8700i_w.pdf)
- bp. (2022). *Bp Statistical Review of World Energy June 2022*. <http://www.bp.com/statisticalreview>
- CE. (2007). *Comunicación de la comisión al consejo europeo y al parlamento europeo. Una política energética para Europa*. <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0001:FIN:ES:PDF>
- CE. (2008). *Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de noviembre de 2008 sobre los residuos*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/es/TXT/PDF/?uri=CELEX:02008L0098-20180705&from=EN#:~:text=La%20presente%20Directiva%20establece%20medidas,los%20recursos%20y%20mediante%20la>
- CE. (2009a). *Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE*.
- CE. (2009b). *Directiva 2009/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 98/70/CE en relación con las*

- especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo, se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, se modifica la Directiva 1999/32/CE del Consejo en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior y se deroga la Directiva 93/12/CEE.*
- CE. (2011). *Decisión de la Comisión, de 18 de noviembre de 2011, por la que se establecen normas y métodos de cálculo para la verificación del cumplimiento de los objetivos previstos en el artículo 11, apartado 2, de la Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.*
- Cengel, U. A. (2007). *Transferencia de calor y masa. Un enfoque práctico* (Tercera edición). McGRAW-HILL.
- Chen, L., & Neibling, H. (2014). *Anaerobic Digestion Basics*.  
<http://171.67.100.116/courses/2017/ph240/huang1/docs/cis-1215.pdf>
- CNMC. (2021). *Boletín informativo del mercado mayorista y aprovisionamiento de gas. Periodo de diciembre de 2020*. <https://www.cnmc.es/expedientes/isde00422>
- CNMC. (2022). *Boletín informativo del mercado mayorista y aprovisionamiento de gas. Periodo de diciembre de 2021*. <https://www.cnmc.es/expedientes/isde00421>
- CNMC. (2023a). *Acuerdo sobre el etiquetado de la electricidad relativo a la energía producida en el año 2022*.  
<https://gdo.cnmc.es/CNE/abrirVentanaIGeneral.do?fichero=2022.pdf&directorio=etiquetadoAcuerdo>
- CNMC. (2023b). *Boletín informativo del mercado mayorista y aprovisionamiento de gas. Periodo de noviembre de 2022*. <https://www.cnmc.es/expedientes/isde00422>
- Corrales, L. C., Antolinez Romero, D. M., Bohórquez Macías, J. A., & Corredor Vargas, A. M. (2015). Bacterias anaerobias: Procesos que realizan y contribuyen a la sostenibilidad de la vida en el planeta. *Nova*, 13(24), 55-81.  
<https://doi.org/10.22490/24629448.1717>
- CSIC. (2010). *Catálogo de elementos constructivos del CTE*.
- Dong, H., Mangino, J., McAllister, T. A., Hatfield, J. L., Johnson, D. E., & Lassey, K. R. (2016). Capítulo 10: Emisiones resultantes de la gestión del ganado y del estiércol.

- En *Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero: Vol. Volumen 4: Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra*.  
<https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/vol4.html>
- Drosg, B., Braun, R., Bochmann, G., & Al Saedi, T. (2013). Analysis and characterisation of biogas feedstocks. En *The Biogas Handbook* (pp. 52-84). Elsevier.  
<https://doi.org/10.1533/9780857097415.1.52>
- EBA. (2022a). *Statistical Report 2022. Tracking biogas and biomethane deployment across Europe*.
- EBA. (2022b, octubre 6). *Biogenic CO2 from the biogas industry | European Biogas Association*.  
<https://www.europeanbiogas.eu/biogenic-co2-from-the-biogas-industry/>
- Enagás. (2022a). *Infraestructuras Energéticas—Enagás*.  
<https://www.enagas.es/es/transicion-energetica/red-gasista/infraestructuras-energeticas/>
- Enagás. (2022b, diciembre 30). *La demanda de gas natural alcanza en 2022 los 364,3 TWh—Enagás*.  
<https://www.enagas.es/es/sala-comunicacion/actualidad/notas-prensa/2022-12-30-np-demanda-2022/>
- Energía y Sociedad. (s. f.). 1.2. Demanda del gas natural. *Energía y Sociedad*. Recuperado 10 de febrero de 2023, de <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/1-2-demanda-del-gas-natural/>
- EPA. (2020). *AgSTAR Project Development Handbook. 04/2020*.  
<https://www.epa.gov/sites/default/files/2014-12/documents/agstar-handbook.pdf>
- epdata. (2022, noviembre 15). *Tendencias de población en el mundo, datos y gráficos*.  
epdata. <https://www.epdata.es/datos/tendencias-poblacion-mundo-datos-graficos/411>
- Feliu Jofre, Á., & Flotats Ripoll, X. (2019). *Los gases renovables. Un vector energético emergente* (1.<sup>a</sup> ed.). Fundación Naturgy.  
<https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/los-gases-renovables-un-vector-energetico-emergente/>

