



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Máster en Ingeniería Industrial

MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**Evaluación de la utilización de biometano obtenido mediante
upgrading a partir de biogás de la EDAR y el CTR de Valladolid como
combustible en los autobuses urbanos**

Autor: D. Rodrigo del Pino Gutiérrez

Tutor: D. Miriam Reyes Serrano

Valladolid, Mayo, 2022



RESUMEN

En el presente TFM se ha realizado un estudio sobre la integración y utilización de biogás obtenido de la Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR) y de Centro de Tratamiento de Residuos Urbanos (CTR) de Valladolid como combustible en los autobuses urbanos de la ciudad. Para ello, se ha tratado de seleccionar la técnica de upgrading óptima para la generación de biometano partiendo del biogás excedente de estas dos plantas. Una vez elegida la tecnología apropiada, WS (Water Scrubbing), y determinada la cantidad de biometano excedente, se propone la sustitución de autobuses de aquellas líneas con vehículos más antiguos (Diésel Euro III y Euro IV), con el objetivo de reducir las emisiones contaminantes a la atmósfera y el consumo de los mismos. Mediante la sustitución de un total de 32 autobuses urbanos se consigue reducir las emisiones contaminantes más nocivas dentro de un entorno urbano (CO y NOx) y del mismo modo el consumo de estos combustibles. Finalmente, se realiza un estudio del ahorro económico asociado a la disminución del consumo de combustible diésel Euro III y Euro IV.

ABSTRACT

In this TFM, it has been studied about the integration and use of biogas obtained from Wastewater Treatment Plant (WWTP) and the Urban Waste Treatment Center (CTR) of Valladolid as fuel in the city's urban buses. For this, an attempt has been made to select the best upgrading technique for generation of biomethane starting from the surplus biogas of these two plants. Once the appropriate technology, WS (Water Scrubbing), has been chosen, and the amount of excess biomethane determined, it is proposed to replace the buses on those lines with the older vehicles (Diesel Euro III and Diesel Euro IV), with the aim of reducing emissions pollutants into atmosphere and their consumption. By replacing a total of 32 buses, it is possible to reduce the most harmful polluting emissions within an urban environment (CO and NOx) and in the same way the consumption of these fuels. Finally, it has been done a economic study of the economic saving associated with the decrease in the consumption of diesel Euro III and Euro IV.





INDICE

| | |
|--|----|
| 1. INTRODUCCIÓN | 7 |
| 1.1. Antecedentes y justificación | 7 |
| 1.2. Objetivos | 7 |
| 1.3. Alcance y desarrollo..... | 8 |
| 2. CONCEPTO DE BIOGAS | 9 |
| 2.1. Técnicas de upgrading | 10 |
| 2.1.1. Tecnologías de eliminación de CO ₂ | 10 |
| 2.1.2. Tecnologías de utilización de CO ₂ | 17 |
| 3. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y ENERGÉTICA | 21 |
| 3.1. Análisis Inicial | 21 |
| 3.2. Análisis energético y exergético..... | 21 |
| 3.3. Análisis económico | 24 |
| 3.4. Costes de Inversión..... | 26 |
| 4. PUNTO DE PARTIDA | 33 |
| 4.1. Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR) | 33 |
| 4.2. Centro de Tratamiento de Residuos (CTR)..... | 34 |
| 4.3. AUVASA..... | 36 |
| 5. PROCESO DE UPGRADING | 39 |
| 5.1. Biometano disponible | 39 |
| 5.1.1. Balance de energía EDAR | 40 |
| 5.1.2. Balance de energía CTR | 42 |
| 6. DISTRIBUCIÓN Y SUMINISTRO | 45 |
| 6.1. Transporte vía licuefacción | 45 |
| 6.2. Transporte por medio de gaseoductos | 46 |
| 6.3. Gas Natural Comprimido (GNC) y compresión del biometano | 47 |
| 7. LINEAS Y VEHÍCULOS PARA EL TRANSPORTE URBANO | 51 |
| 7.1. Inventario de Emisiones Contaminantes de la Agencia Europea del Medio Ambiente..... | 51 |
| 7.2. Características de la flota de autobuses urbanos de AUVASA..... | 52 |
| 7.3. Reestructuración en la flota de AUVASA de 2018 a 2020 | 57 |
| 7.4. Biometano excedente como combustible en la flota de autobuses | 59 |
| 7.5. Costes asociados en la reducción de consumo de combustible | 68 |
| 7.6. Costes asociados al proceso de upgrading elegido | 69 |
| 8. CONCLUSIONES | 73 |



9. BIBLIOGRAFÍA 75





1. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes y justificación

La contaminación atmosférica es sin duda una de las mayores problemáticas que afronta nuestra sociedad. La contaminación atmosférica consiste en la liberación de sustancias químicas y partículas en la atmósfera alterando su composición y suponiendo un riesgo para la salud de las personas y de los demás seres vivos. Los gases contaminantes del aire más comunes son el monóxido de carbono, el dióxido de azufre, los clorofluorocarbonos y los óxidos de nitrógeno producidos por la industria y por los gases producidos en la combustión de los vehículos. Los fotoquímicos como el ozono y el esmog se aumentan en el aire por los óxidos de nitrógeno e hidrocarburos y reaccionan a la luz solar. El material particulado o el polvo contaminante en el aire se mide por su tamaño en micrómetros, y es común en erupciones volcánicas.

Otro gran problema es el efecto invernadero, debido a la existencia de gases en la atmósfera que evitan el correcto desalojo por parte de la tierra de los rayos solares que inciden en su superficie, el principal causante del efecto invernadero es el CO₂.

Uno de los mayores productores de contaminación y efecto invernadero son los motores de combustión interna, ya sean diésel o gasolina.

A causa de esto, se ha obligado a los organismos a legislar y por tanto crear unas normativas cada vez más estrictas para con los motores de combustión interna; limitando la expulsión de gases de efecto invernadero y las emisiones contaminantes.

Por lo tanto, año a año los vehículos disponibles son cada vez más eficientes y limpios, aun así y como es lógico el parque automovilístico de nuestro país tiene una antigüedad importante.

Se aprovecha y se menciona también a los trabajos que han servido de antecedente para el trabajo “Simulación de consumos de combustibles y emisiones de autobuses urbanos de Valladolid mediante Copert 5” de D. Fernando Nieto Millán, “Estimación de las emisiones contaminantes y consumos de combustibles de los autobuses urbanos de Valladolid” de D. Jose Enrique Rodríguez Pérez, y finalmente “Integración de excedentes de energías renovables en la digestión de lodos de depuradora para la producción de biometano inyectable en red”, trabajo fin de grado realizado por mí en el año 2019.

1.2. Objetivos

El objetivo general del presente TFM es llevar a cabo un estudio de viabilidad de la introducción de biometano generado en la ciudad de Valladolid como combustible en la flota de autobuses urbanos de AUVASA, con objeto de reducir las emisiones contaminantes a la atmósfera, reduciendo costes de consumo de combustible, y convirtiendo a la ciudad de Valladolid, en una ciudad capaz de autoabastecerse energéticamente en lo que al transporte público se refiere.



Se han establecido los siguientes objetivos específicos:

- Estudiar el biometano disponible en los dos puntos de generación (EDAR y CTR)
- Analizar las diferentes técnicas de upgrading
- Recopilar la información necesaria referente a la flota actual de AUVASA
- Proponer las líneas de autobuses a sustituir con biometano como combustible
- Comparar y analizar los resultados en la reducción de emisiones y costes

1.3. Alcance y desarrollo

Para la consecución de los anteriores objetivos, se ha realizado el presente documento dividido en tres bloques que se describen a continuación:

Bloque 1: Capítulos 1 y 2. En ellos se analizan las diferentes técnicas de upgrading, las ventajas y desventajas de cada una de ellas, desde el punto de vista económico, energético y exergético.

Bloque 2: Capítulos 4, 5 y 6. En el capítulo 4, se analiza la situación actual de los dos puntos de generación de biogás de la ciudad de Valladolid (EDAR y CTR), así como la empresa de autobuses urbanos AUVASA. Por su parte, en el apartado 5, se realizan los balances de energía necesarios para determinar el biometano disponible y excedente en los procesos llevados a cabo en ambas plantas. Por último, en el capítulo 6, se tratan las diferentes opciones de distribución del biometano disponible.

Bloque 3: Capítulo 7. En el capítulo 7, se estudia las características de la flota de autobuses urbanos de AUVASA, analizando las diferentes líneas, tipos de combustible y kilómetros realizados. También se desarrolla la reestructuración de la flota de autobuses entre los años 2018 y 2020, así como el análisis de las líneas de autobús sustituidas con el biometano excedente. Finalmente, se presentan los resultados referentes a la reducción en la emisión de contaminantes y costes de combustible, gracias a la sustitución de estas líneas.

A final de documento, se presentan las conclusiones finales y la bibliografía utilizada para la realización del mismo.

2. CONCEPTO DE BIOGAS

Para avanzar en el desarrollo sostenible del planeta se deben utilizar los recursos energéticos de bajo impacto ambiental. Es por ello que existe un interés creciente por el proceso de digestión anaeróbica destinado a la producción de biogás y su posterior conversión a biometano.

El biogás producido por digestión anaeróbica es una importante fuente de energía renovable, no obstante, su alto contenido en CO_2 limita su utilización a principalmente generación de calor y electricidad. Con su conversión a biometano se consigue ampliar su potencial como combustible para vehículos o como sustituto del gas natural, mientras que contribuye a una menor concentración de GEI cuando se recolecta en un proceso cerrado y no emitido a la atmósfera.

Dependiendo de la naturaleza del sustrato y del pH del reactor, el biogás producido está compuesto por un 50-70% de metano (CH_4) y un 30-50% de dióxido de carbono (CO_2), con existencia de componentes menores como sulfuro de hidrógeno (H_2S), nitrógeno (N_2), oxígeno (O_2), siloxanos, compuestos orgánicos volátiles (COV), monóxido de carbono (CO) y amoníaco (NH_3).

Para su posterior conversión a biometano existen básicamente dos pasos involucrados: la limpieza (eliminación de componentes menores no deseados) y la mejora o upgrading (eliminación del contenido de CO_2).

Después de los procesos mencionados al producto final se le denomina biometano, el cual está compuesto por CH_4 (95-99%) y CO_2 (1-5%), sin rastro de H_2S . La limpieza del biogás generalmente se considera el primer paso para las aplicaciones de biogás y se trata de un proceso con gran demanda de energía. El segundo tratamiento denominado upgrading tiene como objetivo aumentar el bajo poder calorífico del biogás, y por lo tanto, convertirlo en un combustible estándar superior.

El biogás de alta pureza en CH_4 tiene las mismas propiedades que el gas natural (GN), especialmente en términos de poder calorífico, por lo que puede ser inyectado en la propia red de gas natural.

El rápido desarrollo de la industria del biogás y el crecimiento del uso de biometano como combustible en vehículos ha creado un período de gran desarrollo en tecnologías y plantas de mejora de biogás. Las plantas destinadas al biogás han aumentado en Europa un 51% en los últimos dos años pasando de 483 en 2018 a 729 en el año 2020 destacando países como Alemania con 232 plantas, seguida por Francia (131) y Reino Unido (80).

2.1. Técnicas de upgrading

En general, el biogás se puede mejorar utilizando medios físicos, químicos o biológicos, o como combinación de estos tres enfoques. La mejora física del biogás se basa en la eliminación del CO_2 , la mejora química se produce al reducir el CO_2 a CH_4 a través de la reacción de Sabatier, utilizando el H_2 como reductor, y por último la mejora biológica cubre las reacciones fotosintéticas o quimio autótrofas.

A continuación, se van a desarrollar y explicar las técnicas de upgrading más comunes en la actualidad.

2.1.1. Tecnologías de eliminación de CO_2

Las tecnologías de eliminación de CO_2 tienen como objetivo aumentar el poder calorífico específico del biogás por medio de la eliminación de componentes no deseados como CO_2 y H_2S .

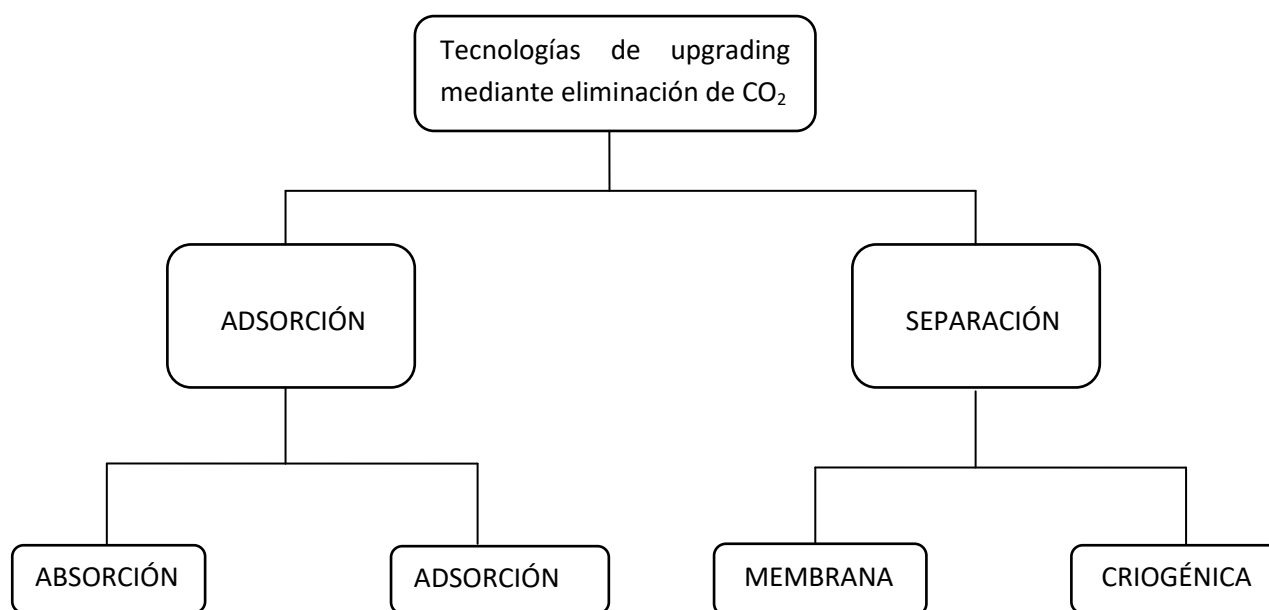


Figura 1. Esquema tecnologías de upgrading via eliminación de CO_2 (adaptada de [1])

El proceso de absorción se divide en dos categorías: lavado físico (physical scrubbing) y lavado químico (chemical scrubbing). Por su parte, el método de adsorción se realiza en un proceso conocido como adsorción por oscilación de presión (pressure swing adsorption). Finalmente, se explicarán los métodos de separación por membranas y criogénica.

Lavado Físico (Physical Scrubbing)

El principio de funcionamiento de la presente técnica de upgrading se basa en aprovechar la mayor solubilidad del dióxido de carbono (CO_2) frente al metano (CH_4) de acuerdo con la ley de Henry. El biogás crudo circula a través de una columna de absorción en contracorriente llena de material de relleno para favorecer la transferencia de masa. Gracias a este cruce de corrientes el agua es capaz de absorber el CO_2 aumentando así la concentración de CH_4 en el biogás. Los líquidos más utilizados en el proceso son el agua para llevar a cabo el lavado físico o el polietilenglicol (PEG) si se trata de lavado orgánico.

A parte de la columna de absorción, el sistema de upgrading también destaca por la presencia de un “flash tank” para recuperar las posibles trazas de metano durante el proceso y un taque de regeneración de agua/PEG con el fin de una reutilización en el proceso eliminando el CO_2 presente.

La técnica de lavado físico destaca por tratarse de un proceso simple, con bajos costes de operación y/o mantenimiento y con unos resultados que muestran una alta pureza de metano. Para su ejecución son necesarias grandes cantidades de agua y una alta demanda energética, incluido un calentamiento exterior.

Las principales características del proceso se resumen en la siguiente tabla:

| CARACTERÍSTICAS | AGUA | PEG |
|--|--------|-----------|
| Demanda de energía ($\text{€}/\text{m}^3$) | 0,25 | 0,32 |
| Pretratamiento | No | No |
| Presión de operación (MPa) | 0,4-1 | 0,4-0,8 |
| Presión de salida (MPa) | 0,7-1 | 0,13-0,75 |
| Temperatura ($^{\circ}\text{C}$) | 20-40 | 55-80 |
| Pérdidas de metano (%) | <2 | 2-4 |
| Pureza de metano (%) | 96-98 | 96-98 |
| Post Tratamiento | Secado | No |

Tabla 1. Características del proceso de lavado físico (adaptada de [1])

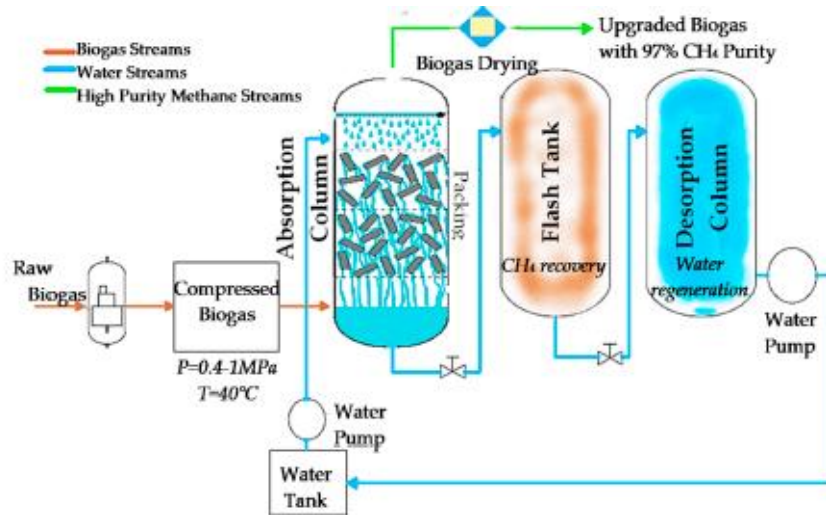


Figura 2. Diagrama de proceso: Physical Scrubbing [1]

Lavado Químico (Chemical Scrubbing)

En la técnica de lavado químico el biogás crudo circula a través de una columna de absorción en contracorriente con una solución química. El principio de funcionamiento consiste en aprovechar la mayor reactividad del CO₂ frente al CH₄, de esta forma la solución química será capaz de absorber el CO₂ del biogás aumentando el porcentaje de metano (CH₄) en la corriente de biogás de salida. Cabe destacar la importancia de la temperatura en el proceso debido a que la velocidad de reacción entre el CO₂ y la solución química será directamente proporcional a esta.

Dependiendo del tipo de solución utilizada se obtendrán diferentes purezas de CH₄. Las soluciones químicas más comunes son la dimetanolamina (DMEA) y monoetanolamina (MEA).

Las principales ventajas frente al proceso de lavado físico se encuentran en su velocidad, ya que se trata de un proceso mucho más rápido, y en la mayor cantidad de CO₂ disuelto por unidad de volumen. Mediante la utilización de esta técnica se consiguen obtener resultados de alta pureza en metano, siendo necesaria una alta demanda de energía y un pretratamiento previo.

Las principales características del proceso se resumen en la siguiente tabla:

| CARACTERÍSTICAS | Descripción |
|--|------------------|
| Demanda de energía (€/m ³) | 0,42 |
| Pretratamiento | H ₂ S |
| Presión de operación (MPa) | 0,1-0,2 |
| Presión de salida (MPa) | 0,4-0,5 |
| Temperatura (°C) | >180 |

| | |
|------------------------|-----|
| Pérdidas de metano (%) | <1 |
| Pureza de metano (%) | >99 |

Tabla 2. Características del proceso de lavado químico (adaptada de [1])

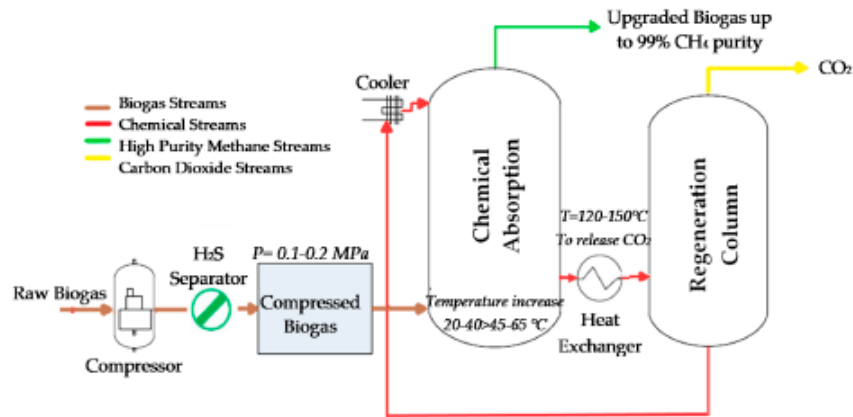


Figura 3. Diagrama de proceso: Chemical Scrubbing [1]

Adsorción por oscilación de presión (Pressure Swing Adsorption)

El proceso de adsorción por oscilación de presión tiene lugar en un tanque de adsorción múltiple con el objetivo de asegurar la continuidad del proceso. El principio de funcionamiento de esta técnica de upgrading basa su fundamento en las fuerzas de Van der Waals, de tal forma que al incrementar la presión en el interior del tanque se consigue aumentar la cantidad de CO₂ adsorbido.

El proceso consta de cuatro etapas que se lleva a cabo en cuatro columnas en serie, una primera etapa de adsorción, posteriormente una despresurización del gas acompañada de una desorción, para finalmente acabar el proceso con una presurización.

Dentro de esta técnica se pueden variar tres tipos de parámetros en el interior del tanque dando lugar a tres tipos de técnicas dependiendo cuál sea el parámetro a modificar. De esta manera existen tres técnicas de adsorción:

- Pressure Swing Adsorption (PSA) (Adsorción por oscilación de presión).
- Temperature Swing Adsorption (TSA) (Adsorción por oscilación de temperatura).
- Electrical Swing Adsorption (ESA) (Adsorción por oscilación eléctrica).

La técnica TSA consiste en incrementar la temperatura de manera constante junto con la presión para así regenerar el adsorbente, mientras que la técnica ESA utiliza un conductor eléctrico para introducir electricidad generando energía en el proceso.

Desde el punto de vista del material absorbente utilizado en este tipo de técnicas, los más comunes hoy en día son PSA (carbón o zeolitas), TSA (carbón cryogel microesferas o carbón xerogel microesferas) y ESA (carbón activo)

Se trata de un proceso complejo, siendo necesario un pretratamiento previo y la presencia de dos corrientes para mejorar la calidad del biogás obtenido. El biogás de salida es de alta calidad y las pérdidas de metano son pequeñas, sin presentar el uso de ningún componente químico.