- Genia Bioenergy. (2021). *Digestión anaeróbica: Qué es y qué beneficios tiene* | Genia Bioenergy. <https://geniabioenergy.com/>. <https://geniabioenergy.com/que-es-la-digestion-anaerobica-y-sus-beneficios/>
- Goldstein, L., Hedman, B., Knowles, D., Freedman, S. I., Woods, R., & Schweizer, T. (2003). *Gas-Fired Distributed Energy Resource Technology Characterizations* (NREL/TP-620-34783, 15005819; p. NREL/TP-620-34783, 15005819). <https://doi.org/10.2172/15005819>
- Hagos, K., Zong, J., Li, D., Liu, C., & Lu, X. (2017). Anaerobic co-digestion process for biogas production: Progress, challenges and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76, 1485-1496. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.184>
- Horta, C., & Carneiro, J. P. (2020). Assessment of Fertilising Properties of a Solid Digestate in Comparison with Undigested Cattle Slurry Applied to an Acidic Soil. *Open Journal of Soil Science*, 10(08), 307-325. <https://doi.org/10.4236/ojss.2020.108017>
- IDAE. (2007). *Biomasa: Digestores anaerobios*. [https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones\\_idae/documentos\\_10737\\_biomasa\\_digestores\\_anaerobios\\_a2007\\_0d62926d.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_10737_biomasa_digestores_anaerobios_a2007_0d62926d.pdf)
- IDAE. (2010). *Guía Técnica. Condiciones climáticas exteriores de proyecto*. [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_12\\_Guia\\_tecnica\\_condiciones\\_climaticas\\_exteriores\\_de\\_proyecto\\_e4e5b769.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_12_Guia_tecnica_condiciones_climaticas_exteriores_de_proyecto_e4e5b769.pdf)
- IDAE. (2011). *Situación y potencial de generación de biogás. Estudio técnico PER 2011-2020*. [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_11227\\_e16\\_biogas\\_db43a675.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e16_biogas_db43a675.pdf)
- IDAE. (2021). *Biogás* | Idae. <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-termico/biogas>
- IEA Bioenergy. (2018, enero 12). *Fossil vs biogenic CO2 emissions* | Bioenergy. <https://www.ieabioenergy.com/iea-publications/faq/woodybiomass/biogenic-co2/>