Las características más importantes en el desarrollo de la presente técnica se resumen en la siguiente tabla:

| CARACTERÍSTICAS | Descripción |
|--|------------------|
| Demanda de energía (€/m ³) | 0,25 |
| Pretratamiento | H ₂ S |
| Presión de operación (MPa) | 0,4-1 |
| Presión de salida (MPa) | 0,4-0,5 |
| Temperatura (°C) | - |
| Pérdidas de metano (%) | <4 |
| Pureza de metano (%) | 96-98 |

Tabla 3. Características del proceso de PSA (adaptada de [1])

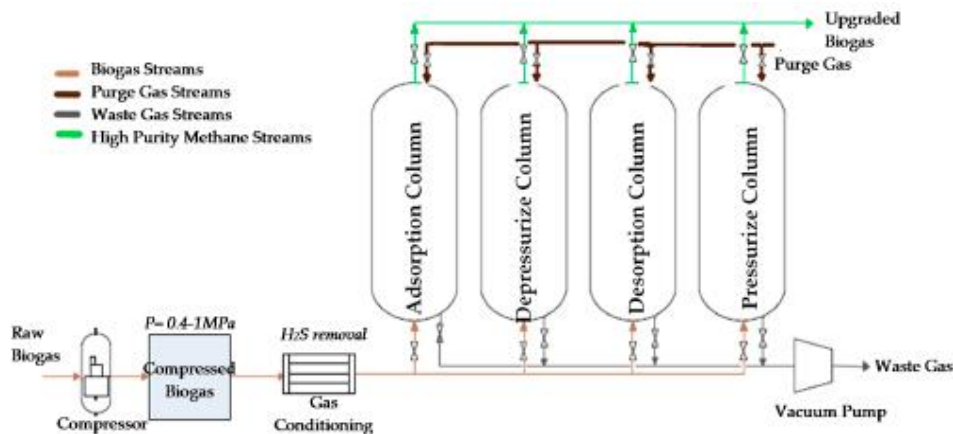


Figura 4. Diagrama de proceso: Pressure Swing Adsorption [1]

Separación por membrana

La técnica de upgrading conocida como separación por membrana consiste en la separación de los diferentes componentes que forman la corriente de biogás mediante la utilización de membranas como material permeable. Por este motivo, las propiedades de permeabilidad de la membrana utilizada son un factor crucial en el desarrollo del proceso. Ordenando de forma ascendente la permeabilidad de los diferentes compuestos que forman parte del biogás la lista sería la siguiente: CH₄, N₂, H₂S, CO₂ y H₂O.

Dentro del proceso de separación por membrana existen dos técnicas dependiendo del estado de las corrientes que se desean separar. De esta manera se puede hacer la siguiente clasificación:

- Separación gas-gas

En la separación gas-gas, el biogás es presurizado e inyectado en la membrana. En este proceso el H₂S y los vapores de aceite son los primeros en ser eliminados.

- Separación gas-líquido:

Por su parte, en la separación gas-líquido, las impurezas de los gases son absorbidas por los flujos de líquido que circulan a contracorriente.

Los tipos de membranas más utilizadas en este tipo de procesos están compuestos principalmente de polímeros orgánicos como poliamida o acetato de celulosa, aunque también existen membranas de materiales no polímeros como carbón, silicio, zeolita y metales orgánicos.

Las principales ventajas de esta técnica se encuentran en la sencillez del proceso y los bajos costes tanto de mantenimiento como en consumo de energía. También es importante destacar que con este método de upgrading no se llegan a alcanzar altas selectividades por lo que la pureza del metano obtenido es inferior frente a las otras técnicas estudiadas.

A continuación, se resumen las características a tener en cuenta en el proceso de separación por membrana:

| CARACTERÍSTICAS | Descripción |
|--|-------------|
| Demanda de energía (€/m ³) | 0,50 |
| Pretratamiento | Si |
| Presión de operación (MPa) | 0,5-0,8 |
| Presión de salida (MPa) | 0,4-0,6 |
| Temperatura (°C) | 10-20 |
| Pérdidas de metano (%) | <1 |
| Pureza de metano (%) | 92-96 |

Tabla 4. Características del proceso de separación por membrana (adaptada de [1])

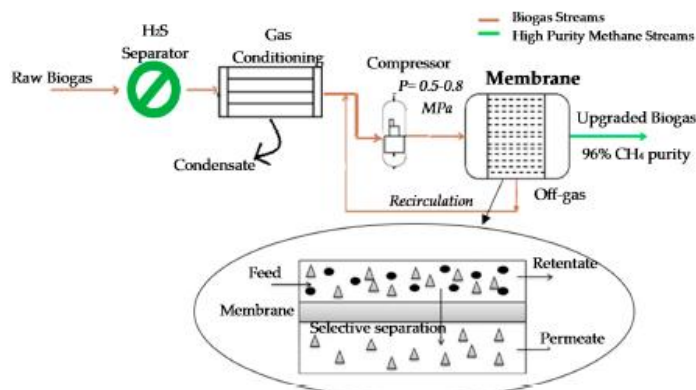


Figura 5. Diagrama de proceso: Membrane Separation [1]

Separación criogénica

El principio de funcionamiento de la separación criogénica aprovecha la diferencia entre el punto de ebullición del CO₂ y el de CH₄ para llevar a cabo la separación de ambos gases, ya que estos condensan a distintas presiones-temperaturas. La corriente de biometano obtenida de este proceso se genera a partir de un descenso gradual de la temperatura y por compresión del biogás. El producto final cumple con los requerimientos de calidad de Gas Natural Licuado (LNG). En caso de querer obtener biometano líquido (LBM) sería necesario un enfriamiento más profundo en el proceso de purificación (postratamiento).

El equipo para desarrollar esta técnica de upgrading está formado por un compresor, una turbina, un intercambiador de calor y un refrigerador.

El biometano generado tras el proceso de upgrading es de alta calidad, sin apenas pérdidas de metano, lo que posibilita la producción de Gas Natural Licuado con un pequeño aporte adicional de energía. Se trata de una técnica sin impacto ambiental, que aún se encuentra en investigación y con posibilidad de desarrollo.

Para resumir las principales características de la técnica de upgrading por separación criogénica se adjunta la siguiente tabla:

| CARACTERÍSTICAS | Descripción |
|--|------------------|
| Demanda de energía (€/m ³) | NA |
| Coste | Alto |
| Pretratamiento | H ₂ O |
| Presión de operación (MPa) | 1-8 |
| Presión de salida (MPa) | 0,8-1 |
| Temperatura (°C) | (-25) – (-100) |
| Pérdidas de metano (%) | <2 |
| Pureza de metano (%) | 97-98 |

Tabla 5. Características del proceso de separación criogénica (adaptada de [1])

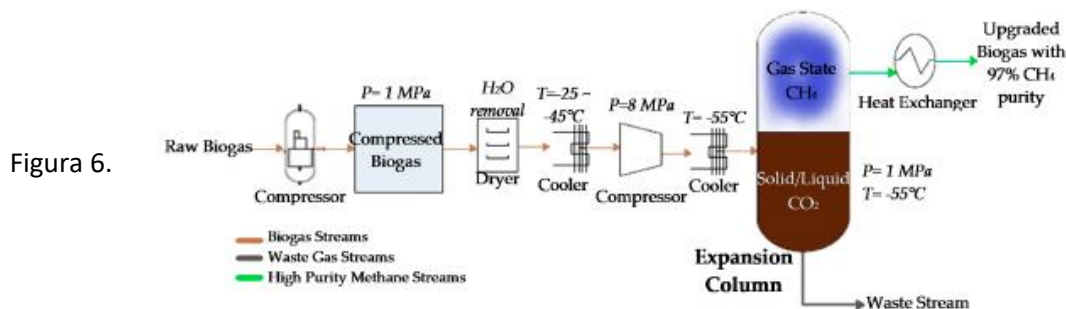


Diagrama de proceso: Cryogenic Separation [1]

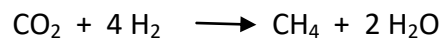
2.1.2. Tecnologías de utilización de CO₂

Proceso Químico

El uso de CO₂ como materia prima para la síntesis de productos químicos básicos y los combustibles tiene el potencial de ser beneficioso para la economía y el medioambiente. El principal desafío reside en lograr desarrollar una nueva tecnología que pueda reducir el uso de energía no renovable y las emisiones de GEI.

Este proceso se basa en la reacción de metanización, también llamada reacción de Sabatier. Se trata de una reacción entre CO₂ y H₂ para producir CH₄ y agua (H₂O).

Reacción de Sabatier: Proceso químico para convertir H₂ y CO₂ en CH₄. Este proceso requiere de altas temperaturas y presiones a la vez que la presencia de catalizadores específicos.



Aunque la reacción es entre CO₂ y H₂, existe la posibilidad de utilizar biogás directamente como materia prima para la metanización de CO₂, ya que el contenido de CH₄ en el biogás tiene poca influencia sobre la reacción a alta presión.

Dentro de estas técnicas se puede diferenciar entre mejoramiento del biogás in situ, el mejoramiento del biogás ex situ y el mejoramiento del biogás híbrido. En el caso in situ el H₂ es inyectado directamente en el reactor de biogás capturando el CO₂ producido de forma endógena, mientras que por el contrario en el proceso ex situ el H₂ se inyecta, junto con el biogás, en un reactor separado. Finalmente, el caso híbrido es una combinación de in situ y ex situ, donde una mejora inicial in situ da como resultado un pH aceptable para los procesos biológicos, mientras que la última mejora de pulido ocurre en un proceso ex situ. La mejora del biogás in situ puede integrar la biometanización y la mejora del biogás en el mismo reactor, siendo más fácil de operar y económicamente más factible, y por lo tanto tiene un enfoque más atractivo.

Proceso Biológico

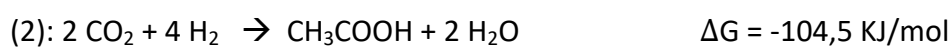
Este proceso se centra en la aptitud de los microorganismos para convertir el CO₂ en productos útiles. La fijación biológica de CO₂ es una solución sostenible para reducir el contenido de CO₂ en el biogás.



Uno de los métodos biológicos más importantes se basa en la utilización de H₂ para la conversión de CO₂ en CH₄ basado en la acción de metanógenos hidrogenotróficos dentro de la reacción de Sabatier vista anteriormente.

La fuente de H₂ es la hidrólisis del agua. Para garantizar que el método sea sostenible, la electricidad necesaria en el proceso de hidrólisis procederá de fuentes renovables, como la solar y la eólica.

La mejora biológica de biogás in situ utiliza la inyección de H₂ dentro de un reactor de biogás durante la digestión anaeróbica para hacerlo reaccionar con el CO₂, consiguiendo CH₄ por la acción de metanogénicos autóctonos (arqueas). Esto se puede operar a través de dos vías diferentes: metanogénesis hidrogenotrófica y Wood – Ljungdahl. La metanogénesis hidrogenotrófica realiza la conversión directa de CO₂ al CH₄ con la adición de H₂ como fuente de electrones, de acuerdo con la ecuación 1. Mientras tanto, la vía Wood-Ljungdahl convierte indirectamente el CO₂ en CH₄ a través de dos reacciones de acuerdo con las ecuaciones 2 y 3.



El CO₂ se convierte en ácido acetato con la ayuda de bacterias homoacetogénicas. Entonces el acetato ácido se transforma en CH₄ con la presencia de arqueas metanogénicas acetoclásticas. El hidrógeno (H₂) juega un papel crucial en todo el proceso de digestión anaeróbica, siendo muy importante controlar su concentración para asegurar el equilibrio de las reacciones bioquímicas.

El proceso se ilustra a continuación:

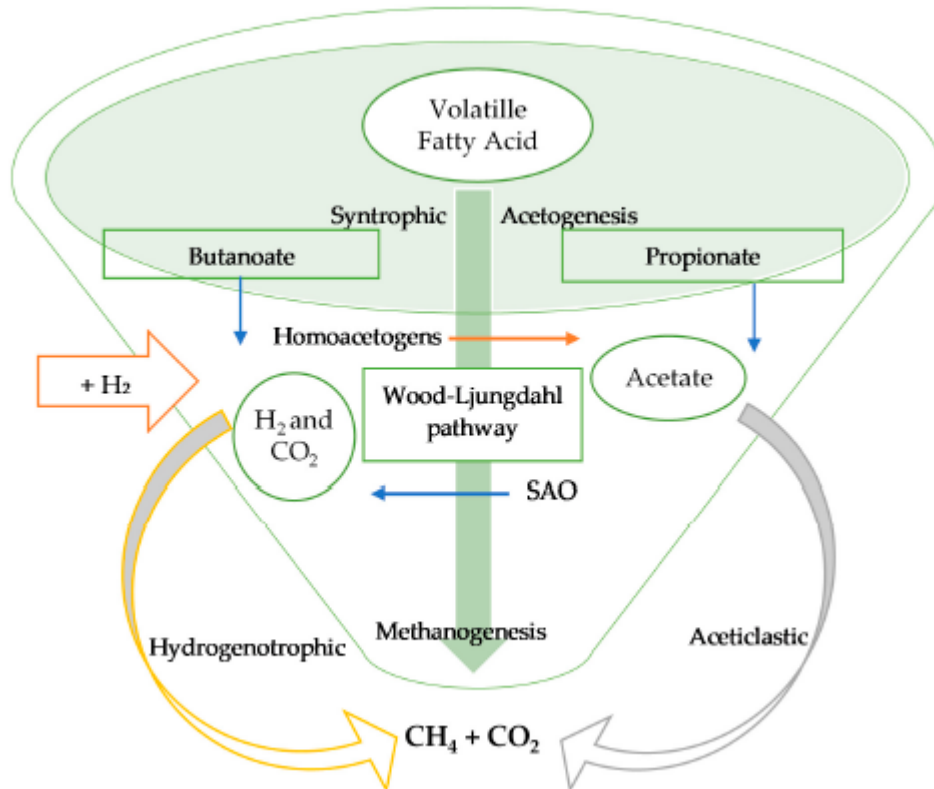


Figura 7. Metanogénesis asistida por hidrógeno [1]

Para concluir, el tipo de reactor más utilizado para desarrollar este proceso se denomina reactor continuo de tanque agitado (CSTR). El proceso está estrechamente relacionado con el nivel de pH en el reactor y el principal desafío reside en prevenir un valor de pH superior al 8,5 porque esto conduciría a la inhibición de la metanogénesis.



3. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y ENERGÉTICA

3.1. Análisis Inicial

En la actualidad existe un número notable de tecnologías de upgrading, en las cuales se están llevando a cabo grandes esfuerzos para mejorar la eficiencia y sostenibilidad de los procesos implicados en ellas.

La tecnología de separación criogénica permite separar hasta un 90% del dióxido de carbono del biogás, lo que también conduce a la separación de diversas impurezas, obteniendo una pureza del metano superior al 97%. La principal desventaja de esta tecnología está relacionada con los altos costes de inversión, si se compara con otros procesos de upgrading, aunque se trata una tecnología óptima en caso de licuar el biometano, ya que en este caso es necesaria una demanda de energía adicional.

Otra tecnología extendida es la adsorción (tanto en condiciones operativas constantes como variables). Ejemplo de ello es la adsorción por oscilación de presión y/o temperatura, mediante la utilización de materiales disolventes como carbones activos, zeolitas, etc.

El proceso de separación está basado en la separación por tamaño molecular y la adsorción selectiva, dependiendo de una serie de factores relacionados con las condiciones de operación y las características físico-químicas del disolvente. El mecanismo de adsorción es generalmente una combinación de selectividad termodinámica y cinética, y depende de las interacciones entre el CO₂ y la superficie del disolvente.

En general, esta tecnología se caracteriza por tener valores muy elevados de recuperación de metano (99%) y costes de operación reducidos debido a la posibilidad de regenerar el material absorbente. Las principales desventajas en caso de presión operativa, variable se encuentran en la dificultad del control del proceso y al posible aumento de la pérdida de metano como consecuencia de un mal funcionamiento de la válvula.

No obstante, las tecnologías más utilizadas son el lavado con agua (lavado físico) (WS = Water Scrubbing), lavado de amina (lavado químico) (AS = Amine Scrubbing) y la separación por membrana (MS = Membrane Separation).

3.2. Análisis energético y exergético

En el presente apartado se va a realizar un análisis energético y exergético de las tres tecnologías de upgrading más utilizadas en la actualidad.

Estos análisis representan una herramienta de gran utilidad que no solo va a permitir comparar las tecnologías de upgrading, sino que también posibilita llevar a cabo una optimización de los procesos, identificando las principales causas de ineficiencias en los mismos.

Todas las tecnologías de upgrading analizadas son capaces de alcanzar purezas de metano (CH_4) superiores al 96%. El mayor porcentaje (97,3%) lo alcanza la técnica de MS, seguido por WS (97%) y AS (96,2%). Por otra parte, respecto a la recuperación de metano, el proceso AS permite alcanzar un valor del 99,9%, siendo el más selectivo hacia el CO_2 , con respecto a las otras dos tecnologías. Esta recuperación de metano es un parámetro fundamental en el proceso, debido a que este gas es uno de los principales gases de efecto invernadero y una de las mayores causas del calentamiento global ya que la influencia del CH_4 es 21 veces superior a la que genera el CO_2 .

Las mayores pérdidas de metano las encontramos en el proceso MS (> 10%), seguido por WS y adsorción por oscilación de presión (2-5%) y finalmente AS (< 3%).

La exergía total del biometano obtenido, en todas las tecnologías, está constituida principalmente por exergía química, basada en la alta exergía química molar del metano. De hecho, la exergía específica del biogás depende en gran medida de la recuperación de CH_4 lograda a través del proceso de upgrading.

La contribución de la exergía física depende de la temperatura y presión del biometano obtenido: el biogás tratado está mayormente caracterizado por exergía física cuando la tecnología de upgrading utilizada era WS o MB, ya que se habían utilizado presiones de 10 bar, mientras que la exergía física disminuía drásticamente al tratarse de AS, cuando la presión de operación era de 1,5 bar.

La eficiencia exergética de las tres tecnologías fue siempre superior al 90%. Más concretamente, la tecnología más afectada por la mayor destrucción de exergía fue MS ($\eta = 90,8\%$), seguida de AS ($\eta = 91,1\%$) y finalmente por WS ($\eta = 94,5\%$) [2]

La primera tecnología (MS) se caracteriza por la menor recuperación de CH_4 y por tanto por la mayor pérdida de exergía como residuo (87,18 KW). Sin embargo, la mayor contribución de exergía destruida (225,17 KW) fue debido a las irreversibilidades del proceso a consecuencia de la presencia de intercambiadores de calor y compresores.

Análogamente, la tecnología AS presenta el valor más elevado (254,4 KW) de pérdidas por irreversibilidades en el proceso, principalmente asociadas a la caldera, condensador y a los intercambiadores de calor. El proceso de AS no tiene el rendimiento exergético más bajo, ya que puede hacer frente a estas irreversibilidades con una alta recuperación de metano, es decir, tiene bajas pérdidas de exergía como residuo (51,24 KW).

Por estos motivos, se deben realizar grandes esfuerzos para mejorar la eficiencia exergética de los procesos, principalmente tratando de buscar una minimización de residuos y el reciclaje de estos en las propias plantas. Para WS, la pérdida de exergía representa aproximadamente el 2,7% del flujo de exergía alimentado, por lo tanto, una posible mejora



podría obtenerse mediante su reciclaje. Resultados y consideraciones análogas se pueden hacer para el proceso MS, en el cuál la pérdida de exergía representa un 2,8% del flujo de exergía alimentado. Por el contrario, en el caso de la tecnología AS las pérdidas de exergía son tan solo del 1,6% del flujo alimentado, lo que implica que para este proceso las posibilidades de mejora por minimización/reciclaje de residuos son menores y que la destrucción de exergía es causada principalmente por las irreversibilidades presentes en el proceso de upgrading.

Otro punto que se debe tener en cuenta en el este análisis son los consumos de agua necesarios para realizar las diferentes tecnologías de upgrading. De esta manera, la tecnología WS requiere el mayor caudal de agua 100 t/h, así como el mayor caudal de compensación (1,01 t/h), mientras que el consumo de agua para la refrigeración interna es de 6,58 t/h. Por su parte, el proceso AS necesita de una menor cantidad de agua (4,87 t/h), un caudal de compensación de 25 t/h, pero a su vez necesita el mayor caudal de agua como servicio público (cerca de 103 t/h), debido a la gran cantidad de calor que es eliminado durante el proceso de regeneración del disolvente. Finalmente, en la tecnología MS el único consumo de agua se debe a la refrigeración interna del gas (12,6 t/h). [2]

Para realizar el análisis energético, se realiza el cálculo energético específico para cada una de las tres tecnologías, considerando la potencia total de las máquinas implicadas en el proceso y la potencia de compresión para llegar a alcanzar los 70 bar necesarios para poder inyectar el biometano producido en la red de gas natural.

Para WS la energía específica necesaria para realizar el proceso es de 0,37 KWh/m³, mientras que este valor se reduce a 0,104 KWh/m³ para la compresión del biometano de 10 a 70 bar considerando una doble etapa de compresión con una potencia total requerida de 30,45 KW. Por lo tanto, la energía específica total para la tecnología WS es de 0,474 KWh/m³. La energía específica para AS es menor (0,3 KWh/m³) que en el caso de WS, debido a que las presiones de operación están a condiciones casi atmosféricas y, por lo tanto, la potencia de compresión es menor que en el caso anterior.

Finalmente, la mayor energía específica la encontramos en el proceso MS (0,84 KWh/m³), debido a la presencia de cinco compresores para la recirculación del flujo de gases. La energía específica para la inyección de biometano en la red de gas natural es de 0,1 KWh/m³, y el valor total por lo tanto de 0,94 KWh/m³.

Para concluir el presente apartado, se puede realizar una comparación adicional de las tres tecnologías estudiadas (WS, AS y MS) basándose en la eficiencia en la separación de CO₂, calculada como la relación entre el CO₂ eliminado en el biometano con respecto al valor inicial en el biogás de entrada.

| Eficiencia en la separación de CO ₂ | | |
|--|--------|--------|
| AS | MS | WS |
| 99,9 % | 99,7 % | 99,4 % |

Tabla 6. Eficiencia en la separación de CO₂ [2]

3.3. Análisis económico

En el presente apartado se va a realizar un pequeño estudio de los costes del ciclo de vida de diferentes técnicas de upgrading. Los costes específicos durante el proceso de digestión anaerobia, compostaje y upgrading varían en función del tamaño de la planta (en general estos costes específicos decrecen al incrementar el tamaño).

A continuación, se van a analizar el NPV (Valor Presente Neto), TIR (Tasa Interna de Retorno), el PT (Periodo de Retorno) y el CFR (Reducción del Flujo de Caja) de diferentes técnicas de upgrading valorando diferentes tamaños de planta.

Para poder entender estos indicadores económicos, se realiza una pequeña explicación de los mismos.

NPV: Corresponde al valor presente de los flujos de caja netos originados por una inversión.

TIR: Se trata de la media geométrica de los rendimientos futuros esperados de una determinada inversión.

PT: Indica cuánto tiempo se va a tardar en recuperar una inversión realizada.

CFR: El flujo de caja es un informe en que se visualiza la diferencia entre los cobros y pagos de una empresa/inversión.

Las técnicas analizadas son:

HPWS: High Pressure Water Scrubbing (Lavado Físico)

AS: Amine Scrubbing (Proceso Biológico)

PCS: Potassium Carbonate Scrubbing (Lavado Químico)

PSA: Pressure Swing Adsorption (Adsorción por oscilación de presión)

MP: Membrane Permeation (Separación por membrana)

| | TAMAÑO (Nm ³ /h) | NPV (€/Nm ³) | TIR (%) | PT (años) | CFR (%) |
|------|-----------------------------|--------------------------|---------|-----------|---------|
| HPWS | 350 | 1.717 | 5.82 | 10 | 2.47 |
| | 500 | 3.034 | 9.83 | 8 | 2.33 |
| | 1000 | 5.042 | 18.36 | 5 | 2.15 |
| | 2000 | 6.510 | 28.69 | 3.5 | 2.04 |
| AS | 350 | 1.528 | 5.34 | 10 | 1.29 |
| | 500 | 2.899 | 9.45 | 8 | 1.22 |
| | 1000 | 4.978 | 18.15 | 5 | 1.12 |
| | 2000 | 6.487 | 28.68 | 3.5 | 1.06 |



| | | | | | |
|-----|------|-------|-------|-----|------|
| PCS | 350 | 1.620 | 5.60 | 10 | 1.64 |
| | 500 | 2.979 | 9.73 | 8 | 1.55 |
| | 1000 | 5.038 | 18.51 | 5 | 1.43 |
| | 2000 | 6.531 | 29.14 | 3.5 | 1.35 |
| PSA | 350 | 1.609 | 5.51 | 10 | 2.91 |
| | 500 | 2.941 | 9.49 | 8 | 2.75 |
| | 1000 | 4.974 | 17.94 | 5 | 2.53 |
| | 2000 | 6.462 | 28.13 | 3.5 | 2.39 |
| MP | 350 | 1.599 | 5.55 | 10 | 1.95 |
| | 500 | 2.920 | 9.55 | 8 | 1.84 |
| | 1000 | 4.942 | 17.98 | 5 | 1.70 |
| | 2000 | 6.427 | 28.10 | 3.5 | 1.60 |

Tabla 7. Análisis económico técnicas upgrading (adaptada de [3])

Se puede observar en los datos proporcionados que todas las técnicas analizadas son económicamente sostenibles para los diferentes tamaños de planta considerados. Todos los indicadores (VPN, TIR y PT) son similares para las técnicas estudiadas.

Como era de esperar, para tamaños más grandes los indicadores económicos mejoran, gracias a tener unos ingresos superiores por venta de biometano asociados a menores costes específicos.

Para comparar directamente las tecnologías de upgrading, sin incluir el proceso de DA y compostaje, y ver las posibles diferencias, se muestran los flujos de cajas (planta de 500 Nm³/h) considerando únicamente el proceso de upgrading. Las principales diferencias residen en las demandas de electricidad (EE) y calor (TE).

A continuación, se muestra una tabla con los datos más destacados. En la tabla 10, los costes específicos y los ingresos están expresados en (€/Nm³) y la contribución de estos costes en el proceso de upgrading en (%).

| Producción de biogas (DA y compostaje) | | | | | |
|---|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Costes | 0.588 | | | | |
| Ingresos | 0.792 | | | | |
| Proceso de Upgrading | | | | | |
| | HPWS | AS | PCS | PSA | MP |
| Energía Eléctrica | 0.042 (66.80%) | 0.021 (28.94%) | 0.033 (46.34%) | 0.035 (55.62%) | 0.045 (63.46%) |
| Inyección electricidad | 0.005 (7.34%) | 0.008 (10.54%) | 0.004 (5.79%) | 0.009 (13.81%) | 0.003 (4.11%) |
| Energía Térmica | 0 | 0.016 (21.98%) | 0.015 (20.36%) | 0 | 0 |
| Agua | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Carbón Activo | 0.01 (16.21%) | 0.01 (14.05%) | 0.01 (14.31%) | 0.01 (16.43%) | 0.01 (14.37%) |
| NaOH | 3.24E-05 (0.05%) | 3.24E-05 (0.04%) | 3.24E-05 (0.05%) | 3.24E-05 (0.05%) | 3.24E-05 (0.05%) |
| K ₂ CO ₃ solución | 0 | 0 | 1.71E-04 (0.24%) | 0 | 0 |
| Transporte de residuos | 9.26E-05 (0.15%) | 9.26E-05 (0.13%) | 9.26E-05 (0.13%) | 9.26E-05 (0.15%) | 9.26E-05 (0.13%) |
| Transporte agua residua | 1.76E-04 (0.28%) | 1.76E-04 (0.24%) | 1.76E-04 (0.25%) | 1.76E-04 (0.28%) | 1.76E-04 (0.25%) |
| Costes mantenimiento | 0.006 (9.17%) | 0.010 (14.39%) | 0.009 (12.53%) | 0.008 (13.65%) | 0.012 (17.63%) |
| Costes Totales Upgrading | 0.063 | 0.073 | 0.0071 | 0.062 | 0.071 |
| Ingresos Biometano | 0.448 | 0.456 | 0.456 | 0.443 | 0.452 |
| Producción de biogas + Proceso de Upgrading | | | | | |
| | HPWS | AS | PCS | PSA | MP |
| Costes Totales | 0.651 | 0.660 | 0.659 | 0.650 | 0.659 |
| Ingresos Totales | 1.239 | 1.248 | 1.248 | 1.235 | 1.244 |
| Flujo de Caja Neto | 0.588 | 0.587 | 0.589 | 0.585 | 0.585 |

Tabla 8. Costes específicos de las técnicas de upgrading (adaptada de [3])

3.4. Costes de Inversión

WS (Water Scrubbing)

La tecnología de absorción con agua es una tecnología bastante madura, por lo que sus costes de inversión pueden suponerse estables, ya que se trata de una tecnología consolidada en la actualidad. En la Figura 8 se aprecia la variación de los costes de inversión para los sistemas de absorción con agua en función de la capacidad de la planta. Estos valores están referidos a plantas diseñadas para una capacidad específica, sin posibilidad de futuras expansiones. Los sistemas de limpieza de gases, el sistema de recuperación de calor y el tratamiento posterior del biometano no están incluidos en los costes indicados. [4]

La disponibilidad de estas plantas está garantizada para un 96%, pero se pueden conseguir valores más altos si se incurren en costes adicionales para conseguir la redundancia de equipos claves, tales como compresores y bombas.

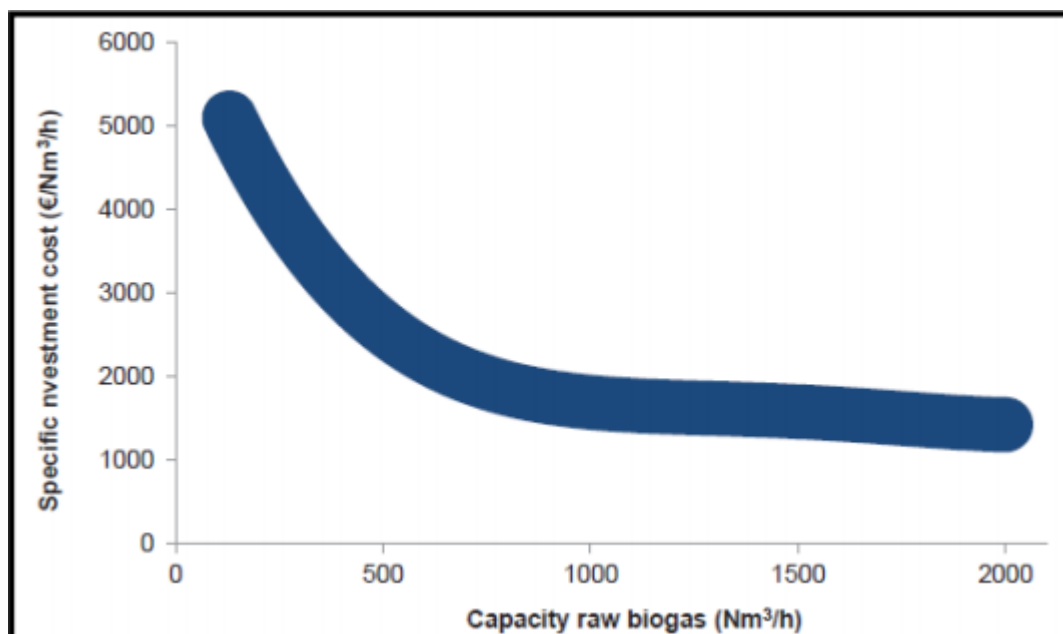


Figura 8. Variación de los costes de inversión específicos en relación a la capacidad de los sistemas de absorción con agua [4]

En el lavado con agua se consumen pocos recursos. Por supuesto, el más importante es el agua que necesita ser reemplazada para prevenir la acumulación de compuestos indeseados procedentes del biogás, así como para evitar el decremento del pH provocado por la oxidación del H_2S . El volumen de agua necesaria varía según las diferentes tamaños y condiciones de operación, pero se puede establecer un consumo medio de $0,5-5 m^3$ /día de agua. Además, también se requiere aceite para los compresores y pequeños volúmenes de agentes antiespumantes. Los costes de mantenimiento anuales del sistema de absorción con agua son aproximadamente el 2-3% del coste de inversión. El consumo de energía de este sistema de valorización de biogás presenta tres fuentes principales: el compresor, la bomba para impulsar el agua y la máquina de enfriamiento. La cantidad de energía que consumen estos equipos depende de las propiedades del biogás que se pretende valorizar, del diseño del sistema de absorción y de las condiciones ambientales. La energía necesaria para la compresión se sitúa en torno a $0,1-0,15 kWh/Nm^3$ para conseguir presiones de 6-8 bar. La energía necesaria para el bombeo depende del volumen de agua, la presión que se quiere dar al agua y la eficiencia de la bomba. Por término medio, la energía necesaria para que la bomba impulse el agua es de unos $0,05-0,1 kWh/Nm^3$ en las condiciones de diseño. La energía necesaria para enfriar el agua del proceso y el gas comprimido depende de varios factores tales como el clima de la zona y del diseño del sistema de absorción. La energía consumida por la máquina de enfriamiento es alrededor de $0,01-0,05 kWh/Nm^3$ de biogás.

PSA (Pressure Swing Adsorption)

Los datos indican que el coste de la inversión para un sistema de adsorción PSA con una capacidad de $500 Nm^3/h$ se sitúa en torno a 1,1-1,44 millones de euros. El coste de inversión específico decrece con el incremento de la capacidad de producción si bien, este coste está enormemente influenciado por varios factores de diseño, como son la composición del biogás que se trate, las especificaciones del biometano que se precisa obtener y la calidad de los materiales de la unidad de adsorción.

En la Figura 9 puede verse una gráfica que indica la relación entre el coste de inversión específico frente a la capacidad del sistema de adsorción PSA [4]. En cuanto a los recursos que demanda una unidad de adsorción PSA, estos no son muy numerosos, lo que la hace adecuada para muchos procesos. Esta tecnología es seca, es decir, no consume agua y ni tampoco produce residuos acuosos. Asimismo, el proceso tampoco requiere aporte de calor alguno, si bien la demanda eléctrica del proceso es importante debido a que el sistema PSA requiere la compresión del biogás. Además, puede ser necesario un condensador para eliminar la humedad del gas y para enfriar el gas tras la compresión en el caso de que no se pueda enfriar mediante agua. Según indican los productores de sistemas PSA, el consumo de electricidad de una unidad de PSA dedicada a la valorización del biogás es de 0,15-0,3 kWh/Nm³ de biogás tratado. En otros casos se exponen consumos eléctricos similares, divididos en 0,2 kWh/Nm³ de biogás más un 0,17 kWh/Nm³ para el secado y la compresión final del gas. El empleo de un filtro con carbón activado para separar el H₂S antes del sistema de PSA incluirá un consumo de carbón activado para esta separación, siendo esta demanda bastante limitada. El mantenimiento de una unidad PSA se suele realizar dos veces al año, según indiquen los fabricantes.

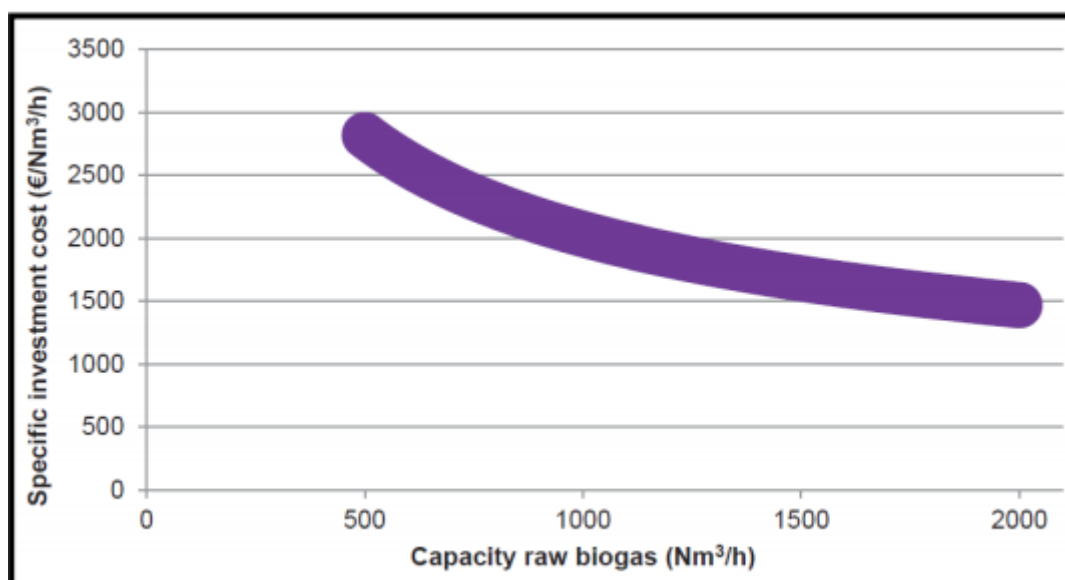


Figura 9. Coste de inversión específico frente a la capacidad del sistema PSA [4]

AS (Amine Scrubbing)

La absorción química con aminas es una de las técnicas de valorización de biogás más empleadas en la actualidad. En Europa, Suecia y Alemania son los principales países que tienen plantas de valorización de biogás con esta técnica de upgrading.

En cuanto a los consumos, para la presente técnica se requiere el empleo de agua, electricidad y algunos compuestos químicos. El consumo de agua se sitúa en 0,00003 m³/Nm³ de biogás. El consumo de electricidad depende ligeramente de nivel al cuál estén trabajando las diferentes unidades. Con el consumo más bajo a la máxima carga, de 0,12 kWh/Nm³/h, y el consumo más alto a la carga más baja, de 0,14 kWh/Nm³/h. Además, la columna de desorción requiere calor para regenerar las aminas, cuyo consumo es de aproximadamente 0,55 kWh/Nm³/h de biogás. Con respecto a otros compuestos químicos,

como antiespumantes o aminas para reposición, el consumo de estos es de $0,00003 \text{ kg/Nm}^3$ de biogás.

En relación con los costes de inversión, existen variaciones según el tamaño, habiendo diferencias entre los sistemas más pequeños y los más grandes. En el coste de inversión la valorización del biogás incluye el transporte, la puesta en marcha, el sistema de recuperación de calor, el análisis de los equipos y una disponibilidad superior al 96%. En la Figura 10 se puede ver la evolución del coste de inversión específico en función de la capacidad de la planta.

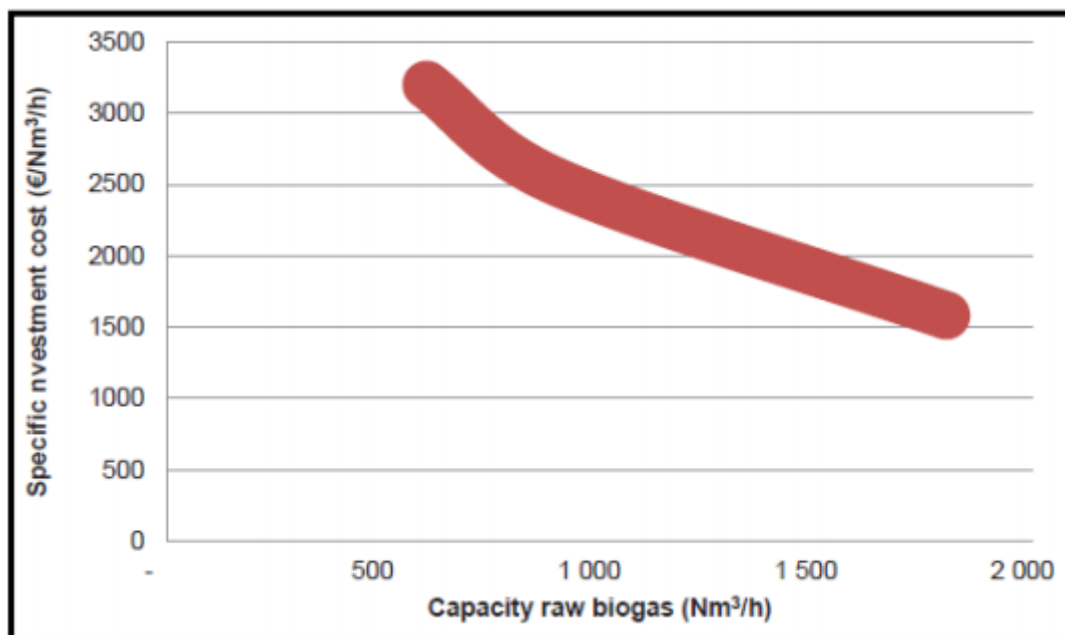


Figura 10. Relación entre el coste de inversión específico y la capacidad de un sistema de valorización de biogás que emplea la absorción química con aminas [4]

MP (Membrane Separation)

En la Figura 11 se muestra de forma aproximada la relación entre el coste de inversión específico frente a la capacidad de un sistema de separación mediante membranas. El coste de inversión depende en gran medida del diseño de la planta. Los valores indicados en esta figura están referidos a plantas que han sido diseñadas para tratar una capacidad determinada de biogás, sin que puedan expandirse para incrementar su capacidad. Tampoco su incluye en coste de la limpieza del biogás, únicamente está incluida el sistema de valorización del biogás mediante membranas. [4].

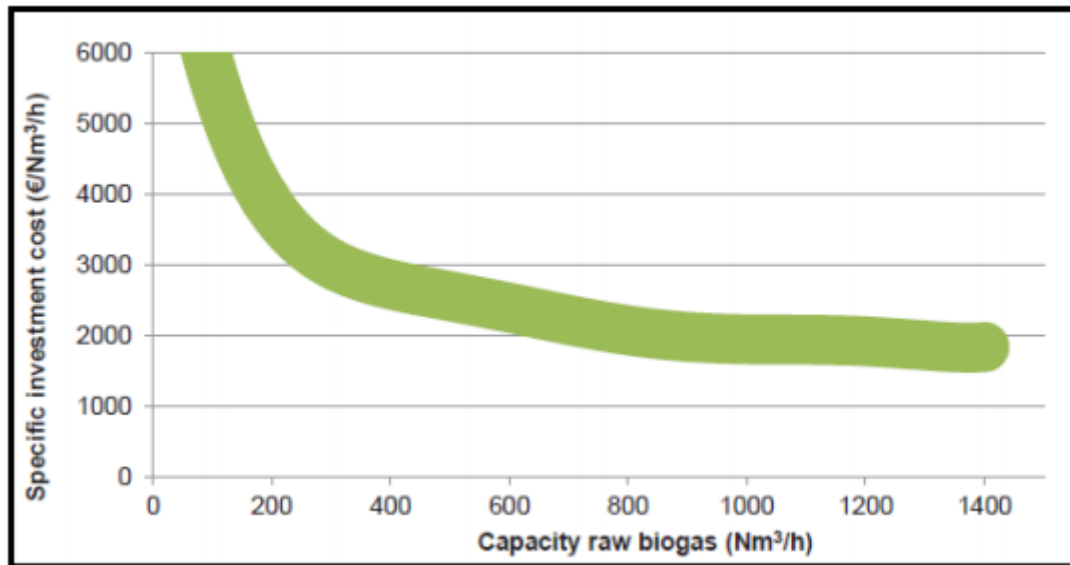


Figura 11. Relación entre el coste de inversión específico y la capacidad de las membranas [4]

La disponibilidad de una unidad de valorización está garantizada por encima del 95%. En algunas plantas que operan con membranas la disponibilidad puede situarse por encima del 98%. Si se quiere una disponibilidad mayor, siempre puede lograrse por medio de equipos redundantes, lo cual aumentará los costes de inversión.

Los contratos de los servicios ofrecidos por los distintos fabricantes normalmente incluyen un sobrecoste de un 3-4% por encima del coste de inversión, pero incluyen la reparación o la sustitución de las membranas con mal funcionamiento. En cuanto a los consumibles que se utilizan en un sistema de separación con membranas, son pocos. Se suele utilizar aceite para la compresión y carbón activado para la eliminación del H_2S . También es importante considerar costes de mantenimiento para las etapas previas de pretratamiento.

El tiempo de vida estimado de las membranas están en torno a los 5-10 años.

En cuanto al consumo de energía de una unidad de separación con membranas está principalmente determinado por el consumo de energía del compresor. Este consumo de energía es independiente de la composición del biogás. Según datos de los fabricantes, los sistemas de separación con membranas tienen un consumo eléctrico de 0,2- 0,3 kWh/Nm³/h de biogás. Esta demanda es válida para la mayoría de las aplicaciones e independiente del tamaño de las membranas.

El consumo de energía para una aplicación específica depende de varios parámetros como son las pérdidas de metano, la pureza de CH_4 del biometano producido, el área de membrana instalada y la presión que se aplique a la membrana. Si se requiere una alta concentración de metano, se precisará de mayor área de membrana y/o de una mayor presión. Además, si se permiten pérdidas de metano más altas, se podrá recircular menos biogás, por lo que el consumo de energía del compresor disminuirá. Por último, el área de la membrana determina la presión que se aplicará para valorizar un determinado volumen de biogás. Si la membrana es más grande, se podrá utilizar una presión menor debido a que el flujo de gas es menor.

CP (Cryogenic Separation)

La técnica de separación criogénica de valorización de biogás es una técnica que todavía se encuentra en desarrollo, lo que significa que existe una cantidad muy limitada de datos disponibles en la literatura.

En la actualidad existen muy pocas plantas de valorización de biogás en el mundo que empleen la tecnología de la separación criogénica, encontrándose la mayoría de ellas en fase experimental a escala piloto o en plantas de demostración. Los costes de inversión calculados les sitúan aproximadamente en 910.000 € anuales, mientras que el coste de mantenimiento asciende a unos 400.000 € anuales. Estos costes son valores indicativos ya que se trata de una técnica que está aún por desarrollar.