- IPCC. (2016). *Greenhouse Gas Protocol. Global Warming Potential Values*.  
[https://ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/Global-Warming-Potential-Values%20%28Feb%2016%202016%29\\_1.pdf](https://ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/Global-Warming-Potential-Values%20%28Feb%2016%202016%29_1.pdf)
- Jímenez Montoya, P., García Meseguer, Á., & Morán Cabré, F. (2000). *Hormigón armado. 14ª edición basada en la EHE ajustada al código modelo y al eurocódigo* (14.ª ed.). Gustavo Gili.
- Khan, M. U., Lee, J. T. E., Bashir, M. A., Dissanayake, P. D., Ok, Y. S., Tong, Y. W., Shariati, M. A., Wu, S., & Ahring, B. K. (2021). Current status of biogas upgrading for direct biomethane use: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 149, 111343. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111343>
- Linares Hurtado, J. I. (2021a). «Cogeneración, renovables y ciclos de potencia avanzados», in *apuntes privados de Ingeniería Energética, Universidad Pontificia Comillas*.
- Linares Hurtado, J. I. (2021b). «Valoración económica de proyectos energéticos» in *apuntes privados de Ingeniería Energética, Universidad Pontificia Comillas*.
- LUMITOS AG. (s. f.). *Ley de conservación de la masa*. Recuperado 17 de junio de 2023, de [https://www.quimica.es/enciclopedia/Ley\\_de\\_conservaci%C3%B3n\\_de\\_la\\_masa.html](https://www.quimica.es/enciclopedia/Ley_de_conservaci%C3%B3n_de_la_masa.html)
- Mao, C., Feng, Y., Wang, X., & Ren, G. (2015). Review on research achievements of biogas from anaerobic digestion. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, 540-555. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.032>
- MAPA. (2023). *Informe SITRAN. Enero 2023*.
- Martinez, L. I. (1994). *EL ESTIERCOL Y LAS PRACTICAS AGRARIAS RESPETUOSAS CON*.
- MIBGAS. (2017). *MIBGAS Data 2016*. <https://www.mibgas.es/es/file-access>
- MIBGAS. (2018). *MIBGAS Data 2017*. <https://www.mibgas.es/es/file-access>
- MIBGAS. (2019). *MIBGAS Data 2018*. <https://www.mibgas.es/es/file-access>
- MIBGAS. (2020). *MIBGAS Data 2019*. <https://www.mibgas.es/es/file-access>
- MIBGAS. (2021). *MIBGAS Data 2020*. <https://www.mibgas.es/es/file-access>
- MIBGAS. (2022). *MIBGAS Data 2021*. <https://www.mibgas.es/es/file-access>

- MIBGAS. (2023a). *Informe anual del Mercado Organizado del Gas. 2022*.  
[https://www.mibgas.es/sites/default/files/mibgas\\_2022\\_informe\\_anual.pdf](https://www.mibgas.es/sites/default/files/mibgas_2022_informe_anual.pdf)
- MIBGAS. (2023b). *MIBGAS Data 2022*. <https://www.mibgas.es/es/file-access>
- MIBGAS. (2023c). *MIBGAS Data 2023*. <https://www.mibgas.es/es/file-access>
- MITECO. (s. f.). *Lodos de depuración de aguas residuales*. Recuperado 26 de abril de 2023,  
de <https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/prevencion-y-gestion-residuos/flujos/lodos-depuradora/>
- MITECO. (2022). *Hoja de Ruta del Biogás*. [https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/00HR\\_Biogas\\_V6.pdf](https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/00HR_Biogas_V6.pdf)
- MITECO. (2007a). *CH<sub>4</sub> (Metano) | PRTR España*. <https://prtr-es.es/CH4-metano,15588,11,2007.html>
- MITECO. (2007b). *CO<sub>2</sub> (Dióxido de carbono) | PRTR España*. <https://prtr-es.es/CO2-Dioxido-de-carbono,15590,11,2007.html>
- MITMA. (2019). *CTE DB SE 1—Resistencia y estabilidad*.  
<https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/SE/DBSE.pdf>
- Mukhuba, M., Roopnarain, A., Adeleke, R., Moeletsi, M., & Makofane, R. (2018). Comparative assessment of bio-fertiliser quality of cow dung and anaerobic digestion effluent. *Cogent Food & Agriculture*, 4(1), 1435019.  
<https://doi.org/10.1080/23311932.2018.1435019>
- Nkoa, R. (2014). Agricultural benefits and environmental risks of soil fertilization with anaerobic digestates: A review. *Agronomy for Sustainable Development*, 34(2), 473-492. <https://doi.org/10.1007/s13593-013-0196-z>
- Noguera 1, I. B. (s. f.). Reactores de flujo pistón. *Ingeniería Química Reviews*. Recuperado 1 de junio de 2023, de <https://www.ingenieriaquimicareviews.com/2020/11/reactores-de-flujo-piston.html>
- Noguera, I. B. (s. f.). Reactores de mezcla completa CSTR. *Ingeniería Química Reviews*. Recuperado 1 de junio de 2023, de <https://www.ingenieriaquimicareviews.com/2020/10/reactores-de-mezcla-completa-cstr.html>