Teniendo en cuentas el estudio económico realizado, se ha elaborado la siguiente tabla con el objetivo de resumir los puntos más importantes a la hora de seleccionar la técnica de upgrading.

| Técnica de upgrading | % metano resultante | Caudal mínimo (Nm ³ /h) | Caudal máximo (Nm ³ /h) | Coste inversión (€/Nm ³ /h) | Coste mantenimient. (€/Nm ³ /h) | Costes totales (€/Nm ³ /h) | Ingresos biometano (€/Nm ³ /h) |
|----------------------|---------------------|------------------------------------|------------------------------------|--|--|---------------------------------------|---|
| WS | 97% | 100 | 2100 | 5400-1200 | 0,006 | 0,063 | 0,448 |
| PSA | 99% | 500 | 1800 | 3000-1300 | 0,008 | 0,062 | 0,443 |
| AS | 96,2% | 600 | 2000 | 3300-1400 | 0,010 | 0,073 | 0,456 |
| MP | 97,3% | 40 | 1500 | 6000-1800 | 0,012 | 0,071 | 0,452 |

Tabla 9. Tabla resumen de los principales aspectos económicos de las técnicas de upgrading

Teniendo en cuenta el caudal mínimo, y para que este valor no sea un aspecto límite, además de ser las dos técnicas más desarrolladas e implantadas en Europa en los últimos años, las opciones elegidas para el estudio son el lavado con agua (WS) y la separación por membranas (MP).



4. PUNTO DE PARTIDA

4.1. Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR)

Una Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR) puede definirse como el conjunto de instalaciones que tienen por objeto la reducción de la contaminación de las aguas residuales hasta límites aceptables para el cauce receptor. Para reducir la contaminación del agua se llevan a cabo una serie de procesos que podemos clasificar en: Pretratamiento, Tratamiento Primario, Tratamiento Secundario y Tratamiento Terciario

Además, otro objetivo tan importante como el anterior, es el de tratar los fangos producidos en los procesos de depuración del agua residual, a fin de conseguir un producto que cumpla con las condiciones exigidas para el destino que se les vaya a dar (vertedero, uso agrícola, compostaje, etc). Las limitaciones ambientales son cada vez mayores y la calidad exigida a los fangos también, lo que está suponiendo un aumento de la complejidad de los tratamientos de los fangos y de su coste, y una búsqueda de procesos de valorización que permitan la recuperación energética de los mismos.

La EDAR de Valladolid está situada en el Camino Viejo de Simancas y fue puesta en marcha en el año 1999 con una remodelación posterior en los años 2013-2014, con el fin de completar todas las fases de ciclo urbano del agua de nuestra ciudad. En estas instalaciones se reproducen los mismos procesos de autodepuración desarrollados en el río, pero de un modo intensivo para realizarlos a mayor velocidad y en un menor espacio. Se reduce drásticamente tanto la materia en suspensión que enturbiaría el agua, perjudicando los procesos de fotosíntesis y la respiración de los seres vivos del río, como la concentración de materia orgánica, que consumiría el oxígeno disuelto en el agua.

También se elimina buena parte del fósforo y del nitrógeno que servirían de nutrientes a las microalgas cuya proliferación disminuiría la biodiversidad en el río y su entorno.



Figura 12 y 13. EDAR Valladolid [25]

A continuación, se van a resumir los datos más relevantes proporcionados por la EDAR de Valladolid para la realización del presente trabajo.

La depuradora admite un caudal máximo de $3 \text{ m}^3/\text{s}$, correspondiente a una carga orgánica de 570.000 habitantes.

| | |
|---------------------|-------------------------------|
| Caudal entrada EDAR | 132.623 m^3/d |
| Caudal salida EDAR | 130.346 m^3/d |

Línea de gas

| | |
|------------------------------------|---|
| Producción de biogás | 8.400 m^3/d |
| CH₄ en el biogás | 64 % |

4.2. Centro de Tratamiento de Residuos (CTR)

El complejo ambiental que trata los residuos generados en la provincia de Valladolid se compone básicamente de dos instalaciones diferenciadas: el Centro de Tratamiento de Residuos (C.T.R.) y el depósito de rechazos. Se ubica en el extremo oeste del término municipal de Valladolid, junto a los límites de los términos municipales de Zaratán y Villanubla, en el denominado Paraje de Valdecarros.

Toda la instalación es propiedad del Ayuntamiento de Valladolid. En ella son tratados todos los residuos domésticos generados en el 100% de los municipios de la provincia de Valladolid. De este modo la población a la que da servicio la instalación asciende a unos 500.000 habitantes. El centro de tratamiento de residuos de Valladolid fue inaugurado en Enero del año 2002, pero no fue hasta Abril cuando comenzó el periodo de explotación.



Figura 14 y 15. CTR de Valladolid [24]

La tipología de los sistemas de recogida implantados, que difiere entre la capital y los municipios de la provincia, hace que, en el momento actual, a la planta lleguen diferentes tipos de residuos, que son tratados de forma diferenciada:

- Materia orgánica procedente de recogida selectiva en el municipio de Valladolid.
- Fracción resto procedente del municipio de Valladolid.
- Residuos de envases procedentes de recogida selectiva en los municipios de la provincia.
- Fracción resto (incluida materia orgánica) procedente de los municipios de la provincia.
- Residuos procedentes de podas y siegas
- Enseres voluminosos domésticos.
- Otros

Los procesos llevados a cabo en CTR se pueden englobar en: Tratamientos Primarios, Tratamientos Biológicos y Tratamientos Lixiviados.

A continuación, se muestran una serie de datos de interés proporcionados por el CTR de Valladolid para la realización del presente trabajo.

El biogás generado en los procesos realizados en el CTR es aprovechado en un motor de cogeneración de 625 KW de potencia eléctrica. Para reducir la concentración de H₂S en el biogás el CTR dispone de un filtro biológico.

Prácticamente todo el porcentaje del biogás que no es metano (CH₄) es dióxido de carbono (CO₂), con pequeñas trazas de N₂ y O₂ que no son medidas debido a que se trata de un porcentaje despreciable frente a los otros dos.

Resumen del biogás generado durante los últimos años en el CTR de Valladolid

| AÑO | RESIDUO ENTRADA AL DIGESTOR | m3 BIOGAS PRODUCIDO | Nm3 BIOGAS PRODUCIDO | KWh PRODUCIDOS | %CH4 PRODUCCIÓN | %CH4 UTILIZACIÓN | H2S (ppm) PRODUCCIÓN | H2S (ppm) UTILIZACIÓN |
|------|-----------------------------|---------------------|----------------------|----------------|-----------------|------------------|----------------------|-----------------------|
| 2015 | 3854,03 Tm | 531.951 | 461.077 | 784.635 | 64,85 | 60,34 | 2.379 | 120,83 |
| 2016 | 7232,02 Tm | 1.180.486 | 1.015.569 | 1.211.860 | 68,11 | 62,81 | 2.558 | 402,41 |
| 2017 | 8199,34 Tm | 1.317.792 | 1.133.693 | 1.301.307 | 68,44 | 63,15 | 2.292 | 462,5 |
| 2018 | 8306,04 Tm | 1.349.518 | 1.160.987 | 1.576.011 | 61,26 | 54,11 | 1.834 | 414,59 |
| 2019 | 5906,94 Tm | 1.023.576 | 880.580 | 1.295.306 | 58,42 | 52,37 | 1.683 | 383,1 |

Tabla 10. Resumen biogás obtenido en el CTR de Valladolid

Por lo tanto, en el CTR se genera un caudal de biogás 2500 m³/d con una composición de metano de 64,2 % CH₄. El resto del porcentaje se puede considerar que es CO₂.

Este biogás, actualmente se utiliza para alimentar un motor generador de 625 kW.

En el centro de tratamientos de residuos no se dispone de ningún sistema de upgrading, lo que hace necesario que este biogás sea procesado mediante algunas de las técnicas de upgrading descritas en el presente TFM.

4.3. AUVASA

La Sociedad de Autobuses Urbanos de Valladolid (AUVASA) fue constituida en junio de 1982, con las instalaciones en el Camino Viejo de Simancas y una flota de 67 autobuses. En octubre de 1983 se inauguraron las actuales instalaciones del Polígono de Argales, aumentando la flota hasta los 87 autobuses.

Desde entonces la actividad de AUVASA no ha dejado de crecer como respuesta a las necesidades de los ciudadanos de Valladolid, contando en 2020 con una flota de 150 vehículos.

Uno de los principales pilares de AUVASA es el respeto del medioambiente. Es por ello que siguen los siguientes principios:

- Realizar sus servicios y actividades siendo respetuosos con el medio ambiente, eficaces con el consumo de recursos, utilizando materiales reciclables, sin degradación medioambiental a lo largo del ciclo de vida de estos.
- Cumplimiento de la Legislación Medioambiental.
- Identificar y evaluar los aspectos medioambientales que se producen en el desarrollo de sus actividades.
- Objetivos y metas medioambientales para la mejora continua de protección medioambiental.
- Promover en los proveedores y subcontratistas los mismos principios de protección medioambiental.

Con motivo de la mejora continua en la protección medioambiental, en el año 2020 AUVASA inauguró la primera gasinera (Estación de Gas Natural Comprimido) en sus instalaciones. Esta nueva instalación tiene como objetivo prestar servicio a los nuevos autobuses de transporte urbano y vehículos del Servicio de Limpieza con la incorporación del Gas Natural Comprimido (GNC) como combustible en vehículos de la flota del Ayuntamiento de Valladolid reduciendo así las emisiones de gases generadas.

La nueva infraestructura se compone por: acometida de GN, ERM, dos compresores como posibilidad de aumentar en uno más, instalaciones mecánicas y eléctricas asociadas, almacenamiento auxiliar, tres equipos de repostado (surtidores) con opción de ampliación, así como la adecuación de cocheras y talleres existentes.

La carga de vehículos se completará a 200 bar de presión a una temperatura media de 15°C. La gestión del suministro será 100% teledirigida, reduciendo costes de operación y aumentando el control de maniobra del repostado y su seguimiento operacional.



Figura 16. Gasinera AUVASA [23]

Finalmente, y gracias a los datos proporcionados por AUVASA se resumen a continuación la flota actual de vehículos en el año 2021:

AUVASA cuenta con una flota de 150 vehículos, clasificándolos según su combustible:

- GASÓLEO (50 vehículos)
- GLP (75 vehículos)
- HÍBRIDO (18 vehículos)
- GNC (7 vehículos)



Figura 17. Ejemplos de autobuses pertenecientes a AUVASA [23]



5. PROCESO DE UPGRADING

Una vez estudiadas y analizadas las diferentes técnicas de upgrading existentes en la actualidad, y elegidas las dos óptimas (WS y MP) según las características de nuestros dos puntos de generación de biogás, se van a realizar los cálculos necesarios para obtener la cantidad de biometano disponible.

Antes de realizar los cálculos, es importante mencionar que parte del caudal de biogás generado en los procesos de degradación de materia tanto en la EDAR como en el CTR, es utilizado en las propias instalaciones para cubrir las necesidades energéticas de las mismas.

En el caso de la Estación Depuradora de Aguas Residuales, utiliza parte del caudal de biogás para generar energía eléctrica a través de unos motores y a su vez, emplea los gases de escape de los motores para el secado de los fangos que posteriormente serán utilizados como fertilizantes agrícolas y forestales. Por su parte, en el Centro de Tratamiento de Residuos, parte el biogás se utiliza para alimentar un motor generador de 625 KW.

5.1. Biometano disponible

En el presenta apartado se va a determinar el caudal de biometano disponible una vez realizado el proceso de upgrading. En los capítulos anteriores las dos técnicas elegidas para llevar a cabo el proceso de purificación de las corrientes de biogás fueron el lavado con agua (WS) y la separación por membranas (MP), es por ello que los cálculos se realizarán obteniendo un porcentaje de metano final del 97%, valor conseguido con las técnicas de WS y MP.

Las dos corrientes de biogás de las que disponemos son:

| | Caudal de biogás (m ³ /d) | CH ₄ (%) |
|-------|---|------------------------|
| EDAR | 8400 | 64 |
| CTR | 2500 | 64,2 |
| Total | 10900 | 64 |

Tabla 11. Biogás disponible en Valladolid

Con motivo de una simplificación de los cálculos se ha tomado la misma composición de metano en ambas corrientes (64%).

Para calcular la cantidad de biometano disponible, se van a realizar dos balances de energía a los dos puntos de generación de biogás (EDAR y CTR), para de esta manera conocer el caudal necesario para cubrir las necesidades energéticas de estas instalaciones.

La solución que se opta por llevar a cabo es la de instalar los procesos de upgrading en los mismos puntos de generación de biogás, y el motivo principal reside en que al realizar en estos centros la limpieza o purificación del biogás, ya se trabaja desde esos mismos lugares con la corriente de biometano generada gracias al upgrading y los poderes caloríficos de las corrientes de salida varían notablemente. Esto quiere decir que en vez de trabajar con una corriente de biogás con un poder calorífico de $6,25 \text{ kWh/m}^3$ (64% CH_4), se pasa a trabajar con la corriente de biometano con poder calorífico de 12 kWh/m^3 (97% CH_4). Gracias a este cambio, se necesitará mucho menos caudal de biometano para cubrir las necesidades energéticas de ambas plantas y los excedentes serán mayores para poder aprovecharlos cubriendo parte de la flota de autobuses de AUVASA.

5.1.1. Balance de energía EDAR

Al realizar el balance energético en la EDAR de Valladolid, tenemos como objeto mantener la temperatura óptima en el interior del tanque (digestor) para que el proceso de digestión anaerobia se realice de forma correcta a unos $35 \text{ }^\circ\text{C}$, calentando el fango fresco de entrada y tratando de cubrir las pérdidas producidas en las distintas zonas del biodigestor.

En el balance de energía al digestor, van a existir dos tipos de pérdidas, en primer lugar, las pérdidas de calor en el digestor, y unas segundas pérdidas en el calentamiento de los fangos entrantes, siendo estas las más significativas. Estas últimas pérdidas son mucho mayores que las primeras mencionadas, por lo que se va a realizar el estudio tratando únicamente estas últimas.

Pérdidas en el calentamiento de fangos

En este apartado se calculará las pérdidas de calor producidas al calentar el fango fresco. Para aumentar la temperatura de los fangos entrantes al digestor se necesita un calor aportado dado por la siguiente expresión:

$$\dot{Q} = \dot{m} * C_p * \Delta T$$

Ecuación 4. Cálculo del calor necesario en el calentamiento de fangos

Donde:

\dot{Q} : flujo de calor necesario para calentar el fango (kcal/h)

\dot{m} : flujo másico de fango que entra en el digestor (kg/h)

C_p : calor específico del fango (se considerará el del agua kcal/kg $^\circ\text{C}$)

ΔT : diferencia de temperaturas ($^\circ\text{C}$)



En este caso se consideran las siguientes temperaturas:

T1: temperatura del fango exterior (15 °C)

T2: temperatura interior del digestor (35 °C)

Calor específico del agua: $C_p = 1 \text{ kcal / kg}^\circ\text{C}$

También se conoce el caudal de fangos espesados generados en la EDAR de Valladolid: 900 m^3/d

Conversión del caudal de fangos espesados a kg/h:

$$900 \frac{\text{m}^3}{\text{d}} * \frac{1 \text{ d}}{24 \text{ h}} * \frac{1000 \text{ dm}^3}{1 \text{ m}^3} * \frac{1 \text{ L}}{1 \text{ dm}^3} * \frac{1 \text{ kg}}{1 \text{ L}} = 37.500 \text{ kg/h}$$

Sustituyendo finalmente en la ecuación 4: $\dot{Q} = \dot{m} * C_p * \Delta T$

$$\dot{Q} \text{ fangos} = 37.500 \text{ kg/h} * 1 \text{ kcal/kg }^\circ\text{C} * (35 - 15) (^\circ\text{C}) = 750 * 10^3 \text{ kcal/h}$$

Interesa tener el calor en kW, por lo que se transforma kcal/h a kW por medio de la siguiente relación: 1 kcal/h = 0,001163 kW

Por lo tanto, tendremos que:

$$\dot{Q} \text{ total calen. fangos} = 872 \text{ kW (Potencia calorífica a aportar en la EDAR)}$$

Una vez realizado el balance de energía, ya se conoce la potencia calorífica a aportar en las instalaciones de la EDAR, el siguiente paso es calcular el caudal de biometano necesario para cubrir esta necesidad energética.

Para ello se conoce el poder calorífico del biometano (12 kWh/ m^3) y el rendimiento del motor de cogeneración (55%).

$$\dot{Q} \text{ total calen. fangos} = 872 \text{ kW} = Q \text{ biometano (m}^3/\text{d}) * (1\text{d}/24\text{h}) * 12 \text{ kWh/m}^3 * 0,55$$
$$Q \text{ biometano} = 3170 \text{ m}^3/\text{d}$$

Despejando de la expresión anterior se obtiene que el caudal de biometano necesario para cubrir las demandas energéticas en el calentamiento de fangos en las instalaciones de la EDAR de Valladolid es de 3170 m^3/d . Esto quiere decir que parte del caudal de biometano generado en el proceso de upgrading permanecerá en las instalaciones para solventar las necesidades mencionadas.



5.1.2. Balance de energía CTR

En el Centro de Tratamiento de Residuos (CTR), el biogás generado, o en su defecto el biometano obtenido después del proceso de upgrading, es utilizado por el motor de gas, y allí aprovechado energéticamente.

El motor de cogeneración presente en el CTR, es un motor Otto de 4 tiempos, y cuyo modo de trabajo es carga con mezcla por turbocompresor de gases de escape. El rendimiento global de dicho motor es de 61%.

Normalmente la producción de electricidad diaria es la necesaria para dar servicio a la instalación de tratamiento de residuos (Tarsus). El motor se utiliza exclusivamente para este objeto, y funciona en servicio aislado. El horario de servicio del motor de gas es dictado, por tanto, por el ritmo de funcionamiento de la instalación de tratamiento. El motor presenta un autocontrol y es capaz de regular su rendimiento en función de las necesidades en cada momento.

Por otra parte, el biogás o biometano se puede utilizar también para el servicio de la caldera de emergencia (175 KW) cuando:

- La temperatura en el circuito de calefacción del digestor es demasiado baja, la caldera de emergencia arranca automáticamente.
- En caso de que esta caldera esté conectada al servicio de gas, envía al control de la instalación la señal “conectar ventilador de gas”

Este calor generado se almacena en el depósito de calefacción y, o bien se utiliza para la calefacción del digestor, o se emite al exterior a través del refrigerador de emergencia.

Una vez explicadas las necesidades existentes en las instalaciones de la CTR, se calcula el caudal de biometano necesario para cubrirlos. Partimos de los datos proporcionados del motor de cogeneración utilizado.

Características Motor de Cogeneración

Potencia térmica = 356 KW

Potencia eléctrica = 625 KW

Rendimiento global = 61%

$$\eta_{\text{global}} = \frac{\text{Potencia térmica} + \text{Potencia eléctrica}}{\text{Potencia combustible}}$$

Potencia combustible = 1608 KW



Biogás producido en el CTR: 2500 m³/d (64% CH₄)

En los siguientes cálculos se va a reflejar la importancia del proceso de upgrading previo a cubrir las necesidades caloríficas y el consecuente aumento de poder calorífico lo que incrementa la cantidad de biometano excedente y la posibilidad de cubrir mayor número de autobuses urbanos.

$$\text{Potencia combustible} = \dot{m}f * H_c$$

Ecuación 5. Potencia del combustible

H_c (Poder Calorífico del biogás) = 6,25 KWh/m³ (64% CH₄)

H_c (Poder Calorífico del biometano) = 12 KWh/m³ (97% CH₄)

En el caso de que se trabajara con biogás, el caudal excedente sería menor, ya que el flujo másico de combustible necesario aumenta:

$$\dot{m}f = \text{Potencia combustible} / H_c = (1608 \text{ KW}) / (6,25 \text{ KWh/m}^3) = 257 \text{ m}^3/\text{h} = 2056 \text{ m}^3/\text{d}$$

Se ha considerado que en el Centro de Tratamiento de Residuos se trabaja 8 h/d

Gracias al proceso de upgrading, el poder calorífico aumenta, al trabajar con biometano (H_c = 12 KWh/m³), y se va a conseguir aumentar el caudal excedente de biometano, disminuyendo el caudal necesario para alimentar al motor de cogeneración.

$\dot{m}f = \text{Potencia combustible} / H_c$ (biometano)

$$\dot{m}f = (1608 \text{ KW}) / (12 \text{ KWh/m}^3) = 134 \text{ m}^3/\text{h} = 1072 \text{ m}^3/\text{d}$$

Q biometano = 1072 m³/d

El caudal de biometano necesario para cubrir las demandas energéticas en las instalaciones del CTR de Valladolid es de 1072 m³/d.

Calculados los caudales necesarios para cubrir las demandas energéticas, se determina la cantidad de biometano disponible una vez realizado el proceso de upgrading, empleando la siguiente ecuación (ecuación 6)

$$\text{Biometano disp. (m}^3/\text{d)} = (\text{corriente biogás}) (\text{m}^3/\text{d}) \times (\% \text{ metano biogás}) \times \frac{\% \text{ metano recuperado}}{\% \text{ metano biometano}}$$

Ecuación 6. Cálculo del biometano disponible

Para este cálculo, se parte de los caudales de biogás total generados en las dos estaciones estudiadas. De esta manera se tiene que:

| | Caudal de biogás (m ³ /d) | Caudal de biometano (m ³ /d) | Caudal de biometano (kg/d) | CH ₄ (%) |
|-------|--------------------------------------|---|----------------------------|---------------------|
| EDAR | 8400 | 5542 | 3879,4 | 97 |
| CTR | 2500 | 1650 | 1155 | 97 |
| Total | 10900 | 7192 | 5034,4 | 97 |

Tabla 12. Biometano disponible en Valladolid

Para obtener los kg de biometano se ha multiplicado el caudal de biometano (m³/d) por su densidad igual a 0,7 kg/m³.

Finalmente, una vez calculados los caudales de biometano disponibles en ambas instalaciones y tras los balances de energía realizados, se resume el caudal de biometano excedente del que se dispone en los dos puntos de generación en la ciudad de Valladolid.

EDAR:

Biometano excedente = Biometano disponible – Biometano calentamiento fangos

$$\text{Biometano excedente} = 5542 \text{ m}^3/\text{d} - 3170 \text{ m}^3/\text{d} = 2372 \text{ m}^3/\text{d}$$

CTR:

Biometano excedente = Biometano disponible – Biometano motor cogeneración

$$\text{Biometano excedente} = 1650 \text{ m}^3/\text{d} - 1.072 \text{ m}^3/\text{d} = 578 \text{ m}^3/\text{d}$$

Caudal de biometano excedente (EDAR + CTR) = 2950 m³/d con un 97% de CH₄

Por lo tanto, para concluir este apartado, se tienen 2950 m³/d de biometano excedente, con un 97% de metano en su composición. El poder calorífico del biometano es de 12 KWh/m³, con una densidad de 0,7 kg/m³.