- Parra Huertas, R. A. (2015). Digestión anaeróbica: Mecanismos biotecnológicos en el tratamiento de aguas residuales y su aplicación en la industria alimentaria. *Producción + Limpia*, 10(2), 142-159. <https://doi.org/10.22507/pml.v10n2a13>
- Ramanathan, A., Begum, K. M. M. S., Pereira, A. O., & Cohen, C. (2022). Chapter 4— Energy recovery from biomass through gasification technology. En A. Ramanathan, K. M. M. S. Begum, A. O. Pereira, & C. Cohen (Eds.), *A Thermo-Economic Approach to Energy From Waste* (pp. 107-132). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824357-2.00007-3>
- REE. (2023, marzo 23). *Las energías renovables podrían alcanzar el 50% del 'mix' de generación eléctrica en España en 2023 | Red Eléctrica*. ree.es. <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2023/03/las-energias-renovables-podrian-alcanzar-50porciento-del-mix-de-generacion-electrica-en-espana-en-2023>
- REPSOL. (s. f.). *Cultivos energéticos: Qué son, tipos y ejemplos*. REPSOL. Recuperado 25 de abril de 2023, de <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/transicion-energetica/cultivos-energeticos/index.cshtml>
- Ryckebosch, E., Drouillon, M., & Vervaeren, H. (2011). Techniques for transformation of biogas to biomethane. *Biomass and Bioenergy*, 35(5), 1633-1645. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2011.02.033>
- Scarlat, N., Dallemand, J.-F., & Fahl, F. (2018). Biogas: Developments and perspectives in Europe. *Renewable Energy*, 129, 457-472. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.03.006>
- Sedigas. (2022). *Informe anual 2021. El gas en España*. <https://www.sedigas.es/informeanual/2021/wp-content/uploads/2022/11/El-gas-en-Espa%C3%B1a-Informe-Anual-2021-Sedigas.pdf>
- Sedigas, & PwC. (2023). *Estudio de la capacidad de producción de biometano en España, 2023*. <https://estudio-biometano.sedigas.es/wp-content/uploads/2023/03/sedigas-informe-potencial-biometano-2023.pdf>
- SENDECO2. (2023, junio). *Precios CO2—Sendeco2*. <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>

- Sommer, S. G., Hjorth, M., Leahy, J. J., Zhu, K., Christel, W., Sørensen, C. G., & Sutaryo. (2015). Pig slurry characteristics, nutrient balance and biogas production as affected by separation and acidification. *The Journal of Agricultural Science*, 153(1), 177-191. <https://doi.org/10.1017/S0021859614000367>
- Tchobanoglous, G., & Burton, F. L. (1995). *Ingeniería de aguas residuales. Tratamiento, vertido y reutilización* (Tercera edición). McGRAW-HILL.
- TEDOM. (2023). *TEDOM CHP Units. Datasheets*. <https://www.tedom.com/wp-content/uploads/2023/06/TEDOM-CHP-Units-50Hz-032023.pdf>
- thecircularcampus. (2022, octubre 28). En qué consiste la jerarquía de residuos. *Ecoembes TheCircularCampus*. <https://www.ecoembesthecircularcampus.com/en-que-consiste-la-jerarquia-de-residuos/>
- United Nations. (s. f.). *El Acuerdo de París | CMNUCC*. Recuperado 1 de junio de 2023, de <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>
- United Nations. (2015a). *Objetivos de Desarrollo Sostenible | Programa De Las Naciones Unidas Para El Desarrollo*. UNDP. <https://www.undp.org/es/sustainable-development-goals>
- United Nations. (2015b). *Objetivos y metas de desarrollo sostenible. Desarrollo Sostenible*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- United Nations. (2017). *¿Qué son las energías renovables? | Naciones Unidas*. United Nations; United Nations. <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-renewable-energy>
- United Nations. (2022). *Población | Naciones Unidas*. United Nations; United Nations. <https://www.un.org/es/global-issues/population>
- UrbanGas. (2023). Caldera Bosch Condens 8700i W Mixta 35/50 kW. *UrbanGas*. <https://calderas-condensacion.es/producto/caldera-condens-8700i-w/>
- Zeeman, G., & Gerbens, S. (2018). *CH4 emissions from animal manure*. [https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/bgp/4\\_3\\_CH4\\_Animal\\_Manure.pdf](https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/bgp/4_3_CH4_Animal_Manure.pdf)
- Zhang, Q., Hu, J., & Lee, D.-J. (2016). Biogas from anaerobic digestion processes: Research updates. *Renewable Energy*, 98, 108-119. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.02.029>