Para calcular la potencia disponible con este caudal de biometano, esta se puede determinar por medio de la siguiente ecuación.

$$\text{Potencia disp.} = Q \text{ biometano} * H_c = 2950 \text{ m}^3/\text{d} * 12 \text{ KWh/m}^3 = 35.400 \text{ KWh/d} = 1475 \text{ kW}$$

6. DISTRIBUCIÓN Y SUMINISTRO

Gracias al proceso de upgrading mediante las dos técnicas elegidas, se consigue aumentar el porcentaje del metano en el biogás hasta conseguir un 97% de CH₄, convirtiendo el fluido en biometano. Las características de este compuesto son muy similares a las del gas natural, por lo que la distribución de biometano se debe hacer de igual forma que se hace la del G.N. En el este apartado se van a tratar diferentes técnicas de suministro del biometano generado, así como la compresión del gas natural y del biometano.

6.1. Transporte vía licuefacción

El transporte mediante el empleo de licuefacción consiste en reducir la temperatura del G.N. entre valores de -161 y -164 °C, de esta manera se consigue reducir el volumen que ocupa el gas en su estado normal aproximadamente en 600 unidades. transporte del gas natural licuado es la alternativa a la red subterránea de transporte, cuando la distancia o las condiciones geológicas para la construcción de tuberías no son favorables.

Para la licuefacción del gas natural es necesario que este no contenga impurezas como agua CO₂, N₂ o sulfuros, aunque estos componentes no se encuentran en el biometano, ya que después de la aplicación de las técnicas de upgrading el biometano está libre de agua y sulfuro. La eliminación de estas impurezas antes mencionadas es necesaria para evitar que se produzcan depósitos de agua y corrosión en el sistema. Para la licuefacción hay diferentes procesos disponibles a escala industrial, estos procesos difieren en el diseño conceptual de los circuitos de enfriamiento, y en el diseño de los aparatos. Todos estos procesos requieren la compresión del fluido refrigerante y una apropiada transferencia de calor desde el gas natural (en nuestro caso biometano) hacia el fluido refrigerante.

La demanda de energía para la producción de GNL (equivalente para el biometano) es dependiente del proceso y de otras condiciones específicas (temperatura del agua ambiente/refrigerada), esta demanda oscila entre 250 y 600 kWh/t. Esto implica en grandes plantas de producción entre el 6 y el 11% de la energía que contiene el gas. Se debe tener en cuenta el consumo de energía para la regasificación y el transporte, normalmente para el transporte de más de 12.000km la demanda de energía en transporte es igual a la de licuefacción. El transporte de GNL tiene costes más reducidos para distancias entre 5.000 y 8.000 km que usando una red de transporte por tuberías (gaseoductos).

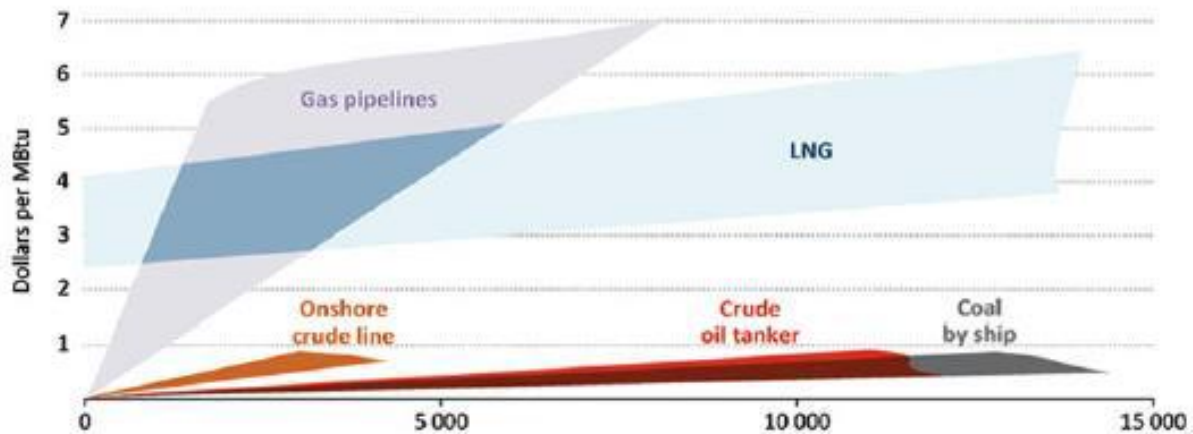


Figura 18. Costes específicos en transporte de combustibles [5]

6.2. Transporte por medio de gaseoductos

El transporte del G.N. por medio del uso de gaseoductos es la práctica más habitual en la actualidad. El gas natural es transportado a través de tuberías desde los campos de gas natural hasta los diferentes puntos de consumo. Cabe destacar que se suelen diferenciar las redes que transportan el G.N. a grandes distancias y las redes que distribuyen al consumidor. La presión de operación en estos gaseoductos suele ser del orden de 100 bar.

En el transporte a larga distancia, para compensar la pérdida de presión causada por la fricción de la tubería, el gas natural debe volver a comprimirse en las estaciones de compresión a lo largo de la red de transporte. Estas estaciones de compresión suelen contener una unidad de accionamiento (motor eléctrico, turbina de gas) y el compresor real. [5].

Para pasar del sistema de red de larga distancia a las redes de transporte regionales y a la red de distribución local, se necesita seguir los siguientes pasos. En primer lugar, el gas debe filtrarse para separar las impurezas, especialmente las impurezas de la abrasión en las estaciones de compresión o polvo de la tubería. Luego para evitar un fuerte enfriamiento y condensación de los componentes del gas natural (hidrocarburos, humedad residual) durante la reducción de presión debido al efecto Joule-Thompson (aproximadamente 0,45 K / bar), es necesario precalentar el gas. Después se reduce la presión para alcanzar las condiciones de presión de la red a la que va a pasar (regional o de distribución local). En la expansión, se puede obtener energía eléctrica adicional con la ayuda de motores de expansión. Para la distribución del gas natural es importante la odorización, esto se hace para que la población pueda percibir una fuga de gas. [5]

6.3. Gas Natural Comprimido (GNC) y compresión del biometano

La baja densidad del gas natural, y el reducido contenido de energía por volumen, puede ser incrementado almacenando el gas bajo presión (GNC) o en una forma líquida (GNL) estando en un rango aceptable para ser usado en vehículos. El GNC es lo más comúnmente utilizado en aplicaciones para vehículos, se suele comprimir a aproximadamente 200 bar. Esta presión es la más adecuada para el almacenamiento debido al factor de compresibilidad, Z, que hace un mínimo al aproximadamente 200 bar. [5]

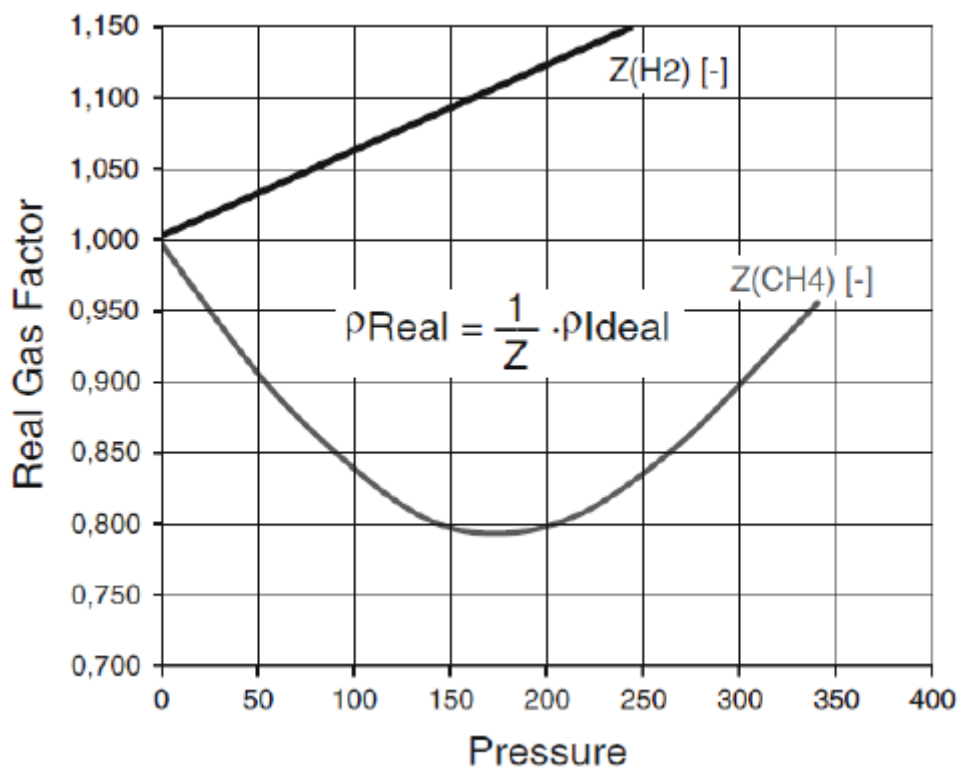


Figura 19. Factor de compresibilidad del hidrógeno y del metano [5]

Como se puede observar en la figura 19, la densidad real es mayor que la densidad calculada a partir de la ley de gases ideales. Para determinar la densidad real, se debe emplear el factor Z (Real Gas Factor). En este caso para el metano, ya que es el principal componente del biometano, es de 0,8 para una presión de 200 bar. El inconveniente del uso del GNC, aplicable de forma similar al biometano es su baja densidad energética.

Dentro de este mismo apartado se van a desarrollar los cálculos en relación al sistema de compresión para así determinar el coste de compresión en las técnicas de upgrading elegidas.

Antes de comenzar con el desarrollo, se recuerdan las principales características de operación de las técnicas elegidas:

| | | |
|--------------------------|----------------------|-------------------------------|
| Técnica de upgrading | Lavado con Agua (WS) | Separación con membranas (MP) |
| Presión de operación | 7 bar | 6 bar |
| Temperatura de operación | 30 °C | 15 °C |

Tabla 13. Características de operación

En primer lugar, se va a determinar el número de compresores que se han de necesitar en cada tecnología para llevar el biometano a la presión objetivo, que es de 200 bar. Para ello se ha de resolver la siguiente ecuación.

$$n = \frac{\ln \frac{P_f}{P_i}}{r_{c,max}}$$

Donde n es el número de etapas de compresión que se busca, P_f es la presión final de descarga de la compresión (200 bar), P_i es la presión de entrada del biometano (presión operación) al sistema de compresión y $r_{c, \acute{a}x}$ es la relación de compresión máxima permitida en cada salto de presión, que por motivos de temperaturas internas en los compresores no debe superar el valor de 4. En este caso se ha cogido un valor de $r_{c, \acute{a}x} = 2$.

Definida esta ecuación, el número de etapas de compresión que se deben emplear en cada etapa corresponde al número entero superior que se obtenga como resultado de la resolución de esta ecuación. Una vez que se tiene el número de etapas de compresión, se pasa a calcular la relación de compresión real entre cada etapa, para cada tecnología evaluada, modificando la ecuación anterior:

$$r_{c,real} = \sqrt[n]{\frac{P_f}{P_i}}$$

Donde n es el número de etapas de compresión calculado anteriormente, P_f es la presión de descarga final y P_i es la presión de entrada del biometano. En la Tabla 14 se presentan los resultados de los cálculos realizados, mostrándose las etapas reales de compresión de cada tecnología, así como las presiones de cada una de las etapas intermedias.

| | | |
|-----------------------------|--------------------|-------------------------------|
| Técnica Upgrading | Lavado Físico (WS) | Separación por membranas (MP) |
| Nº de Etapas | 2 | 2 |
| Relación de compresión real | 5,34 | 5,77 |
| P2 | 37,46 bar | 34,67 bar |
| P3 | 200 bar | 200 bar |

Tabla 14. Características de compresión

Para calcular el coste energético de compresión del biometano se utiliza la Ec. 7 donde el C_p (calor específico) va a depender del valor de la temperatura como se puede ver en su expresión.

$$\text{Trabajo Compresión Isentrópico} = W_{cs} = h_{2s} - h_1 = \int_{T_1}^{T_{2s}} C_p (T) dT$$

Ecuación 7. Trabajo de compresión isentrópico



Al no ser un proceso ideal, trabajamos con el rendimiento isentrópico que se define por medio de la siguiente expresión:

$$\eta_{CS} = \frac{W_{CS}}{W_C} = \frac{h_{2S} - h_1}{h_2 - h_1}$$

Ecuación 8. Rendimiento isentrópico

La expresión el calor específico es la siguiente: $C_p^\circ = A + B*t + C*t^2 + D*t^3 + E/t^2$

Siendo "t" la temperatura en (K)/1000 y las unidades del Cp (J/mol * K).

Los intervalos de la integral y las constantes son:

T_1 (temperatura de operación) y T_{2S} (temperatura de compresión isentrópica)

A = -0,703; B = 108,48; C = -42,52; D = 5,86; E = 0,679

Ecuación 9. Calor específico [26]

En primer lugar, se determina la temperatura a la que se realiza la compresión en base a la ecuación 9.

$$T_{2S} = T_1 \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\left(\frac{\gamma-1}{\gamma} \right)} = 964,67 \text{ K}$$

Ecuación 10. Temperatura de compresión isentrópica (K)

T_1 = Temperatura ambiente (K) = 20 °C = 293,15 K

P_1 = Presión ambiente (bar) = 1 bar

P_2 = Presión de compresión en vehículos (200 bar)

γ = coeficiente de dilatación adiabática = relación de capacidades caloríficas = 1,29

Una vez conocido el valor de T_{2S} , y con el dato de T_1 , determino el valor del trabajo de compresión isentrópico:

$$W_{CS} = h_{2S} - h_1 = \int_{T_1}^{T_{2S}} C_p(T) dT = \int_{293,15/1000}^{964,67/1000} C_p(T) dT = 35,87 \text{ kJ/kg} = 2235,94 \text{ kJ/kg}$$

Para convertir las unidades de kJ/kg a kJ/mol, se aplica la siguiente relación:

$$1 \text{ mol CH}_4 = 0,01604 \text{ kg}$$

Con el valor del rendimiento de compresión isentrópico: $\eta = 0,85 = \frac{(h_{2S}-h_1)}{(h_2-h_1)} = \frac{W_{CS}}{W_C}$



Coste energético de compresión: $W_c = W_{cs} / \eta = 42,2 \text{ kJ/kg} = 2630,52 \text{ kJ/mol}$

Una vez calculado el rendimiento de compresión, para determinar la potencia de compresión en ambos puntos de generación de biogás, se hayan los gastos máscicos de ambas corrientes:

La expresión del gasto máscico diario es la siguiente:

$$\text{Gasto máscico} = G \text{ (kg/s)} = Q \text{ biometano (m}^3\text{/d)} * \rho \text{ (kg/m}^3\text{)} * 1\text{d}/24\text{h} * 1\text{h}/3600\text{s}$$

Ecuación 11. Gasto máscico (kg/s)

EDAR: $G_{EDAR} = 2372 \text{ m}^3\text{/d} * 0,7 \text{ kg/m}^3 * 1\text{d}/24\text{h} * 1\text{h}/3600\text{s} = 0,0192 \text{ kg/s} = 69,12 \text{ kg/h}$

CTR: $G_{CTR} = 578 \text{ m}^3\text{/d} * 0,7 \text{ kg/m}^3 * 1\text{d}/24\text{h} * 1\text{h}/3600\text{s} = 0,00468 \text{ kg/s} = 16,85 \text{ kg/h}$

Calculados los gastos, si se quiere determinar el coste del proceso de compresión es necesario hallar la potencia de compresión.

La potencia de compresión está definida por la siguiente ecuación:

$$\text{Potencia Compresión (kW)} = \text{Trabajo Compresión (KJ/mol)} * \text{Gasto máscico (kg/s)}$$

Ecuación 12. Potencia Compresión (kW)

| Potencia compresión (kW) | |
|---------------------------------|--------------|
| EDAR | 50,49 |
| CTR | 12,46 |

Tabla 15. Potencia de compresión

7. LINEAS Y VEHÍCULOS PARA EL TRANSPORTE URBANO

En este capítulo se describe el parque móvil de los autobuses urbanos de Valladolid, gestionado por la empresa AUVASA. Se dispone de un total de 21 líneas ordinarias y una flota total de 150 autobuses. Para tener una perspectiva de la importancia este tipo de transporte público en la ciudad, la cantidad de viajeros anuales se estima en unos 26 millones, con una distancia recorrida total de casi siete millones de kilómetros.

7.1. Inventario de Emisiones Contaminantes de la Agencia Europea del Medio Ambiente

El primer objetivo a la hora de analizar la flota de AUVASA, es buscar una fuente de datos fiables para realizar los cálculos de los valores absolutos de los autobuses urbanos de Valladolid. La fuente de datos escogida es la Agencia Europea del Medio Ambiente.

La Agencia Europea del Medio Ambiente (AEMA, o inglés *European Environment Agency*, EEA) desempeña la labor de proporcionar datos sólidos e independientes sobre el medio ambiente, con la finalidad de apoyar el desarrollo sostenible y contribuir a una mejora significativa y cuantificable. Se consigue principalmente ayudando a la Unión Europea y demás países miembros a realizar acciones justificadas sobre la mejora del medioambiente y su integración con las medidas político-económicas.

Dentro de las variadas publicaciones de la AEMA, como base de trabajo de este TFM, destaca el inventario de emisiones contaminantes (*European Monitoring Emissions Programme, EMEP*, versión actualizada del año 2020) el cual sirve como guía en la estimación de emisiones con dos funciones clave:

- Proporcionar procedimientos que permiten a los usuarios recopilar inventarios de emisiones de un entorno dado.
- Proporcionar factores de emisiones en función de la tecnología y la sofisticación de la fuente contaminante

El presente TFM se centra en los valores de las emisiones de los autobuses urbanos. Los valores de los factores de emisión de cada contaminante reglado, en g/km, pueden observarse en la tabla 16.

| Contaminante | DIÉSEL | | | | GLP | CNG | |
|--------------|--|---------|--------|---------|---------|------|-------|
| | Euro III | Euro IV | Euro V | Euro VI | Euro IV | EEV | |
| | Factores de emisión (g/km) o E _{tanque} (MJ/km) | | | | | | |
| CO | 3,703 | 1,796 | 1,572 | | 0,373 | 1 | 1,257 |
| NOx | 14,207 | 7,939 | 7,294 | | 0,677 | 10 | 4,839 |
| NH3 | 0,002 | 0,003 | 0,011 | | 0,009 | 0 | 0 |
| N2O | 0,006 | 0,013 | 0,033 | | 0,042 | 0 | 0 |
| CO2 | 1343 | 1175 | 1187 | | 1177 | 1292 | 1393 |

Tabla 16. Valores de los factores de emisión (g/km) o E_{tanque} (MJ/km)

Dado que el inventario no considera la tipología de autobuses urbanos con combustible GLP, se ha decidido adoptar los valores del CNG Euro III.

Las emisiones de CO₂ se obtienen a partir del consumo de combustible y las propiedades del mismo. Así las emisiones de CO₂ en g/km se obtienen como:

$$\text{Factor emisión CO}_2 = \frac{\text{Consumo comb} \left(\frac{\text{MJ}}{\text{km}} \right) * \text{Factor emisión comb} \left(\frac{\text{g CO}_2}{\text{g comb}} \right)}{\text{Poder calorífico} \left(\frac{\text{MJ}}{\text{kg}} \right)} * 1000$$

Ecuación 13. Cálculo del factor de emisión

Las propiedades de los combustibles son las siguientes:

| Combustible | DIESEL | GLP | GNC | BIOGAS | BIOMETANO |
|--|--------|-------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Densidad (kg/L) | 0,850 | 0,535 | 0,792 kg /m ³ N | 1,113 kg /m ³ N | 0,745 kg /m ³ N |
| Hc (MJ/kg) | 42,47 | 45,99 | 4754 | 22,70 | 48,89 |
| Hc (KWh/kg) | 11,80 | 12,78 | 13,21 | 6,31 | 13,58 |
| E _{CO2} (gr/gr comb) | 3,160 | 3,014 | 2,839 | 1,772 | 3,175 |
| E _{CO2} (gr CO ₂ /kWh) | 267,9 | 236,4 | 215,0 | 312,6 | 233,8 |
| E _{CO2} (gr/km) | 1089 | 1068 | | | 1056 |

Tabla 17. Propiedades de los combustibles empleados

7.2. Características de la flota de autobuses urbanos de AUVASA

Gracias a los datos facilitados por AUVASA, se conoce el número total de autobuses que forman cada una de las líneas de nuestra ciudad, la distancia recorrida por cada autobús, los kilómetros anuales de cada línea y el tipo de combustible que se emplea en cada una de ellas.

Para poder determinar la potencia (kW) consumida en las líneas de autobús, es necesario calcular el consumo (L/d). Por ello, en este capítulo se estudiarán los consumos de combustible de cada línea con los valores proporcionados por el inventario de emisiones contaminantes de la AEMA, los cuales consisten en la energía en tanque gastada por kilómetro recorrido. Para poder obtener el gasto económico se convertirán en litros (o kilogramos en el caso del CNG) por cada 100km.

$$\text{Consumo} \left(\frac{L}{100 \text{ km}} \right) = \frac{E_{\text{tank}} (MJ/\text{km})}{H_c (MJ/\text{kg}) * \text{Densidad} (kg/L)} * 100$$

$$\text{Consumo} \left(\frac{kg}{100 \text{ km}} \right) = \frac{E_{\text{tank}} (MJ/\text{km})}{H_c (MJ/\text{kg})} * 100$$

Ecuación 14. Cálculo del consumo de combustible

Con los datos de consumo de energía indicados en la tabla 17, se pueden determinar los siguientes consumos de combustible:

| Combustibles | Densidad (kg/L) | Hc (MJ/kg) | Hc (KWh/kg) | Consumo (g/km) | Consumo (L/100km) |
|-----------------------------|-----------------|------------|-------------|----------------|-------------------|
| Diesel Euro III | 0,85 | 42,47 | 11,8 | 424,88 | 49,99 |
| Diesel Euro IV | 0,85 | 42,47 | 11,8 | 371,7 | 43,73 |
| Diesel Euro V | 0,85 | 42,47 | 11,8 | 375,58 | 44,19 |
| Diesel Euro VI | 0,85 | 42,47 | 11,8 | 372,55 | 43,83 |
| Hibrido | | | | 298,04 | 35,06 |
| GLP | 0,535 | 45,99 | 12,78 | 476,65 | 85,12 |
| GNC (kg/m3N) | 0,792 | 47,54 | 13,21 | 490,18 | 49,02 |
| Biometano (97% CH4)(kg/m3N) | 0,745 | 48,89 | 13,58 | 332,8 | 44,67 |

Tabla 18. Consumos de combustible

De esta forma, conocidos los consumos de combustible por cada 100 kilómetros, ya se puede determinar la potencia de cada una de las líneas.

A continuación, se muestra una tabla resumen con todas las líneas que forman parte de la flota de autobuses urbanos de Valladolid, en la que se puede apreciar, el número de autobuses que forma cada línea, los kilómetros recorridos, el tipo de combustible empleado y, por último, los cálculos de consumos y potencia.

| LÍNEA | Nº autobuses | km autobuses/d | km anuales | Combustible | Consumo (L/d) | Potencia (kW) |
|-------|--------------|----------------|------------|----------------------------|---------------|---------------|
| 1 | 11 | 211 | 569.088 | Diesel E IV | 1014,9733 | 424,1742583 |
| 2 | 11 | 204 | 549.120 | Diesel E III y Diesel E IV | 1057,9236 | 442,1239045 |
| 3 | 7 | 256 | 439.296 | Hibrido | 628,2752 | |
| 4 | 2 | 255 | 124.800 | Hibrido | 178,806 | |
| 5 | 5 | 313 | 383.386 | 60% GLP y 40% Diesel E III | 1112,2142 | 376,0386942 |
| 6 | 9 | 208 | 459.264 | GLP | 1593,4464 | 453,9529613 |
| 7 | 8 | 148 | 289.536 | Hibrido | 415,1104 | |
| 8 | 8 | 217 | 424.320 | Diesel E IV | 759,1528 | 317,2626077 |
| 9 | 8 | 245 | 479.232 | Diesel E V | 866,124 | 361,967655 |
| 10 | 1 | 254 | 62.300 | GLP | 216,2048 | 61,59404496 |
| 14 | 1 | 318 | 77.875 | GLP | 270,6816 | 77,11380432 |
| 16 | 1 | 216 | 52.915 | GLP | 183,8592 | 52,37918784 |
| 18 | 3 | 292 | 214.656 | GLP | 745,6512 | 212,4267062 |
| 19 | 3 | 306 | 224.640 | GLP | 781,4016 | 222,6115483 |
| 24 | 1 | 314 | 76.877 | GLP | 267,2768 | 76,14381936 |
| 33 | 1 | 218 | 53.248 | GLP | 185,5616 | 52,86418032 |
| H | 2 | 117 | 56.909 | GLP | 199,1808 | 56,74412016 |
| C1 | 8 | 227 | 444.288 | 88% GNC y 12% GLP | 968,87232 | 33,49403082 |
| C2 | 8 | 225 | 439.296 | Diesel E VI | 788,94 | 329,711175 |

Tabla 19. Resumen líneas AUVASA

Atendiendo al consumo por línea, se representa la siguiente gráfica en la que se puede ver que las líneas que más combustible consumen en un día son, la línea 6, que está compuesta por 9 autobuses GLP y la línea 2, formada por 11 autobuses diésel Euro III y Euro IV. Desde el punto de vista de los autobuses que trabajan con diésel antiguos (Diésel Euro III y Euro IV), y que por lo tanto son autobuses a extinguir, tratando de renovar la flota con autobuses más limpios, los que más consumen en combustible de este tipo son, la línea 2, línea 1, línea 8 y el 40% de la línea 5.

| LÍNEA | Consumo (L/d) | Combustible |
|-------|---------------|----------------------------|
| 1 | 1014,9733 | Diesel E IV |
| 2 | 1057,9236 | Diesel E III y Diesel E IV |
| 3 | 628,2752 | Hibrido |
| 4 | 178,806 | Hibrido |
| 5 | 1112,2142 | 60% GLP y 40% Diesel E III |
| 6 | 1593,4464 | GLP |
| 7 | 415,1104 | Hibrido |
| 8 | 759,1528 | Diesel E IV |
| 9 | 866,124 | Diesel E V |
| 10 | 216,2048 | GLP |
| 14 | 270,6816 | GLP |
| 16 | 183,8592 | GLP |
| 18 | 745,6512 | GLP |
| 19 | 781,4016 | GLP |
| 24 | 267,2768 | GLP |
| 33 | 185,5616 | GLP |
| H | 199,1808 | GLP |
| C1 | 968,87232 | 88% GNC y 12% GLP |
| C2 | 788,94 | Diesel E VI |

Tabla 20. Consumo y tipo de combustible por línea

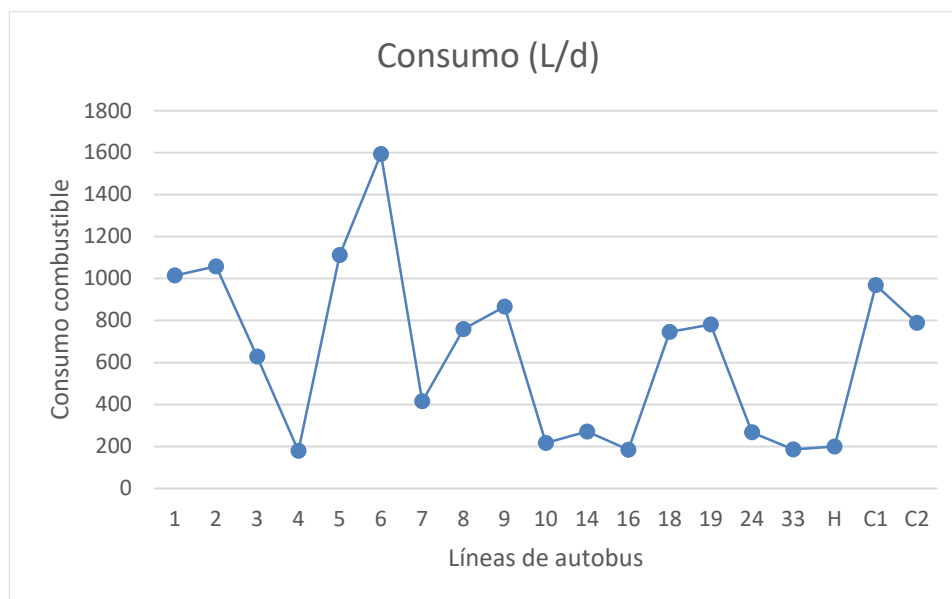


Figura 20. Representación gráfica del consumo de combustible por línea

Con motivo de seguir analizando más detalladamente cada línea, se plantea el siguiente análisis de la cantidad de emisiones contaminantes por línea de autobús. De esta manera se representan las siguientes 5 gráficas atendiendo los 5 contaminantes principales emitidos por los autobuses urbanos de nuestra ciudad. Estos 5 contaminantes son: CO, CO₂, NH₃, NO_x y el N₂O.

CO:

| Línea urbana | 1 | 2 | 5 | 6 | 8 | 9 | 10 | 14 | 16 | 18 | 19 | 24 | 33 | H | C1 | C2 |
|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| CO (T/año) | 1,022 | 2,033 | 0,798 | 0,459 | 0,762 | 0,753 | 0,062 | 0,078 | 0,053 | 0,215 | 0,225 | 0,077 | 0,053 | 0,057 | 0,545 | 0,164 |

Tabla 21. Emisión de CO por línea urbana de autobús

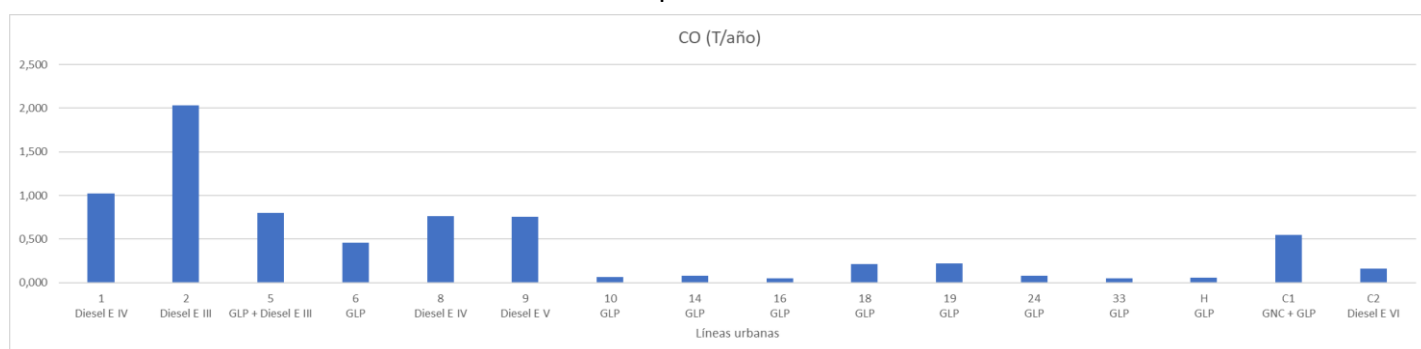


Figura 21. Emisión de CO por línea urbana de autobús

NO_x:

| Línea urbana | 1 | 2 | 5 | 6 | 8 | 9 | 10 | 14 | 16 | 18 | 19 | 24 | 33 | H | C1 | C2 |
|-------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| NO _x (T/año) | 4,518 | 7,801 | 4,479 | 4,593 | 3,369 | 3,496 | 0,623 | 0,779 | 0,529 | 2,147 | 2,246 | 0,769 | 0,532 | 0,569 | 2,425 | 0,297 |

Tabla 22. Emisión de NO_x por línea urbana de autobús

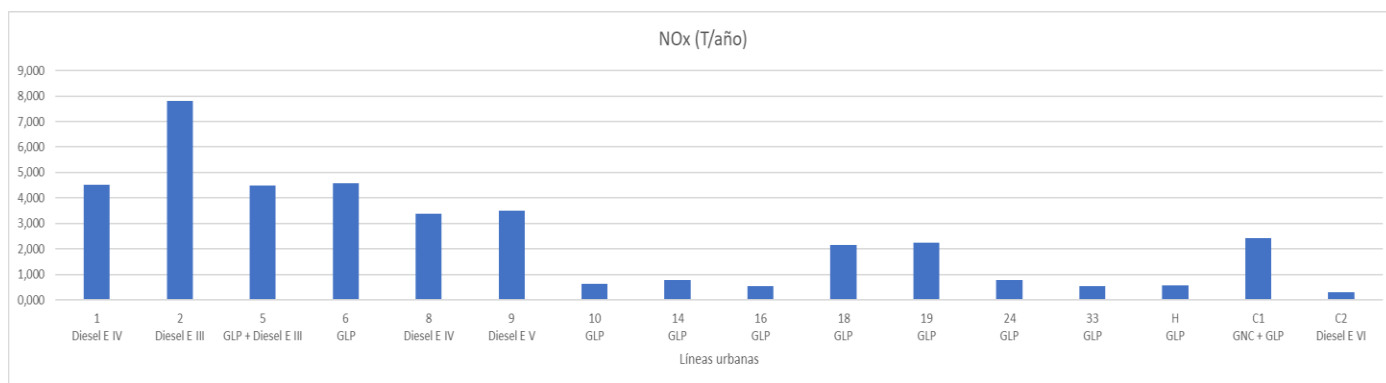


Figura 22. Emisión de NOx por línea urbana de autobús

NH₃:

| Línea urbana | 1 | 2 | 5 | 6 | 8 | 9 | 10 | 14 | 16 | 18 | 19 | 24 | 33 | H | C1 | C2 |
|-------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| NH ₃ (T/año) | 0,002 | 0,001 | 0,000 | 0,000 | 0,001 | 0,005 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,004 |

Tabla 23. Emisión de NH₃ por línea urbana de autobús

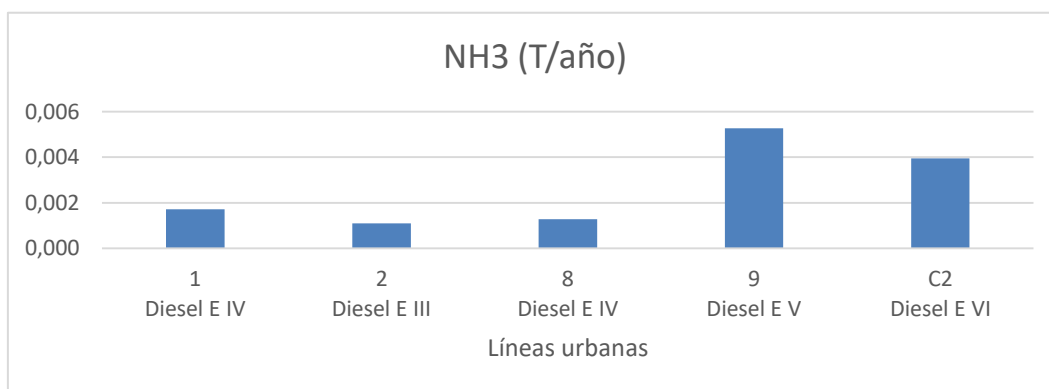


Figura 23. Emisión de NH₃ por línea urbana de autobús

N₂O:

| Línea urbana | 1 | 2 | 5 | 6 | 8 | 9 | 10 | 14 | 16 | 18 | 19 | 24 | 33 | H | C1 | C2 |
|--------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| N ₂ O (T/año) | 0,007 | 0,003 | 0,001 | 0,000 | 0,006 | 0,016 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,018 |

Tabla 24. Emisión de N₂O por línea urbana de autobús

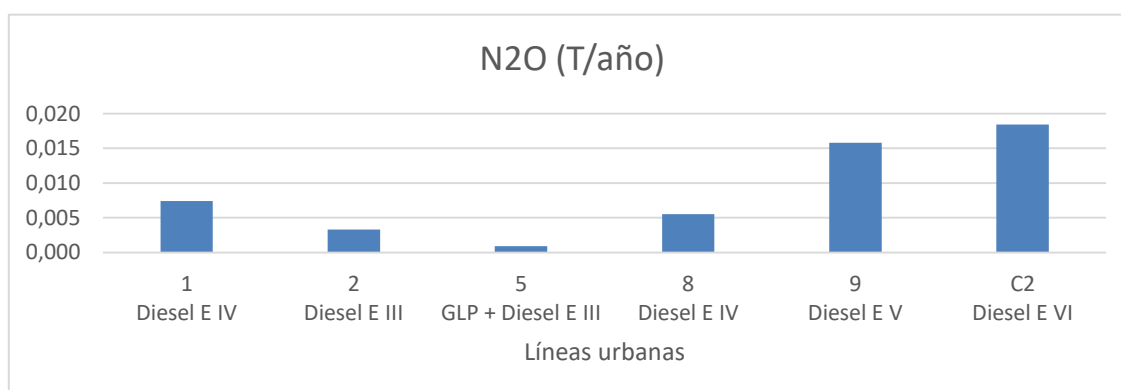


Figura 24. Emisión de N₂O por línea urbana de autobús

CO₂:

| Línea urbana | 1 | 2 | 5 | 6 | 8 | 9 | 10 | 14 | 16 | 18 | 19 | 24 | 33 | H | C1 | C2 |
|--------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| CO ₂ (MT/año) | 0,669 | 0,737 | 0,503 | 0,593 | 0,499 | 0,569 | 0,080 | 0,101 | 0,068 | 0,277 | 0,290 | 0,099 | 0,069 | 0,074 | 0,614 | 0,517 |

Tabla 25. Emisión de CO₂ por línea urbana de autobús

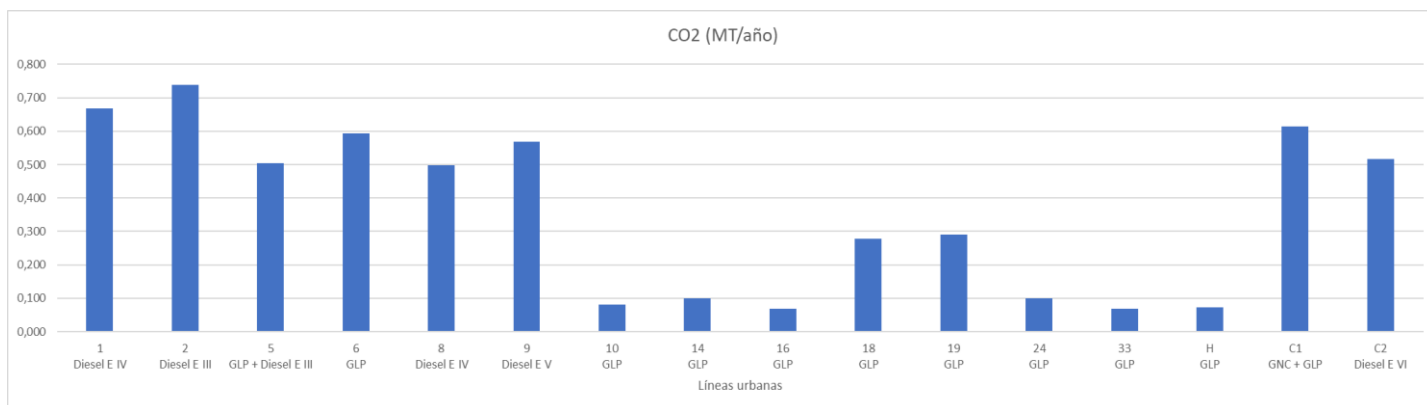


Figura 25. Emisión de CO₂ por línea urbana de autobús

Como se puede observar en las gráficas adjuntas por cada tipo de contaminante, las líneas que están formadas por autobuses diésel antiguos (Euro III y Euro IV), generan mayor cantidad de emisiones al año frente a los diésel nuevos o los GLP, especialmente atendiendo a las emisiones de CO y NO_x, cuyos valores han de ser controlados dentro de un entorno urbano. Por esta razón, el objetivo de este TFM, se va a centrar en sustituir el mayor número de autobuses que forman parte de estas líneas.

7.3. Reestructuración en la flota de AUVASA de 2018 a 2020

Como se puede analizar en el presente apartado, la empresa AUVASA ha evolucionado durante los últimos años hacia una movilidad más sostenible en la ciudad de Valladolid, tratando de sustituir autobuses antiguos por otros con combustibles más limpios. Prueba de ello, es la reestructuración llevada a cabo dentro de su flota entre los años 2018 y 2020.

En el escenario actual o como también se denominará de ahora en adelante, **escenario 0**, la flota queda definida como se contempla en la tabla 19 del capítulo anterior. El objetivo inicial consiste en tener una base referente a la situación actual para posteriormente plantear posibles caminos hacia la reducción de emisiones contaminantes con el aprovechamiento de recursos energéticos de nuestra ciudad como es el biometano excedente de la EDAR y el CTR.

En este apartado, se hace el cálculo de emisiones del escenario anterior (composición de la flota correspondiente a 2018) con los factores de emisión actualizados al inventario de emisiones de 2020, para ver la evolución de las emisiones en la reestructuración de ciertas líneas de AUVASA.

Las emisiones contaminantes en función de la línea y del contaminante en el escenario 0 (año 2020) en toneladas por año (CO₂ en MT/año) quedan:

| Contaminantes (T/año) | Línea 2 | Línea 6 | Línea 9 | Línea C1 |
|-----------------------|---------|---------|---------|----------|
| CO | 1,75 | 0,46 | 0,54 | 0,54 |
| CO2 (MT/año) | 0,71 | 0,59 | 0,59 | 0,61 |
| NH3 | 0 | 0 | 0,01 | 0 |
| NOx | 6,86 | 4,59 | 2,75 | 2,44 |
| N2O | 0 | 0 | 0,02 | 0 |

Tabla 26. Emisiones contaminantes escenario 0, año 2020

A continuación, se van a analizar cada una de estas líneas (2,6,9 y C1) en función de su cambio de combustible.

LÍNEA 2

En el caso de la línea 2, se evoluciona desde el combustible GLP, hacia el Diesel Euro III y Euro IV. Como puede observarse, el cambio ha producido un incremento de emisiones de CO y de NOx.

| Contaminantes (T/año) | Año 2018 | Año 2020 |
|-----------------------|----------|----------|
| CO | 0,549 | 1,748 |
| CO2 (MT/año) | 0,709 | 0,712 |
| NH3 | 0,005 | 0,002 |
| NOx | 5,491 | 6,863 |
| N2O | 0 | 0,004 |

Tabla 27. Variación emisiones Línea 2

LÍNEA 6

En este caso la decisión fue la de eliminar los autobuses Euro IV y completar hasta que todos fueran de GLP. Se produce una reducción de CO y de NOx, y un ligero repunte de emisiones de CO₂.

| Contaminantes (T/año) | Año 2018 | Año 2020 |
|-----------------------|----------|----------|
| CO | 0,743 | 0,459 |
| CO2 (MT/año) | 0,391 | 0,593 |
| NH3 | 0,002 | 0,004 |
| NOx | 4,708 | 4,593 |
| N2O | 0,007 | 0 |

Tabla 28. Variación emisiones Línea 6

LÍNEA 9

En la línea 9 la evolución ha ido hacia el Diesel Euro V, eliminando el GLP. Tratándose ya de una tecnología más moderna se puede observar el descenso general de emisiones, destacando las de NO_x y CO.

| Contaminantes (T/año) | Año 2018 | Año 2020 |
|-----------------------|----------|----------|
| CO | 0,685 | 0,538 |
| CO2 (MT/año) | 0,605 | 0,59 |
| NH3 | 0,007 | 0,006 |
| NOx | 4,562 | 2,755 |
| N2O | 0,015 | 0,022 |

Tabla 29. Variación emisiones Línea 9

LÍNEA C1

En la línea C1, se ha incorporado el CNG EEV, del cual destaca la reducción de NO_x, aunque aumente ligeramente el CO y el CO₂.

| Contaminantes (T/año) | Año 2018 | Año 2020 |
|-----------------------|----------|----------|
| CO | 0,444 | 0,544 |
| CO2 (MT/año) | 0,574 | 0,613 |
| NH3 | 0,004 | 0 |
| NOx | 4,443 | 2,436 |
| N2O | 0 | 0 |

Tabla 30. Variación emisiones Línea C1

7.4. Biometano excedente como combustible en la flota de autobuses

Una vez analizada la evolución de ciertas líneas de AUVASA y su cambio de combustibles entre los años 2018-2020, en el presente apartado se pasa a estudiar la implantación y aprovechamiento del biometano excedente de las dos plantas de nuestra ciudad (EDAR y CTR).

Como se ha podido ver en el capítulo 5 mediante los balances de energía, gracias al biometano disponible se tiene una potencia excedente y con posibilidad de utilizar en la flota de autobuses de 1475 kW. Estudiándolo desde el punto de vista del caudal disponible de biometano se tienen 3000 m³/d de biometano generado entre las dos plantas estudiadas. Realizando el estudio por ambos métodos, tanto por la cantidad de biometano disponible como por la potencia excedente, se obtienen los mismos resultados.