## ANEXO I. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

El presente proyecto está estrechamente relacionado con algunos de los Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos en 2015 por la ONU, en busca de la erradicación de la pobreza, la protección del planeta y asegurar la prosperidad para todos. El objetivo primario con el que se relaciona es el número 7. Dentro de este, el proyecto se relaciona con las metas 7.1, 7.2 y 7.b:

**Objetivo 7:** “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna” (United Nations, 2015b).

- **Meta 7.1:** “De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos” (United Nations, 2015b). Mediante el desarrollo del presente proyecto de una planta de biogás para una explotación ganadera se promueve la generación de energía a partir de métodos más modernos, promoviendo asimismo el desarrollo de nuevas tecnologías de generación. Asimismo, la energía generada a partir de fuentes renovables se considera más fiable que la generada a partir de combustibles fósiles, debido a que estos son limitados y, por tanto, agotables. Asimismo, el biogás generado puede someterse a upgrading para producir biometano, el cual puede emplearse indistintamente con el gas natural. Este, debido a la inestabilidad actual en el precio del gas, es más asequible, lo que sumado al carácter agotable de las reservas de gas natural lo convierte en una fuente de energía altamente atractiva al poder emplearse en los sectores de difícil electrificación.
- **Meta 7.2:** “De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas” (United Nations, 2015b). Tanto el biogás como el biometano generados a partir de materia orgánica son considerados fuentes de energía renovable. Por tanto, mediante el desarrollo de una planta de

biogás a partir de estiércol de ganado vacuno se promueve el aumento de la generación de energía renovable, reduciendo la necesidad de emplear gas natural o alguna otra fuente de energía. A su vez, el desarrollo de una planta de biogás para una explotación local y no a gran escala promueve el desarrollo de nuevas plantas para las explotaciones cercanas y/o relacionadas con ésta, lo que indirectamente aumenta la cantidad de energía renovable generada.

- **Meta 7.b:** *“De aquí a 2030, ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo”* (United Nations, 2015b). Como se ha comentado en la meta 7.1, los métodos de digestión anaerobia para obtener biogás a partir de materia orgánica son tecnologías aún en desarrollo. Por tanto, cada uno de los proyectos que se lleve a cabo ayuda al desarrollo, mejora y estandarización de la tecnología, haciéndolo cada vez más asequible y accesible. Esto es de especial importancia para los países en desarrollo. En todos los países se produce materia orgánica susceptible de aprovechamiento por digestión anaerobia, por lo que el desarrollo de ésta tecnología permite bajar el precio de desarrollo de los sistemas y los hace más accesibles para países menos desarrollados, en los que no se llevan a cabo estos proyectos debido al elevado coste inicial.

Asimismo, también está relacionado, en menor medida, con los siguientes objetivos secundarios:

- **Objetivo 1:** *“Poner fin a la pobreza en todas sus formas en todo el mundo”* (United Nations, 2015b). La producción de energía renovable y el desarrollo de estos sistemas para promover su estandarización y reducir su coste permite mitigar y frenar la pobreza energética. Esta no sólo afecta a aquellos que viven en países en desarrollo y con menos recursos, sino que empieza a afectar también a las familias de países más desarrollados que, debido al aumento de los precios de la energía, tienen problemas para acceder a ésta.

- **Objetivo 9:** “*Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación*” (United Nations, 2015b). El desarrollo de plantas de producción de biogás fomenta la innovación en este ámbito ya que, como se ha comentado anteriormente, son tecnologías aun en desarrollo, por lo que cada uno de los proyectos llevados a cabo contribuye a un aumento del conocimiento en este sector.
- **Objetivo 12:** “*Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles*” (United Nations, 2015b). Al emplear biogás o biometano como fuente de energía, se reduce la dependencia de combustibles fósiles y, por tanto, la utilización de estos recursos. Asimismo, contribuye al aprovechamiento de los recursos naturales (en este caso, el estiércol de ganado vacuno) lo que aumenta la eficiencia de estos, ya que pasan de emplearse directamente como abono a primero someterlo a digestión anaerobia para aprovechamiento energético para luego emplearlo como abono. Asimismo, en el caso de generación eléctrica a partir del biogás o biometano generado, contribuye a la descarbonización del sector eléctrico.
- **Objetivo 13:** “*Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos*” (United Nations, 2015b). La digestión natural de la materia orgánica produce distintos elementos dañinos para el medio ambiente, entre ellos el metano, gas de efecto invernadero con un potencial de calentamiento global de 28 (comparado con el CO<sub>2</sub>). Mediante la digestión anaerobia de la materia orgánica, en este caso estiércol de ganado, se evita la liberación de estos gases a la atmósfera, al ser los gases que componen el biogás. De esta forma, se mitiga el efecto de la explotación ganadera al cambio calentamiento global y, por tanto, al cambio climático.
- **Objetivo 15:** “*Gestionar sosteniblemente los bosques, luchar contra la desertificación, detener e invertir la degradación de las tierras, detener la pérdida de biodiversidad*” (United Nations, 2015b). Al someter al estiércol a la digestión anaerobia, se libera este de los distintos componentes dañinos tanto para el medio ambiente como para el terreno. De esta forma, el producto restante (digestato) es un abono más rico en nutrientes (al estar más concentrado) y con menos contaminantes,

lo que lo hace menos dañino para el terreno, lo que promueve la gestión sostenible del terreno y evita la degradación de éste.

## ANEXO II. DETALLE DEL ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

A continuación, se adjuntan todas las tablas elaboradas para el estudio de viabilidad económica, con todos los datos correspondientes a éste. En algunos casos, como la planta de biogás y la caldera, se usan los mismos datos para todas las alternativas en los que sean necesarios. En este caso, solo se adjuntará la tabla en la primera alternativa en la que sea necesario.

### Alternativa 1. Generación de energía eléctrica

<i>Digestor anaerobio</i>		
Coste instalación	50	€/MWh
Producción	1574,74	Nm <sup>3</sup> biog./día
PCI biogás	6,4	kWh/Nm <sup>3</sup>
E. biogás	3628,2	MWh/año
Coste anual	181.409,7	€/año
Coste con subv.	108.845,80	€/año
Coste O&M	9070,5	€/año

Tabla 47. Parámetros de viabilidad económica del digestor anaerobio. Fuente: Elaboración propia

<i>Grupo electrógeno</i>		
Coste instalación	73141,77	€
Coste con subv.	54856,32	€
Coste O&M	13195,41	€/año

Tabla 48. Parámetros de viabilidad económica del grupo electrógeno. Fuente: Elaboración propia

<i>Caldera</i>		
Coste instalación	2.179,09	€
Coste con subv.	544,77	€
Coste O&M	108,95	€

Tabla 49. Parámetros de viabilidad económica de la caldera. Fuente: Elaboración propia

CAPEX		
INV	55.401,10	€
fa	0,0897	
i	7,5%	
N	25	Años

Tabla 50. Parámetros del CAPEX de la alternativa 1. Fuente: Elaboración propia

OPEX 0 – 25 años		
Coste O&M	22.374,85	€
f $\sigma$ , O&M	14,27	
kx, O&M	0,953	
r, O&M	2,5%	
Coste digestor	108.845,80	€
f $\sigma$ , digestor	14,27	
kx, digestor	0,953	
r, digestor	2,5%	
Coste CO <sub>2</sub>	- 4.093,90	€
f $\sigma$ , CO <sub>2</sub>	26,57	
kx, CO <sub>2</sub>	1,005	
r, CO <sub>2</sub>	8,0%	