El objetivo de este TFM, se centra en el aprovechamiento de esta potencia y caudal disponible, para tratar de cubrir el mayor número de autobuses y líneas posibles, centrándose en aquellas líneas con combustibles más contaminantes para el medio ambiente.

| LÍNEA | Nº autobuses | km autobus/d | Combustible | Consumo (L/d) | Potencia (kW) | Consumo biometano (L/d) |
|-------|--------------|--------------|----------------------------|---------------|---------------|-------------------------|
| 1 | 11 | 211 | Diesel E IV | 1014,9733 | 424,1742583 | 1002,672 |
| 2 | 11 | 204 | Diesel E III y Diesel E IV | 1057,9236 | 442,1239045 | 969,408 |
| 3 | 7 | 256 | Hibrido | 628,2752 | 0 | 774,144 |
| 4 | 2 | 255 | Hibrido | 178,806 | 0 | 220,32 |
| 5 | 5 | 313 | 60% GLP y 40% Diesel E III | 1112,2142 | 376,0386942 | 676,08 |
| 6 | 9 | 208 | GLP | 1593,4464 | 453,9529613 | 808,704 |
| 7 | 8 | 148 | Hibrido | 415,1104 | 0 | 511,488 |
| 8 | 8 | 217 | Diesel E IV | 759,1528 | 317,2626077 | 749,952 |
| 9 | 8 | 245 | Diesel E V | 866,124 | 361,967655 | 846,72 |
| 10 | 1 | 254 | GLP | 216,2048 | 61,59404496 | 109,728 |
| 14 | 1 | 318 | GLP | 270,6816 | 77,11380432 | 137,376 |
| 16 | 1 | 216 | GLP | 183,8592 | 52,37918784 | 93,312 |
| 18 | 3 | 292 | GLP | 745,6512 | 212,4267062 | 378,432 |
| 19 | 3 | 306 | GLP | 781,4016 | 222,6115483 | 396,576 |
| 24 | 1 | 314 | GLP | 267,2768 | 76,14381936 | 135,648 |
| 33 | 1 | 218 | GLP | 185,5616 | 52,86418032 | 94,176 |
| H | 2 | 117 | GLP | 199,1808 | 56,74412016 | 101,088 |
| C1 | 8 | 227 | 88% GNC y 12% GLP | 968,87232 | 33,49403082 | 784,512 |
| C2 | 8 | 225 | Diesel E VI | 788,94 | 329,711175 | 777,6 |

Tabla 31. Consumo y potencia líneas de las líneas de autobús de AUVASA

Por esta razón, para avanzar hacia un futuro cada vez más sostenible, y una vez visto que la potencia excedente no es capaz de cubrir toda la flota de AUVASA, se debe hacer una valoración de que líneas cubrir y en qué orden de preferencia. Haciendo uso de las gráficas presentes en el apartado 7.2, en el cuál se han analizado los consumos y emisiones de cada línea, se va a tratar de eliminar todos los autobuses de diésel antiguos más contaminantes (Euro III y Euro IV). Como se puede observar en la tabla, se sustituyen las líneas marcadas en verde (la línea 5 solo el 40% de la misma, es decir, sus dos autobuses diésel Euro III), con un total de 32 vehículos (13 vehículos de diésel Euro III y 19 vehículos de diésel Euro IV).

El objetivo sustituyendo estos combustibles, es el de conseguir que el mayor número de autobuses que forman la flota de AUVASA, esté formado por autobuses híbridos o con biometano de combustible, consiguiendo así que Valladolid sea una ciudad capaz de autoabastecerse energéticamente consiguiendo al mismo tiempo una reducción importante en la contaminación de la ciudad.

A continuación, se van a ir analizando las distintas líneas en la sustitución de sus combustibles por el biometano disponible:

Línea 2

La línea 2, formada por una flota de 11 autobuses diésel Euro III, une los barrios de San Pedro Regalado y Covaresa, realizando un total de 549.120 kilómetros anuales. Se trata de la

línea que genera mayor número de emisiones de partículas NOx y de CO, con un consumo diario de 1057,92 litros.

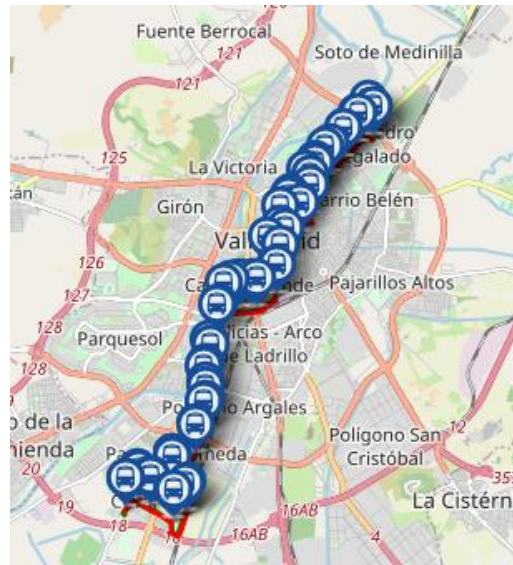


Figura 26. Recorrido Línea 2 (auvasa.es)

| Contaminantes (T/año) | Diesel E III | Biometano |
|-----------------------|--------------|-----------|
| CO | 2,033 | 0,69 |
| CO2 (MT/año) | 0,737 | 0,764 |
| NH3 | 0,001 | 0 |
| NOx | 7,801 | 2,657 |
| N2O | 0,003 | 0 |

Tabla 32. Variación emisiones Línea 2

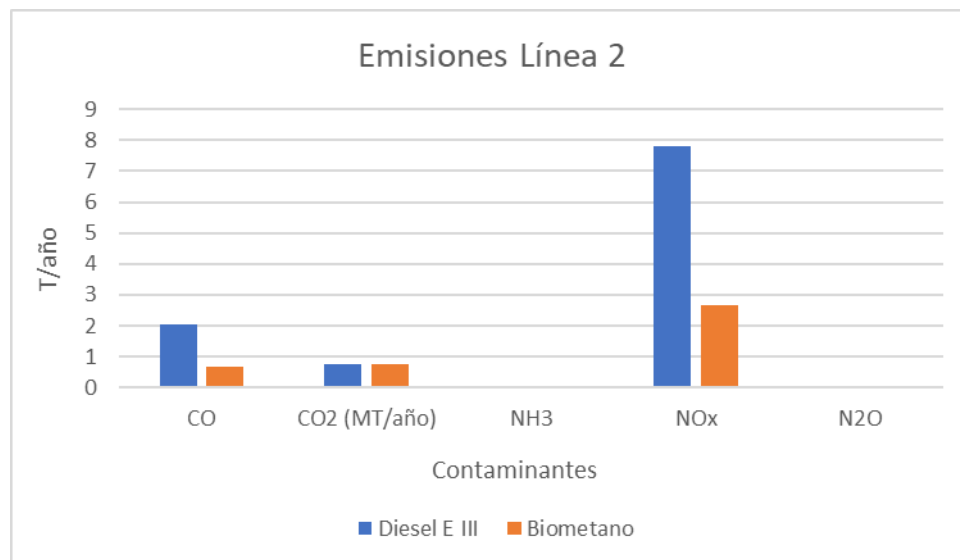


Figura 27. Variación emisiones Línea 2

Línea 1

En este caso la Línea 1, compuesta por 11 autobuses diésel Euro IV, comunica los barrios de Covaresa y Barrio España, con un total de 569.088 kilómetros anuales. Es la segunda línea con mayor incidencia en la producción de NOx y CO, con un consumo diario de combustible de 1014,97 litros.

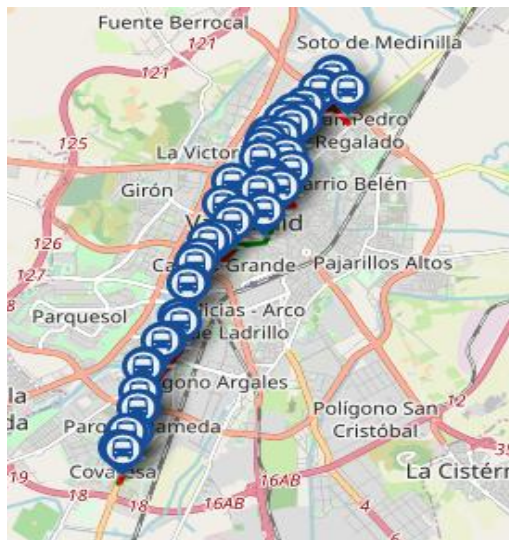


Figura 28. Recorrido Línea 1 (auvasa.es)

| Contaminantes (T/año) | Diesel E IV | Biometano |
|-----------------------|-------------|-----------|
| CO | 1,022 | 0,715 |
| CO2 (MT/año) | 0,669 | 0,792 |
| NH3 | 0,002 | 0 |
| NOx | 4,518 | 2,753 |
| N2O | 0,007 | 0 |

Tabla 33. Variación emisiones Línea 1

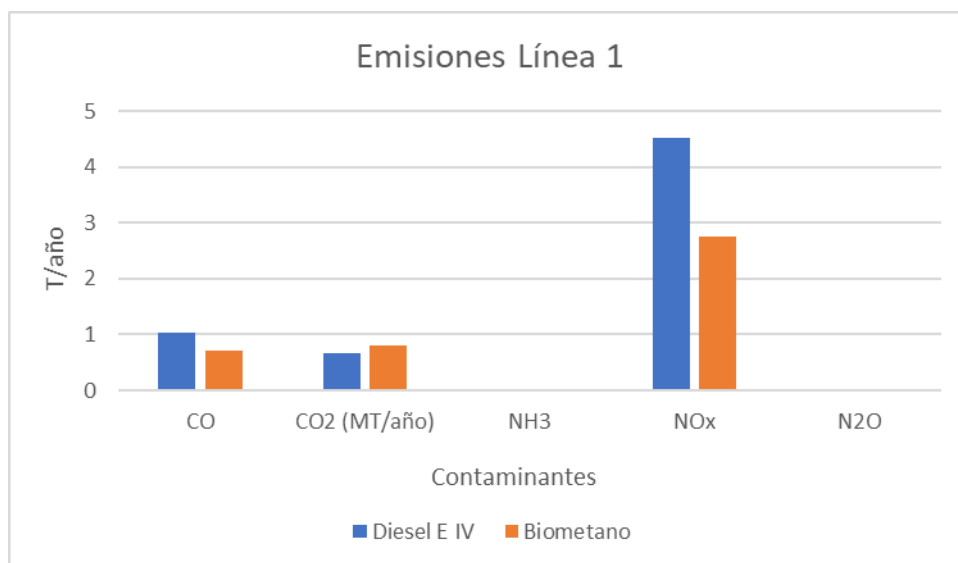


Figura 29. Variación emisiones Línea 1

Línea 8

La línea 8, con 8 autobuses diésel Euro IV, realiza un recorrido anual de 424.320 kilómetros uniendo el Barrio Belén y Parquesol. Se trata de otra línea con gran emisión de gases NOx y CO, con un consumo diario de combustible de 759,15 litros.

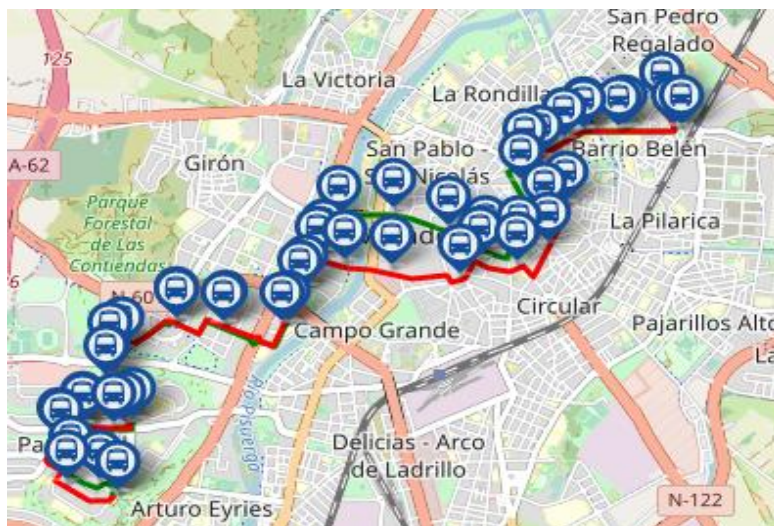


Figura 30. Recorrido Línea 8 (auvasa.es)

| Contaminantes (T/año) | Diesel E IV | Biometano |
|-----------------------|-------------|-----------|
| CO | 0,762 | 0,533 |
| CO2 (MT/año) | 0,499 | 0,591 |
| NH3 | 0,001 | 0 |
| NOx | 3,369 | 2,053 |
| N2O | 0,006 | 0 |

Tabla 34. Variación emisiones Línea 8

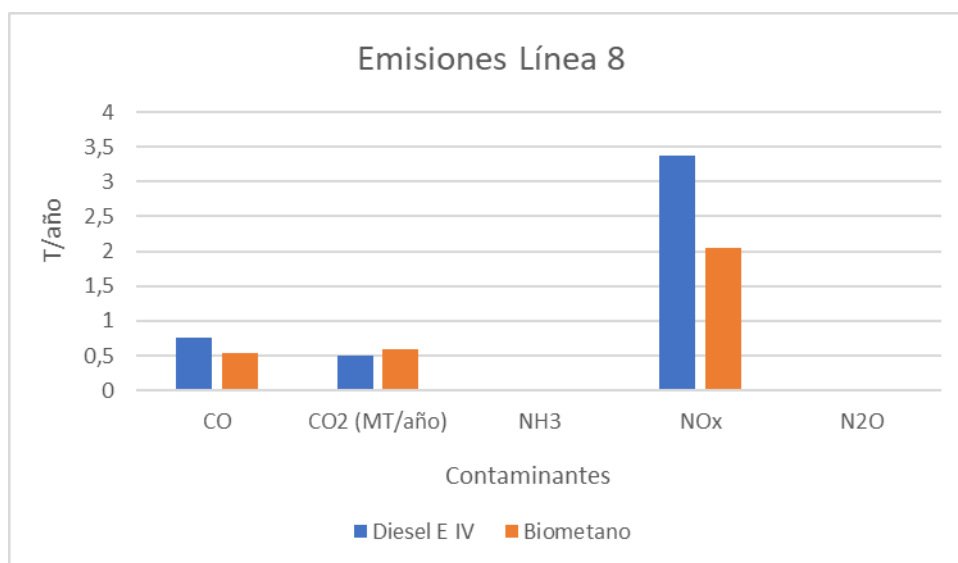


Figura 31. Variación emisiones Línea 8

Línea 5

Finalmente, con la potencia disponible se sustituyen sus 2 autobuses de diésel Euro III de la línea 5, que realizan un total de 153.350 kilómetros anuales. Estos autobuses unen el barrio de La Victoria con Entrepinos, con un consumo diario de 444,88 litros de combustible.

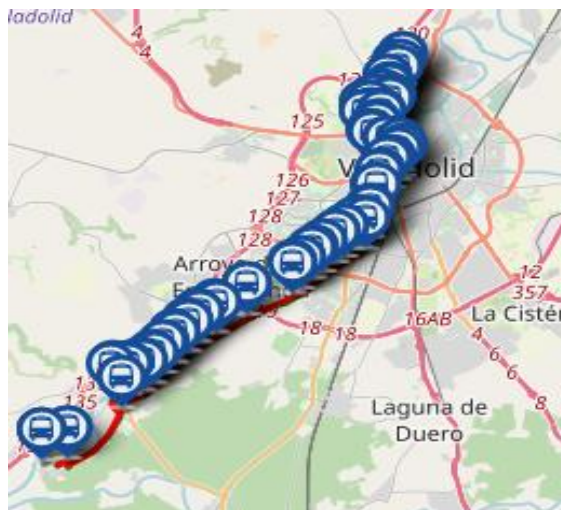


Figura 32. Recorrido Línea 5 (auvasa.es)

| Contaminantes | Diesel E III (40%) | Biometano |
|---------------|--------------------|-----------|
| CO | 0,568 | 0,192 |
| CO2 (MT/año) | 0,206 | 0,213 |
| NH3 | 0 | 0 |
| NOx | 2,179 | 0,742 |
| N2O | 0 | 0 |

Tabla 35. Variación emisiones Línea 5

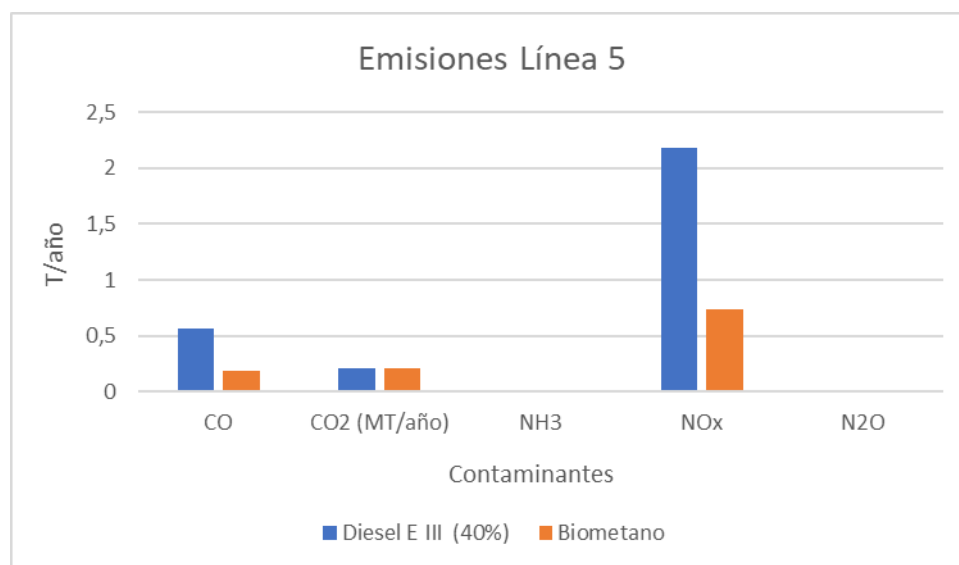


Figura 33. Variación emisiones Línea 5

Finalmente, para ver gráficamente cómo ha evolucionado la emisión de los diferentes contaminantes dentro de las líneas sustituidas, se muestran las siguientes gráficas comparando la situación inicial (año 2020), con la nueva situación utilizando el biometano excedente como combustible (2022):