Tabla 51. Parámetros del OPEX (0 - 25 años) de la alternativa 1. Fuente: Elaboración propia

OPEX 0 - 15 años		
Coste p4,6	- 16.558,32	€
f $\sigma$ , p4,6	12,49	
kx, p4,6	0,977	
r, p4,6	5%	

Tabla 52. Parámetros del OPEX (0 - 15 años) de la alternativa 1. Fuente: Elaboración propia

OPEX 16 - 25 años		
Cp4-6	- 23.026,92	€
f $\sigma$ , p4-6	8,81	
kx, p4-6	0,977	
r, p4-6	5%	

Tabla 53. Parámetros del OPEX (16 - 25 años) de la alternativa 1. Fuente: Elaboración propia



<i>INGRESOS NORMALIZADOS 0 – 15 años</i>		
Tv	0,13069	€/kWh
Tv	130,69	€/MWh
E	643,29	MWh/año
fsigma,v	10,47	
kx,v	0,953	
r,v	2,5%	

Tabla 54. Parámetros de los ingresos normalizados (0 - 15 años) de la alternativa 1. Fuente: Elaboración propia

<i>INGRESOS NORMALIZADOS 16 – 25 años</i>		
Tv	0,0651	€/kWh
Tv	65,1	€/MWh
E	592,58	MWh/año
fsigma,v	7,77	
kx,v	0,953	
r,v	2,5%	

Tabla 55. Parámetros de los ingresos normalizados (16 - 25 años) de la alternativa 1. Fuente: Elaboración propia

### **Alternativa 2. Cogeneración y upgrading**

<i>Upgrading</i>		
Coste A&E	24,4	€/MWh
Coste Inyección	24,2	€/MWh
E	3259,86	MWh/año
Coste A&E	79.540,66	€/año
Coste Inyección	78.888,69	€/año
Coste upgrading	158.429,35	
Coste upgrading con subv.	142.586,42	
Coste O&M	7.921,47	€/año

Tabla 56. Parámetros de viabilidad económica del sistema de upgrading de la alternativa 2. Fuente: Elaboración propia

<i>Motor de cogeneración</i>		
Coste instalación	97.912,00	€
Coste con subv.	63.642,80	€
Coste O&M	6.693,40	€

Tabla 57. Parámetros de viabilidad económica del motor de cogeneración. Fuente: Elaboración propia

<i>Emisiones de CO<sub>2</sub></i>		
E inyectada	3259,86	MWh/año
E inyectada	3259863,18	kWh/año
Q GN	301003,06	Nm <sup>3</sup> /año
d GN	0,657	kg/m <sup>3</sup>
m GN	98879,50	kg/año
m CO <sub>2</sub> eq	2471987,66	KgCO <sub>2</sub> /año
m CO <sub>2</sub> eq	2471,98	tonCO <sub>2</sub> /año

Tabla 58. Parámetros de viabilidad económica de las emisiones de CO<sub>2</sub> de la alternativa 2. Fuente: Elaboración propia

<i>CAPEX</i>		
INV	63.642,80	€
fa	0,0897	
i	7,5%	
N	25	Años

Tabla 59. Parámetros del CAPEX de la alternativa 2. Fuente: Elaboración propia

<i>OPEX</i>	
Coste O&M	23.685,35 €
fsigma,O&M	14,27
kx, O&M	0,953
r, O&M	2,5%
Coste biogás	108.845,80 €
fsigma, biogás	14,27
kx, biogás	0,953
r, biogás	2,5%
Coste CO <sub>2</sub>	- 214.271,89 €
fsigma, CO <sub>2</sub>	26,57
kx, CO <sub>2</sub>	1,005
r, CO <sub>2</sub>	8,0%
Coste upgrading	142.586,42 €
fsigma, upgrading	14,27
kx, upgrading	0,953
r, upgrading	2,5%
Coste electricidad	- 19.086,61 €
fsigma, electricidad	18,68
kx, electricidad	0,977
r, electricidad	5%

Tabla 60. Parámetros del OPEX de la alternativa 2. Fuente: Elaboración propia

<i>Ingresos normalizados (25 €/MWh)</i>	
Tv	25,00 €/MWh
E	3259,86 MWh/año
fsigma, v	14,27
kx, v	0,953
r, v	2,5%

Tabla 61. Parámetros de los ingresos normalizados (25 €/MWh) de la alternativa 2. Fuente: Elaboración propia

<i>Ingresos normalizados (88,6 €/MWh)</i>		
Tv	88,60	€/MWh
E	3259,86	MWh/año
fsigma, v	14,27	
kx, v	0,953	
r, v	2,5%	

Tabla 62. Parámetros de los ingresos normalizados (88,6 €/MWh) de la alternativa 2. Fuente: Elaboración propia

### **Alternativa 3. Upgrading a biometano**

<i>Upgrading</i>		
Coste A&E	24,1	€/MWh
Coste Inyección	23,8	€/MWh
E	3482,71	MWh/año
Coste A&E	83.933,39	€/año
Coste Inyección	82.888,57	€/año
Coste upgrading	166.821,96	
Coste upgrading con subv.	150.139,77	
Coste O&M	8.341,10	€/año

Tabla 63. Parámetros de viabilidad económica del sistema de upgrading de la alternativa 3. Fuente: Elaboración propia

<i>Emisiones de CO<sub>2</sub></i>		
E inyectada	3482,71	MWh/año
E inyectada	3482713,2	kWh/año
Q GN	321580,16	Nm <sup>3</sup> /año
d GN	0,657	kg/m <sup>3</sup>
m GN	105639,08	kg/año
m CO <sub>2</sub> eq	2640977,11	Kgco <sub>2</sub> /año
m CO <sub>2</sub> eq	2640,97	tonco <sub>2</sub> /año

Tabla 64. Parámetros de viabilidad económica de las emisiones de CO<sub>2</sub> de la alternativa 3. Fuente: Elaboración propia

CAPEX		
INV	544,77	€
fa	0,0897	
i	7,5%	
N	25	Años

Tabla 65. Parámetros del CAPEX de la alternativa 3. Fuente: Elaboración propia

OPEX		
Coste O&M	17.411,58	€
f <sub>sigma</sub> , O&M	14,27	
k <sub>x</sub> , O&M	0,953	
r, O&M	2,5%	
Coste biogás	108.845,80	€
f <sub>sigma</sub> , biogás	14,27	
k <sub>x</sub> , biogás	0,953	
r, biogás	2,5%	
Coste CO <sub>2</sub>	- 228.919,90	€
f <sub>sigma</sub> , CO <sub>2</sub>	26,57	
k <sub>x</sub> , CO <sub>2</sub>	1,005	
r, CO <sub>2</sub>	8,0%	
Coste upgrading	150.139,77	€
F <sub>sigma</sub> , upgrading	14,27	
k <sub>x</sub> , upgrading	0,953	
r, upgrading	2,5%	

Tabla 66. Parámetros del OPEX de la alternativa 3. Fuente: Elaboración propia

Ingresos normalizados (25 €/MWh)		
T <sub>v</sub>	25,00	€/MWh
E	3482,71	MWh/año
f <sub>sigma</sub> , v	14,27	
k <sub>x</sub> , v	0,953	
r, v	2,5%	

Tabla 67. Parámetros de los ingresos normalizados (25 €/MWh) de la alternativa 3. Fuente: Elaboración propia

<i>Ingresos normalizados (88,6 €/MWh)</i>		
Tv	88,60	€/MWh
E	3482,71	MWh/año
f $\sigma$ , v	14,27	
kx, v	0,953	
r, v	2,5%	

*Tabla 68. Parámetros de los ingresos normalizados (88,6 €/MWh) de la alternativa 3. Fuente: Elaboración propia*