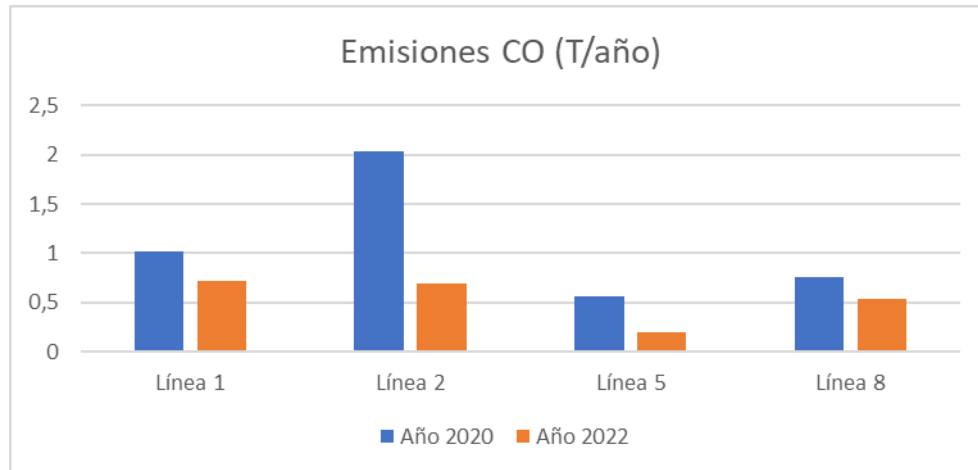


Figura 34. Variación emisiones CO por línea sustituida

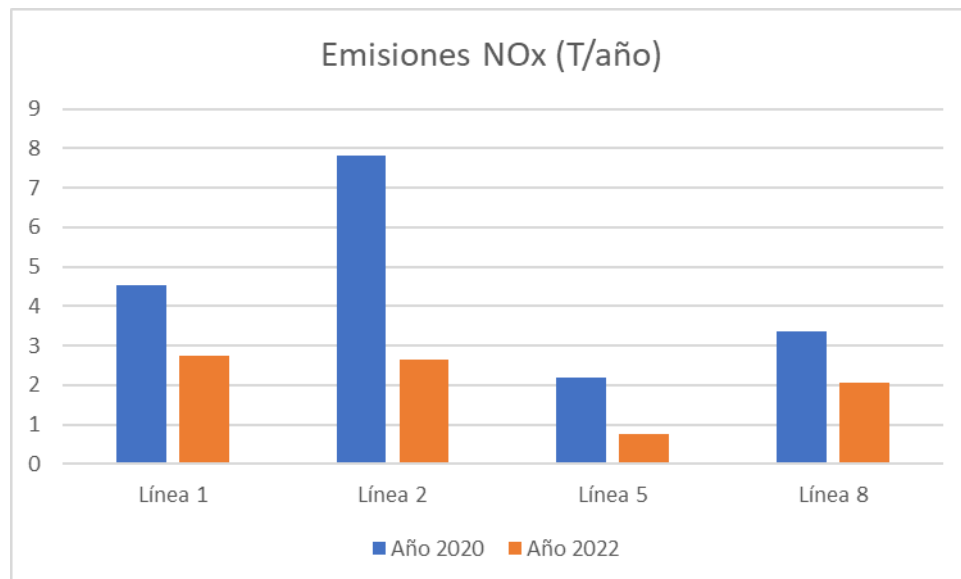


Figura 35. Variación emisiones NOx por línea sustituida

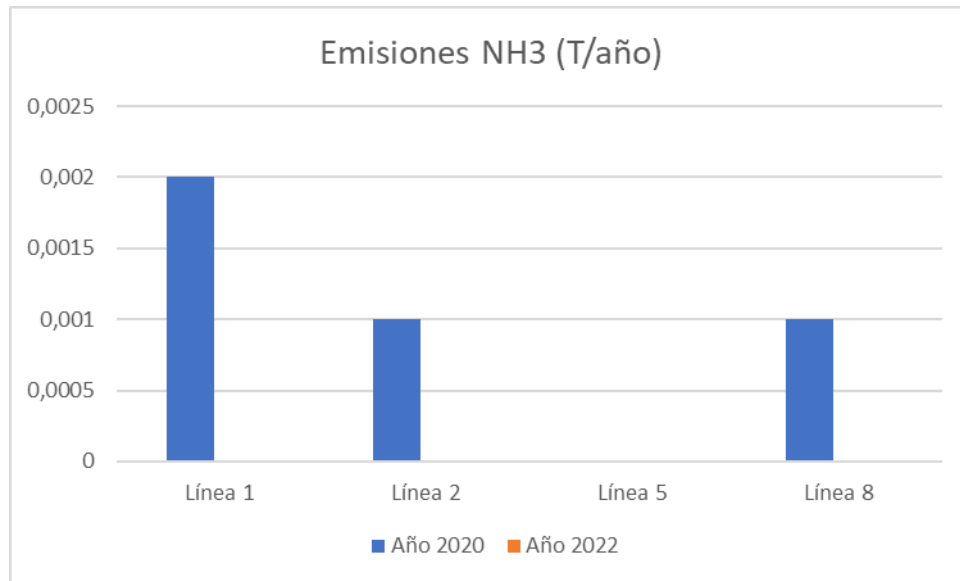


Figura 36. Variación emisiones NH₃ por línea sustituida

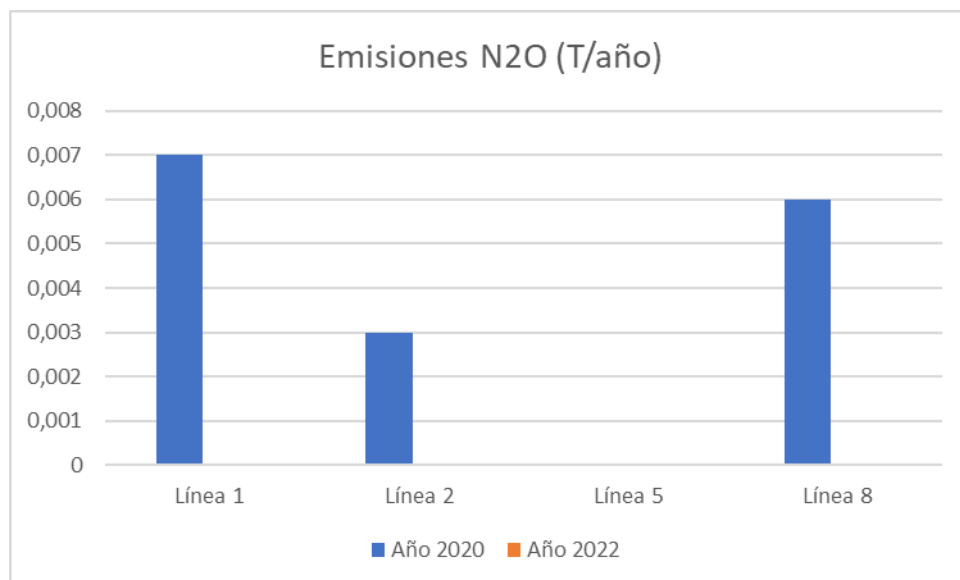


Figura 37. Variación emisiones NO₂ por línea sustituida

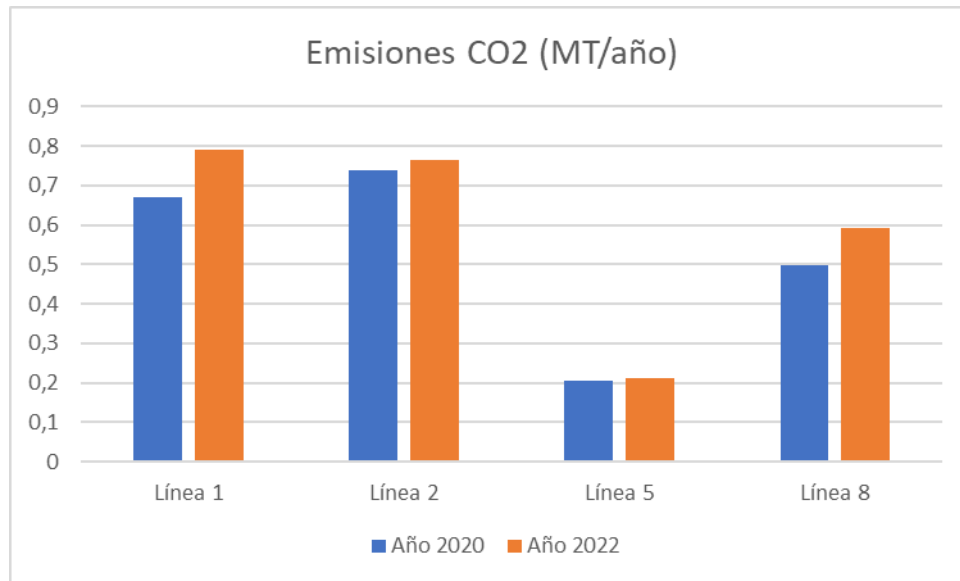


Figura 38. Variación emisiones CO₂ por línea sustituida

Realizando un análisis global de todas las líneas que ha sido posible sustituir implantando el biometano excedente como combustible (L1, L2, L8 y el 40% de la L5), se genera la siguiente Tabla 36. Resumen variación de emisiones en las líneas sustituidas:

| Contaminantes | ANTES (Diesel) | AHORA (Biometano) |
|---------------|----------------|-------------------|
| CO | 4,385 | 2,13 |
| CO2 (MT/año) | 2,111 | 2,36 |
| NH3 | 0,004 | 0 |
| NOx | 17,867 | 8,205 |
| N2O | 0,016 | 0 |

Tabla 36. Resumen variación emisiones en líneas sustituidas

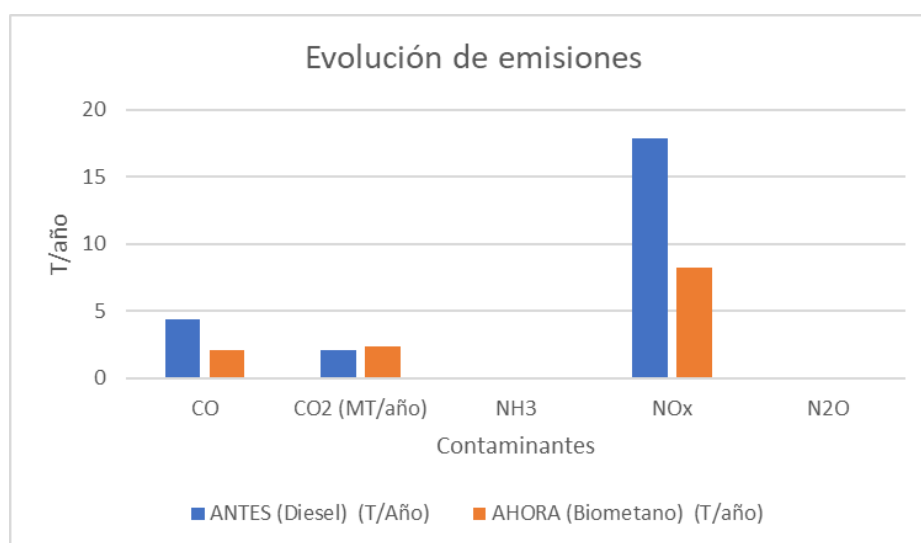


Figura 39. Variación de emisiones totales en líneas sustituidas

Como se puede observar en la tabla y gráfica adjuntas, se ha producido una reducción de las emisiones con componentes más perjudiciales para el ser humano como son NOx y CO,

sobre todo teniendo en cuenta el entorno de estudio, ya que se trata de un entorno urbano en el cual la interacción con las personas es considerable al existir una gran densidad de ocupación.

Gracias al biometano excedente se han logrado sustituir un total de 11 autobuses Euro IV de la línea 1, la línea 2 con 11 autobuses Euro III, la línea 8 constituida por 8 autobuses Euro IV, y el 40% de la línea 5, que son sus 2 autobuses Euro III. Estos dos contaminantes más perjudiciales, se han conseguido reducir en un 50% en el caso del CO y un 46% el NOx. Por su parte, se aprecia un ligero aumento del 11% de CO₂, y la eliminación total del NH₃ y N₂O.

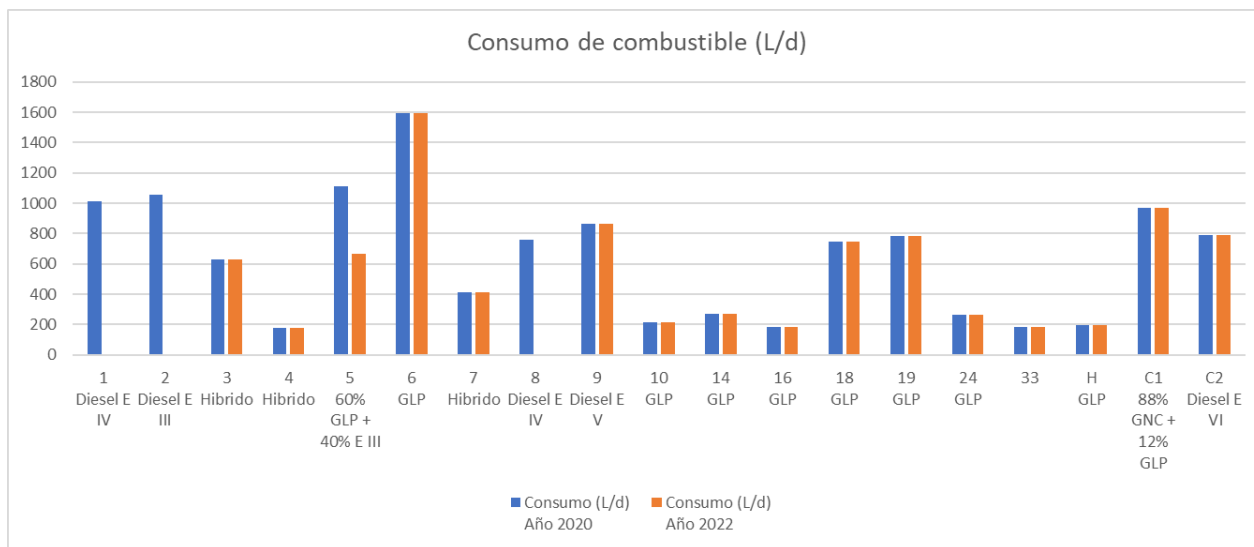


Figura 40. Variación en el consumo de combustible (L/d)

Finalmente, desde el punto de vista de consumo de combustible, se puede observar un importante descenso del mismo en las líneas sustituidas. El número total de autobuses sustituidos es de 32, de los cuales 13 presentan combustible diésel Euro III y los 19 restantes Euro IV.

Observando la figura 40, las líneas sustituidas 1, 2 y 8, pasan a tener un consumo nulo de diésel, y la línea 5 por su parte ve reducido su consumo únicamente a combustible GLP. Esta importante reducción en el consumo de combustible, va a tener una notable repercusión económica.

7.5. Costes asociados en la reducción de consumo de combustible

Una vez analizado en el apartado anterior, la variación de combustibles en la flota de AUVASA, y el correspondiente descenso de emisiones contaminantes en nuestra ciudad, es de gran importancia destacar el ahorro económico gracias a la sustitución de estos combustibles por biometano excedente. Como se ha indicado con anterioridad, el número de autobuses sustituidos es de 32 (13 autobuses diésel Euro III y 19 autobuses diésel Euro IV)

Gracias a la gran producción de biometano generado en la EDAR y CTR de nuestra ciudad y a la posibilidad del uso como combustible en los autobuses de Valladolid se consigue que una gran parte de la flota de AUVASA se autoabastezca de recursos energéticos generados en nuestra propia ciudad.

A continuación, se va a determinar el ahorro económico que supone la sustitución de estos combustibles. Para saber el coste total de los litros de combustible empleados anualmente en cada una de las líneas utilizamos la siguiente tabla:

| | Precio Diésel € (IVA incluido) |
|------------|--------------------------------|
| Diésel (L) | 1,92 |

Tabla 37. Precio diésel

| | Línea 1 | Línea 2 | Línea 8 | Línea 5 |
|-----------------|-------------|--------------|-------------|--------------------|
| Combustible | Diesel E IV | Diesel E III | Diesel E IV | Diesel E III (40%) |
| Consumo (L/año) | 248.919 | 274.395 | 185.598 | 76.660 |
| Coste (€/año) | 477.924 | 526.838 | 356.348 | 147.187 |

Tabla 38. Consumo y coste de las líneas 1, 2, 8 y 5

| | Ahorro TOTAL |
|--------------------------|------------------|
| Combustible | Diesel |
| Consumo (L/año) | 785.572 |
| Coste (€/año) | 1.508.298 |
| Ahorro económico (€/año) | 1.508.298 |

Tabla 39. Ahorro total económico y de combustible

Como se puede observar en el resumen total, gracias a la utilización del biometano excedente de nuestra ciudad a parte de reducir considerablemente las emisiones contaminantes, la ciudad de Valladolid sería capaz de autoabastecerse energéticamente cubriendo un total de 3 líneas de autobús completas y la línea 5 al 40%, sustituyendo un total de 32 autobuses. Gracias a la sustitución de estos combustibles se reduce el consumo de 785.572 litros de diésel al año, con un ahorro económico de 1.508.298 de euros.

7.6. Costes asociados al proceso de upgrading elegido

Como se ha mencionado en los apartados anteriores, la tecnología elegida fue Water Scrubbing (Lavado con agua), y a continuación se muestran los costes asociados a la instalación de este proceso de upgrading.

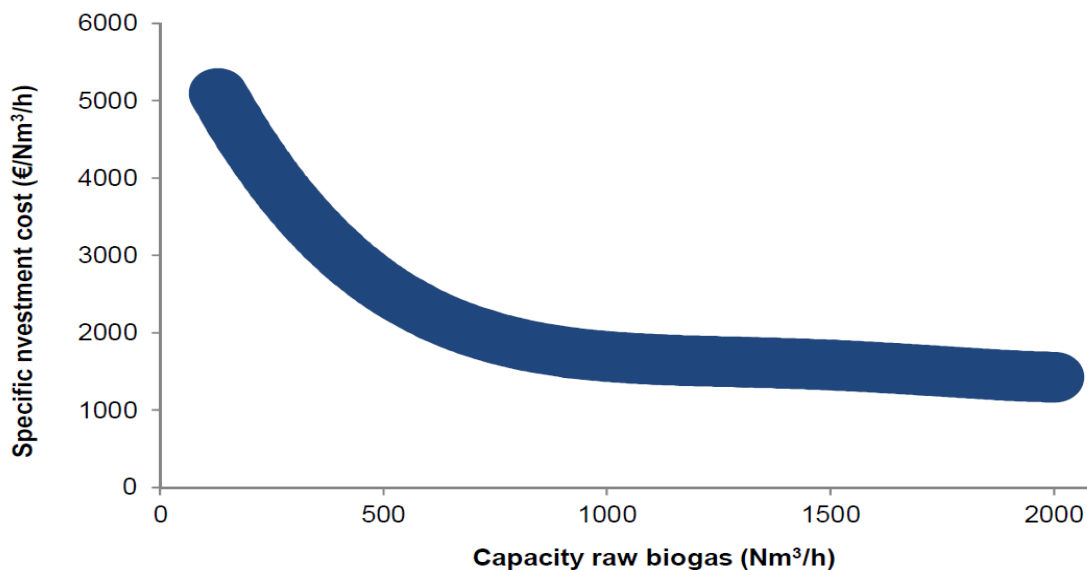


Figura 41. Costes asociados a la tecnología Water Scrubbing

| | |
|---------------------------------|---------------|
| Biogás CTR (m ³ /h) | 105,00 |
| Biogás EDAR (m ³ /h) | 350,00 |
| Total (m³/h) | 455,00 |

Tabla 40. m³/h de biogás en ambas plantas

| Instalación | Coste instalación upgrading | | |
|-------------|-----------------------------|---|-----------------|
| | Tipo upgrading | Coste instalación (€/m ³ /h) | Coste total (€) |
| Auvasa | Lavado con agua | 3100 | 1.410.500,00 |
| Total | | | 1.410.500,00 |

Tabla 41. Costes instalación de la tecnología de upgrading

Analizando la figura 41, teniendo un caudal de biogás de 455 m³/h, el coste de la instalación asciende a 3100 €/m³/h, lo que supone un coste total de 1.410.500 €.

Desde el punto de vista de la inversión inicial del proyecto que se quiere llevar a cabo, solo se tiene el gasto asociado a los equipos de upgrading, que reflejan el coste total mencionado, ya que en la actualidad la empresa AUVASA, dispone de una gasinera por lo que el coste de las instalación de repostaje es nulo.

| Inversión instalaciones (€) | |
|-----------------------------|---------------------|
| Equipos de upgrading | 1.410.500,00 |
| Instalación de repostaje | 0,00 |
| Total | 1.410.500,00 |

Tabla 42. Costes instalación de la tecnología de upgrading

Finalmente, se tratan los costes asociados a la evolución de los autobuses sustituidos para que estos puedan trabajar con el biometano excedente de los dos puntos de generación. El número total de autobuses sustituidos ascendía a 32 vehículos, con un coste total de 250.000 €/autobús.

| Costes autobuses (€) | |
|----------------------|---------|
| Diésel | 220.000 |
| GNC | 250.000 |

Tabla 43. Costes de autobús por tipo de combustible

| Inversión inicial biometano (€) | |
|---------------------------------|--------------|
| Equipos de upgrading | 1.410.500,00 |
| Instalación de repostaje | 0,00 |
| 32 autobuses | 8.000.000,00 |
| Total | 9.410.500,00 |

Tabla 44. Costes totales en la sustitución de los autobuses seleccionados

Sumando a los costes en la instalación de los equipos de upgrading, los costes referentes al cambio de combustible y tipo de autobús para la utilización del biometano excedente, la inversión inicial del proyecto estudiado alcanza los 9.410.500 €.



8. CONCLUSIONES

En el presente TFM se ha realizado un estudio de las diferentes técnicas de upgrading existentes en la actualidad con el objetivo de convertir a Valladolid en una ciudad capaz de autoabastecer parte de la flota de sus autobuses urbanos empleando el biogás generado en la ciudad, reduciendo las emisiones a la atmósfera y los costes económicos en la compra de combustible.

Para ello se han expuesto las diferentes técnicas de upgrading existentes en la actualidad, para mejorar el contenido en metano del biogás, realizando un estudio energético y exergético de cada una de ellas, así como las consideraciones económicas a tener en cuenta en su desarrollo. El punto de partida se encuentra en los datos proporcionados por la EDAR y el CTR de Valladolid, como en la empresa encargada de los autobuses urbanos de la ciudad, AUVASA. Haciendo uso de los datos de interés de estos tres puntos, se lleva a cabo el proceso de upgrading realizando los balances de energía correspondientes a las dos estaciones de generación de biogás (EDAR y CTR), y de esta forma obtener el biometano con un 97% de metano.

Una vez conocido el caudal de biometano disponible, se tratan diferentes métodos para el transporte de este, así como el coste energético de su compresión. Finalmente, tras hacer un análisis de la flota de autobuses actual y la potencia disponible, se lleva a cabo la sustitución de las líneas más adecuadas evaluando la disminución en las emisiones de contaminantes, así como la reducción en el consumo de combustible.

Una vez obtenido los diferentes resultados y tras su posterior análisis se obtienen las siguientes conclusiones específicas:

- La técnica de upgrading más adecuada atendiendo a los caudales disponibles, costes de desarrollo y rendimiento alcanzado es WS (Water Scrubbing), al tratarse de una tecnología consolidada en otros países europeos, con unos costes de inversión estables por ser una tecnología madura.
- Gracias al proceso de upgrading se logra obtener un caudal de biometano de 5542 m³/d (97% CH₄) en la EDAR y un caudal de biometano de 1650 m³/d (97% CH₄) en el CTR, lo que supone disponer de una potencia de 1475 kW.
- Analizando los diferentes autobuses que forma parte de la flota de AUVASA, se concluye que aquellos con combustible Diésel Euro III y Euro IV, son los más desfavorables en cuanto generación de emisiones contaminantes, especialmente NO_x y CO, y consumo diario.
- Por medio de la utilización del biometano excedente, se logra sustituir un total de 32 autobuses (11 autobuses Euro III y 19 autobuses Euro IV), reduciendo un 50% las emisiones de CO y un 46% las de NO_x.



- Desde el punto de vista económico, la reducción del consumo de combustible diésel en un total de 785.572 litros anualmente, supone un ahorro económico de 1.508.298 de euros al año.



9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. I. Adnan, M. Y. Ong, S. Nomanbhay, K. W. Chew, and P. L. Show, “Technologies for biogas upgrading to biomethane: A review,” *Bioengineering*, vol. 6, no. 4, pp. 1–23, 2019
- [2] G. Vilardi, C. Bassano, P. Deiana, and N. Verdone, “Exergy and energy analysis of three biogas upgrading processes,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 224, no. June, p. 113323, 2020
- [3] L. Lombardi and G. Francini, “Techno-economic and environmental assessment of the main biogas upgrading technologies,” *Renew. Energy*, vol. 156, pp. 440–458, 2020
- [4] F. Bauer, C. Hulteberg, T. Persson, and D. Tamm, “Biogas upgrading – Review of commercial technologies. Swedish Gas Center Report SGC 2013:270”, 2013
- [5] M. Bargende, *Natural Gas and Renewable Methane for Powertrains: Future Strategies for a Climate-Neutral Mobility*. 2015.
- [6] Summary of a Workshop on U.S. Natural Gas Demand, Supply, and Technology.; 2003.
- [7] Patterson T, Esteves S, Dinsdale R, Guwy A. An evaluation of the policy and techno-economic factors affecting the potential for biogas upgrading for transport fuel use in the UK. *Energy Policy*. 2011
- [8] Verbeeck K, Buelens LC, Galvita V V., Marin GB, Van Geem KM, Rabaey K. Upgrading the value of anaerobic digestion via chemical production from grid injected biomethane. *Energy Environ Sci*. 2018
- [9] Muñoz R, Meier L, Diaz I, Jeison D. A review on the state-of-the-art of physical/chemical and biological technologies for biogas upgrading. *Rev Environ Sci Biotechnol*. 2015
- [10] Nguyen LN, Kumar J, Vu MT, et al. Biomethane production from anaerobic co-digestion at wastewater treatment plants: A critical review on development and innovations in biogas upgrading techniques. *Sci Total Environ*. 2021
- [11] Ardolino F, Cardamone GF, Parrillo F, Arena U. Biogas-to-biomethane upgrading: A comparative review and assessment in a life cycle perspective. *Renew Sustain Energy Rev*. 2021
- [12] Fu S, Angelidaki I, Zhang Y. In situ Biogas Upgrading by CO₂-to-CH₄ Bioconversion. *Trends Biotechnol*. 2021



- [13] Paturska A, Repele M, Bazbauers G. Economic Assessment of Biomethane Supply System based on Natural Gas Infrastructure. Energy Procedia. 2015
- [14] Rotunno P, Lanzini A, Leone P. Energy and economic analysis of a water scrubbing based biogas upgrading process for biomethane injection into the gas grid or use as transportation fuel. Renew Energy. 2017
- [15] Martín-Hernández E, Guerras LS, Martín M. Optimal technology selection for the biogas upgrading to biomethane. J Clean Prod. 2020
- [16] Tinaut F V. Francisco V. Tinaut 15. Published online 2018
- [17] Tinaut, F.V. Apuntes Asignatura Sistemas de Propulsión Alternativos. Máster Ing^a Automoción, Universidad de Valladolid, 2019.
- [18] Ceballos, J.J. Simulación de consumo de combustible y emisiones de vehículos de transporte público de la ciudad de Ambato (Ecuador) mediante COPERT 4., 2016
- [19] Sanchez Garcia, F.J. Producción de biometano a partir de biogás de vertedero. Universidad de Sevilla, 2016
- [20] Alarcón Arroyo, J. Gestión de residuos en la EDAR. Universidad de Valladolid, 2012
- [21] Nieto Millán, F. Simulación de consumos de combustible y emisiones de autobuses urbanos de Valladolid mediante Copert 5. Universidad de Valladolid, 2020.
- [22] Rodriguez Pérez, J. Estimación de las emisiones contaminantes y consumos de combustible de los autobuses urbanos de Valladolid. Universidad de Valladolid, 2021.
- [23] Pino Gutiérrez, R. Integración de excedentes de energías renovables en la digestión de lodos de depuradora para la producción de biometano inyectable en red. Universidad de Valladolid, 2019
- [23] auvasa.es
- [24] ctrvalladolid.com
- [25] aquavall.es
- [26] webbook.nist.gov